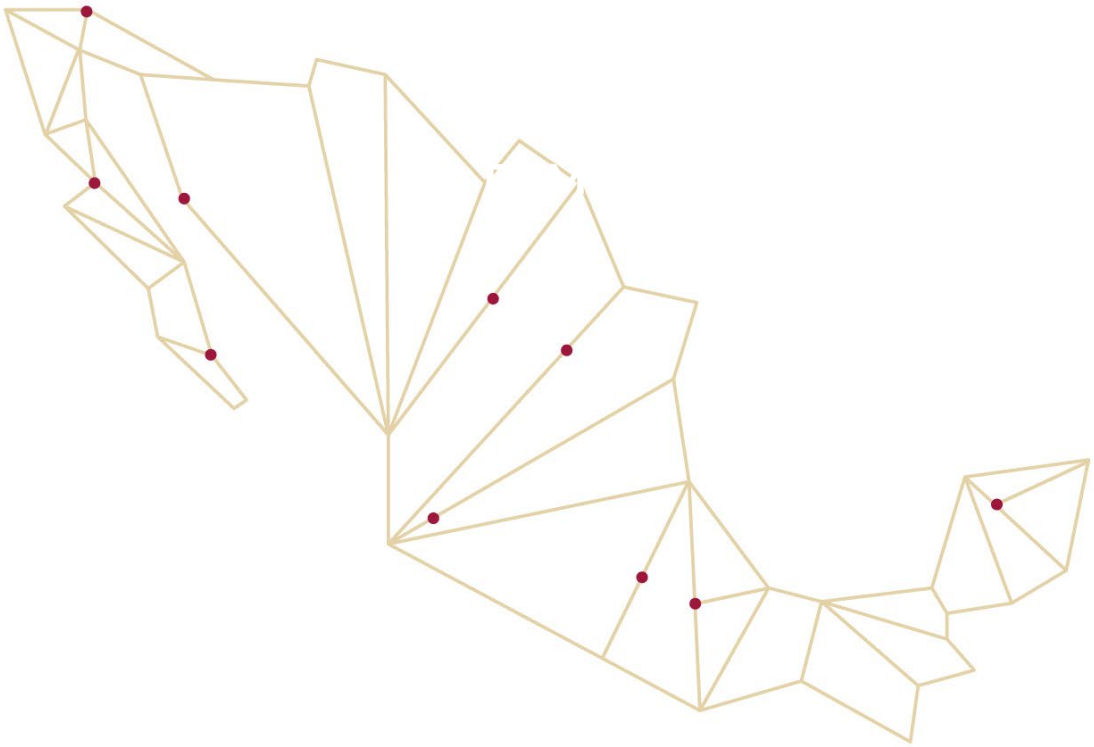


Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista

PAMRNT

2024 - 2038

CENACE®
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) 2024 - 2038
Centro Nacional de Control de Energía
Blvd. Adolfo López Mateos No. 2157, Col. Los Alpes,
Alcaldía Álvaro Obregón, Ciudad de México, C. P. 01010

Documento autorizado por la Secretaría de Energía.

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRNT 2024 - 2038

Centro Nacional de Control de Energía

www.gob.mx/cenace

CONTENIDO

ABREVIATURAS, SIGLAS Y ACRÓNIMOS 7

1. INTRODUCCIÓN 11

2. FUNDAMENTO LEGAL 14

3. PROCESO DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 16

4. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 24

4.1 CONFORMACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL 24

4.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 25

4.3 PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES 27

4.4 CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 30

4.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2018-2023 34

4.6 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 35

4.7 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 37

4.8 PROGRAMA DE CENTRALES ELÉCTRICAS DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA 39

4.9 PROGRAMAS INDICATIVOS DE INSTALACIÓN Y RETIROS DE CENTRALES ELÉCTRICAS 42

4.10 EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO_2E 46

4.11 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 47

4.12 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA 48

4.13 CAPACIDAD EN SOLICITUDES DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN ETAPA DE ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN 2024-2028 50

5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2023 55

5.1 ANÁLISIS POR GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL 55

5.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA Y CONSUMO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DURANTE 2023 81

5.3 COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA Y CONSUMO BRUTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 84

5.4 COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA Y CONSUMO BRUTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 86

5.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA SEMANAL Y CONSUMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 87

5.6 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA 89

5.7 RESERVA OPERATIVA 90

5.8 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TERMINOS DE MARGEN DE RESERVA 92

5.9 INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN 95

5.10 CONDICIONES OPERATIVAS EN LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN LOS PRINCIPALES COMPUERTA DE FLUJO DE TRANSMISIÓN DEL SEN EN LA DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 2023 95

5.11 CONDICIONES OPERATIVAS DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN LAS PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO DE TRANSMISIÓN DEL SIN EN LA DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE NOCHE 2023 98

5.12 PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO SATURADAS 100

5.13 ESTADÍSTICA DE LOS ESTADOS OPERATIVOS ALERTA Y EMERGENCIA 102

5.14 INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 104

6. PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 108

6.1 RELACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON OTROS FACTORES 109

6.2 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 110

6.3 SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 113

6.4 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2024 — 2038 142

6.5 CONSUMO BRUTO 2024 – 2038 144

6.6 ELECTROMOVILIDAD 2024 — 2038 153

6.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2024 — 2038 156

6.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA 2024 – 2038 159

6.9 CAPACIDAD DE CENTROS DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIOS DE CONEXIÓN 2024-2026 167

7. CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS 170

7.1 DEMANDA MÁXIMA DE VERANO 2023 170

7.2 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2023 176

7.3 DEMANDA MÍNIMA DE INVIERNO 2023 176

7.4 DEMANDA MEDIA DE INVIERNO 2023 177

7.5 COMPORTAMIENTO DE LAS GCR NOROESTE, NORTE Y NORESTE EN DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DEL SIN 177

7.6 DEMANDA MÍNIMA DE INVIERNO 2023 177

7.7 COMPORTAMIENTO DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DEL SIN Y LAS REGIONES DEL PAÍS 178

8. IMPACTO EN LA EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EL RETRASO EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN 181

8.1 PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN 181

8.2 IMPACTO EN LA GCR CENTRAL 195

8.3 IMPACTO EN LA GCR ORIENTAL 199

8.4 IMPACTO EN LA GCR OCCIDENTAL 211

8.5 IMPACTO EN LA GCR NOROESTE 231

8.6 IMPACTO EN LA GCR NORTE 245
8.7 IMPACTO EN LA GCR NORESTE 258
8.8 IMPACTO EN LA GCR PENINSULAR 265
8.9 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 277
8.10 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 284
8.11 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 289
9. AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 291
9.1 OBJETIVO DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN 291
9.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 291
9.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER 292
9.4 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 320
9.5 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS 424
9.6 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM 434
9.7 PROYECTOS LEGADOS DEL PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO (POISE) MEDIANTE RECURSOS PROPIOS (RP) Y OBRA PÚBLICA FINANCIADA (OPF) 519
9.8 PROYECTOS CON RECURSOS POR APORTACIONES DE CFE DISTRIBUCIÓN 523
9.9 METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL PAMRNT 2024 – 2038 (TOTAL) 535
9.10 PROYECTOS INSTRUIDOS CON CAMBIO DE ALCANCE 540
10. MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 579
10.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT 583
11. PROYECTOS EN ESTUDIO IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO 596
11.1 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028 – 2038 596
11.2 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN CON BASE AL PIIRCE 2024-2038 647
12. APLICACIONES DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES 657
ANEXO 667

ABREVIATURAS, SIGLAS Y ACRÓNIMOS

Acrónimo	Definición
ACSR	Cable de aluminio desnudo con alma de acero.
AMP o kA	Amperes o kilo (1000) amperes, unidad de medida de corriente
AT	Autotransformador(es).
AUT	Autoabastecimiento
B/C	Beneficio / Costo
BIO	Biogás, Biomasa, Bioenergía eléctrica
CAISO	California Independent System Operator
CATPRE	Catálogo de Precios Unitarios por Mano de Obra, Materiales y Equipo
CEV	Compensador Estático de VAr
CCC	Central de Ciclo Combinado.
CCI	Central de Combustión Interna
CDE	Central Diesel Eléctrica.
CdR	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red
CE	Central(es) Eléctrica(s).
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH	Central Hidroeléctrica.
CHLS	Cargas térmicas de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar no-eléctrico
COG	Cogeneración
COG_{ef}	Cogeneración Eficiente
CONAMER	Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
COVID-19	Enfermedad respiratoria por el virus SARS-CoV2
CP	Capacitor de Potencia.
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSS	Contingencia Sencilla más Severa

DAC	Disparo Automático de Carga.
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DAG	Disparo Automático de Generación.
DMCZ	Demanda Máxima Coincidente de Zona
EAR	Esquema de Acción Remedial.
EE. UU.	Estados Unidos de América
EM	Electromovilidad
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
ENS	Energía No Suministrada.
EO	Eoloeléctrica o Eólica
EPS	Empresa(s) Productiva(s) Subsidiaria(s).
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EXP	Exportación
FIP	Ficha de Información de Proyecto
FV	Fotovoltaica
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GEN	Permiso de Generación LIE
GEO	Geo termoeléctrica
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
HI	Hidroeléctrica
IMP	Importación
kcmil	Mil circular mils
kV	Kilo (1000) volts, unidad de medida de tensión
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LT	Línea(s) de Transmisión.
LTCPS	Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo
LTE	Ley de Transición Energética

MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios.
MR	Margen de Reserva
MVA	Mega Volt-Ampere, unidad de medida de potencia.
MVAr	Mega Volt-Ampere reactivo, unidad de medida de potencia reactiva.
MW	Mega Watt, unidad de medida de potencia activa.
NUC	Nucleoeléctrica
OPF	Obra Pública Financiada.
PCyM	Equipo de Protección, Control y Medición
PDS	Pronóstico de Demanda por Subestaciones
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PAMRGD	Programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRNT	Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PEM	Proyecto Elemental Mínimo.
PIE	Productores Independientes de Energía Eléctrica
PND	Plan Nacional de Desarrollo
POISE	Programa de obras e inversiones del sector eléctrico
PP	Pequeña Producción
PREI	Programa de Redes Eléctricas Inteligentes
PRODESEN	Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PIIRCE	Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas
P.U.	Por unidad
RE	Reactor
REI	Red(es) Eléctrica(s) Inteligente(s)
RGD	Red General de Distribución.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
RP-MR	Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva
RT	Restaurador.
SAE	Sistema(s) de Almacenamiento de Energía

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIBC	Sistema Interconectado Baja California
SIBCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
SIM	Sistema Interconectado Mulegé
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SE	Subestación(es) Eléctrica(s)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
TC o TC's	Transformador(es) de Corriente
TG	Turbogás
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
UCE	Unidad(es) de Central(es) Eléctrica(s)
UME	Unidades Móvil de Emergencia
UPC	Usos Propios Continuos
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
VE	Vehículo(s) eléctrico(s)
VEHC	Vehículo(s) eléctrico(s) híbrido(s) conectable(s)
VH	Vehículo(s) Híbrido(s)
VIRPe-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva
VIRPm-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínimo en términos del Margen de Reserva
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
WECC	Western Electricity Coordinating Council
ZC	Zona de Carga
ZOT	Zona de Operación de Transmisión

1. INTRODUCCIÓN

Como resultado de la Reforma Energética en México, la industria eléctrica está conformada por las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La Planeación y el Control del SEN, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica son consideradas áreas estratégicas por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

La generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se proporcionan en un régimen de libre competencia.

La Secretaría de Energía (SENER), como máxima autoridad del sector, es la facultada para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica; formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo (PND); prepara y coordina la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional; en el ámbito de su competencia la SENER, promueve que la planeación se realice bajo criterios de sustentabilidad, impulsando la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, y propiciando la expansión eficiente de la industria eléctrica; así como dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

En el PRODESEN se refleja la política energética en materia de electricidad y aspectos de la Ley de Transición Energética (LTE) de promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias, el cumplimiento de Metas para tener una generación y consumo de energía eléctrica mediante Energías Limpias, la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT), las tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes (REI) y mejoras en la flexibilidad operativa, considerando para ello, aspectos relevantes de los:

- Pronósticos de la demanda eléctrica tanto en potencia máxima demandada por región como consumo de energía eléctrica y, los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica.
- Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).
- Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (PAMRNT).
- Programas de ampliación y modernización de las RGD que no correspondan al MEM (PAMRGD).

Por tratarse de una actividad en régimen de competencia, el PIIRCE no será vinculatorio. Sin embargo, la ampliación y modernización de la RNT y las RGD dependerá, además de los pronósticos de demanda y consumo, entre otros aspectos, de los diversos parámetros que se materialicen como resultado del PIIRCE (tamaño, ubicación, tecnología, fecha indicativa de entrada en operación de las Centrales Eléctricas).

De acuerdo con el marco legal vigente, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el responsable de elaborar, formular y proponer a la SENER y a la opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) los PAMRNT para su autorización y opinión respectivamente.

Teniendo en cuenta que el PIIRCE utilizado como insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD no garantiza que se instalarán o retirarán las Centrales Eléctricas que contiene, se considerará como firme el PIIRCE en el periodo 2024 – 2028 que cuentan con Contrato de Interconexión y los que la SENER determinó como estratégicos de acuerdo con el PND 2019-2024. Asimismo, el CENACE informará a la SENER, la incidencia de capacidades en las solicitudes por región, detección de requerimientos por Confiabilidad y la experiencia en las necesidades de infraestructura que se estén requiriendo de potenciales Centrales Eléctricas que tengan la intención de interconectarse al SEN.

Además, dado que el Marco Legal establece que el PRODESEN se debe realizar cada año, ello da una fortaleza para lograr la coordinación adecuada entre el PIIRCE, PAMRNT y PAMRGD.

A continuación, se lleva a cabo una breve reseña de los temas desarrollados en cada uno de los capítulos del PAMRNT 2024 – 2038:

En el capítulo 2 se menciona el fundamento legal que da sustento a CENACE para la elaboración del presente PAMRNT.

En el capítulo 3 se presenta el proceso para la elaboración de PAMRNT y las diferentes metodologías que se utilizan para la evaluación técnica y económica de los proyectos identificados.

En el capítulo 4 se incluye un resumen de la Infraestructura actual del SEN, la producción de energía eléctrica, el PIIRCE, la Matriz Energética Nacional de largo plazo, la capacidad de generación en etapa de estudio y el número de estudios de Servicio de Transmisión.

En el capítulo 5 se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2023. Se muestran las problemáticas operativas por Gerencia de Control Regional (GCR), el comportamiento en el margen de reserva operativo y la reserva de planeación, la congestión en la RNT, las problemáticas de sobrecargas en la transformación, los nodos y zonas con deficiencias en el control de la Calidad de tensión, las interrupciones en el suministro de energía eléctrica y una breve reseña de los principales disturbios ocurridos. Asimismo, se relacionan con las obras instruidas por la SENER que estarían solucionando la mayoría de las problemáticas operativas que se han tenido. Este diagnóstico es una referencia importante para identificar los proyectos que solucionen problemáticas que se irán agravando a futuro, a fin de que sean propuestos para la aprobación de la SENER y opinión de la CRE.

En el capítulo 6 se muestran los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica brutos de 2024-2038, incluyendo las variables de Generación Distribuida (GD) y electromovilidad (EM) que tendrán un impacto importante en el largo plazo.

En el capítulo 7 se detallan las características de los escenarios de estudio relevantes para la planeación de la infraestructura eléctrica en el mediano y largo plazo.

En el capítulo 8 se presenta un resumen de la priorización de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión, indicando su avance constructivo o estatus en el que se encuentran por parte de CFE Transmisión. Adicionalmente, se incluye una descripción del impacto a la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Suministro Eléctrico, por GCR, debido al retraso en la entrada en operación de dichos proyectos instruidos.

En el capítulo 9 se detallan los proyectos instruidos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM por SENER, los proyectos Legados previos a la Reforma Energética y los proyectos por aportaciones. Adicionalmente, se presentan las Fichas de Información de Proyecto (FIP) resumen que justifican técnica y económicamente la necesidad de construcción de los proyectos identificados de ampliación de la RNT y las RGD del MEM en el ejercicio de planeación de 2024; y se presentan los proyectos ya instruidos que, por condiciones del sistema eléctrico, incremento de la demanda y consumo, entrada de Centros de Carga y reevaluaciones solicitadas por el Transportista se actualizan sus metas físicas.

En el capítulo 10 se presentan los proyectos instruidos de modernización de la RNT y las RGD del MEM por SENER, así como las FIP de los proyectos identificados en el ejercicio de planeación de 2024-2038.

En el capítulo 11 se presentan los proyectos en Estudio que requieren de autorización de la SENER para que se consideren en el capítulo 9 y su probable instrucción; una breve descripción de los proyectos en Estudio resultado del PIIRCE 2024-2038.

Finalmente, en el Capítulo 12 se presenta el resumen de los proyectos identificados en el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI) 2020, cuyos objetivos pueden alinearse con los alcances establecidos en las fracciones del artículo 38 de la LTE.

2

Fundamento legal

2. FUNDAMENTO LEGAL

"El CENACE presenta a la SENER y a la CRE, las propuesta del PAMRNT para el periodo 2024 – 2038, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafos cuarto y quinto, 49, párrafo primero y 90 párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1°, párrafos primero y tercero, 3°, párrafo primero, fracción I, 45 y 49, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1°, párrafo primero, 2°, 6°, párrafo primero, 14 párrafo primero, fracción I, 15, párrafo antepenúltimo de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 14, 108, fracciones XIV y XV y 109 de la Ley de la Industria Eléctrica 5, fracciones I, II y VI y 9, fracciones I y II de su Reglamento; 16, fracción II de la Ley de Transición Energética; PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO, párrafo primero, y VIGÉSIMO CUARTO del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía".

La SENER con fundamento en los artículos 11, párrafo primero, fracción XX y 14, párrafo segundo de la LIE; y 9, párrafo primero, fracciones IV y V del Reglamento de la LIE, es quien autoriza el documento denominado PAMRNT 2024-2038.

3

Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM

3. PROCESO DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

Para la definición de los proyectos propuestos que integrarán el PAMRNT 2024 – 2038, el CENACE realiza los estudios técnicos y económicos de acuerdo con el proceso que se muestra en la Figura 3.1.1.

Antes de iniciar el proceso, es necesario clarificar cuáles son los objetivos y fundamento normativo que se deben cumplir en el reporte final del PAMRNT. Los objetivos sustantivos son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, reducción de los costos del suministro de energía eléctrica, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, minimizar las congestiones en la RNT, programar proyectos de REI, operación con eficiencia energética y la reducción de gases efecto invernadero.

En la etapa de estudios, en el corto plazo se consideran los requeridos para definir la infraestructura y refuerzos para la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga. Esta infraestructura será base para los estudios de la expansión de la Red Eléctrica a mediano y largo plazos.

Para los estudios eléctricos de mediano a largo plazos, se parte del conocimiento del diagnóstico operativo del SEN en el año previo o incluso en los meses previos para identificar las problemáticas operativas en congestionamientos de la RNT, sobrecargas en las capacidades de la transformación, necesidades de compensación de potencia reactiva capacitiva e inductiva, apoyos en la Confiabilidad e intercambios de energía eléctrica a través de los enlaces internacionales y comportamiento del margen de reserva operativo. Asimismo, de la infraestructura de la Red Eléctrica, del crecimiento de la demanda y del parque de generación con la información real más reciente.

En los diferentes escenarios estacionales de la demanda que se estudian y analizan para los siguientes años, se plasman las condiciones y políticas operativas reales que tienen aplicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas Unidades de Centrales Eléctricas por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, porcentajes de generación renovable solar y de viento de acuerdo a estadísticas y horas específicas.

En los casos empleados para los estudios eléctricos, se optimizan los despachos económicos de la generación considerando los costos variables de cada unidad de Central Eléctrica y los límites de transmisión de las Compuertas de Flujo significativas del SEN.

La identificación de refuerzos se va desprendiendo gradualmente al incrementar la demanda y la interconexión de fuentes de generación para satisfacer el suministro de la energía eléctrica, la reducción de emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) y las Metas de producción de Energía Limpia.

La presencia de violaciones en límites de transmisión, sobrecargas en elementos de transformación, bajas y altas tensiones en la RNT por restringidos márgenes de reserva de potencia reactiva; desde la fase normal de estado estable y ante contingencias sencillas (criterio universal de Confiabilidad η-1), son indicadores para realizar estudios de mayor detalle con el fin de confirmar la necesidad de refuerzos y los nodos de conexión de los mismos.

Identificado el refuerzo, se estudian diferentes Alternativas para la misma magnitud de transporte de potencia o capacidad y determinar la que presente los mejores beneficios técnico-operativos y económicos.

Para la realización de los estudios económicos y de energía eléctrica de la RNT, el SEN se modela por regiones con las correspondientes Compuertas de Flujo y Límites Operativos entre ellas. La demanda se modela de acuerdo con las curvas de duración de carga considerando los pronósticos de crecimiento previamente evaluados. Las Centrales Eléctricas se modelan con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible, considerando: la indisponibilidad estadística y proyectada de éstas. Para las Centrales Eléctricas intermitentes, se toma en cuenta el comportamiento estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios proporcionado por la SENER.

Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas Líneas de Transmisión de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

En la elaboración de los estudios económicos; se analizan las diferentes Alternativas de cada proyecto previamente estudiadas técnicamente se considera una vida útil de los elementos de 30 años y así obtener los beneficios económicos para el sector eléctrico de cada Alternativa. Después, se compara con el costo de inversión estimado de las Alternativas y se obtiene una relación beneficio/costo de cada una de ellas.

Para definir la Alternativa de cada proyecto que será sometido a la opinión de la CRE y aprobación de la SENER, se realiza la evaluación comparativa de los beneficios técnicos y económicos, de ahí se define la propuesta.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación que se estarán evaluando anualmente de acuerdo con los nuevos proyectos de Centrales Eléctricas, crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

FIGURA 3.1.1. PROCESO ANUAL DEL PAMRNT[1]



En la Figura 3.1.2 se muestra el proceso para la evaluación del desempeño de la Confiabilidad en la RNT y las RGD del MEM, del cual se obtiene el modelo de la Red Eléctrica con los nuevos proyectos programados para el corto y mediano-largo plazo.

1 Adecuado de la Figura 1.2.2 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31-dic-2021

En el horizonte de tiempo de corto y mediano plazos (η+2 a η+6), se desarrolla, donde sea necesario para cada proyecto propuesto en estudio, el modelo de la Red Eléctrica para los diferentes escenarios estacionales y de demanda que se estudian y analizan. La estructura de la Red Eléctrica se ajusta con la información del PIIRCE considerando los proyectos firmes y en donde sea necesario para cada proyecto propuesto en estudio los optimizados dado que su ubicación física no es conocida y solo la región del modelo PIIRCE, la incorporación de nuevos Centros de Carga y el crecimiento de la demanda por Subestación Eléctrica.

El modelo en el horizonte de tiempo de corto plazo para los estudios de evaluación del desempeño de la Red Eléctrica está compuesto de los componentes de secuencia positiva para flujos de carga, de secuencia cero para cálculos de corto circuito y de los modelos matemáticos y controles de las unidades de las Centrales Eléctricas de todas las tecnologías para estabilidad transitoria. En este horizonte es importante representar la RNT y las RGD del MEM con el mayor detalle posible.

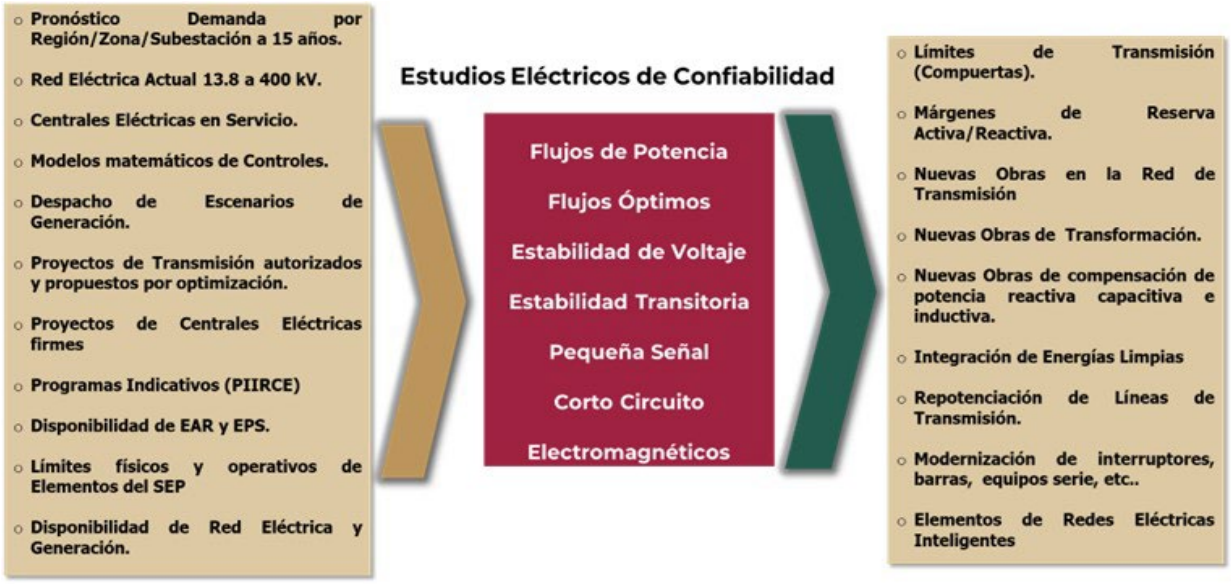
Los diferentes escenarios de demanda-despacho de generación estacionales, son condiciones puntuales en un tiempo determinado y están orientados a conocer el comportamiento del sistema en cada una de ellas. Cada escenario contiene, además de la información de la Red Eléctrica actual y futura, los pronósticos de demanda por región/zona/subestación, la capacidad prevista en PIIRCE, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo (η+6 a η+14) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por un grado de incertidumbre mayor en las variables de precios de combustibles y evolución de la demanda y consumo. El modelo de la Red Eléctrica incluye proyectos de transmisión indicativos para dar seguimiento en los subsecuentes ejercicios de estudios de Planeación.

Con los modelos de Red Eléctrica para cada escenario, se evalúa el desempeño del sistema eléctrico, se definen e incorporan nuevos refuerzos de tal forma que la RNT y las RGD del MEM puedan operar para suministrar las demandas a lo largo del horizonte de estudio con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Asimismo, se definen proyectos con tecnologías de REI para preservar, mejorar la Confiabilidad del SEN ante la incorporación de generación renovable (variable e intermitente) en la RNT y GD. Asimismo, con el propósito de reducir los costos de suministro de energía eléctrica

FIGURA 3.1.2. PROCESO DE EVALUACIONES DE LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM



El Proceso de Evaluaciones Económicas consiste en la evaluación del impacto económico, de los proyectos para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, considerando los costos de inversión y beneficios en los costos de: producción, Confiabilidad en el suministro, cumplimiento Metas Energía Limpia y emisiones GEI, y precios de combustibles. Este Proceso puede ser por tres Estudios diferentes y con ello proporcionar un sustento sólido para la opinión de la CRE y autorización de la SENER, de los proyectos propuestos en el PAMRNT:

Determinísticos: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto y sus respectivas Alternativas ante diferentes Escenarios (9 a 27) de precios de combustibles, consumo – demanda, Energías Limpias variables e hídricos que pueden presentarse en mediano y largo plazos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda Incremental: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto de mínimo costo para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada en mediano y largo plazo en estado estable y ante contingencia sencilla en un área de influencia determinada, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas de acuerdo con los criterios establecidos en el Código de Red (CdR).

Probabilísticos: permite obtener los beneficios económicos que tendría un proyecto y sus respectivas Alternativas ante evaluación Compuesta de la Confiabilidad (simulación aleatoria y combinada de fallas en elementos de generación, transmisión y transformación; independientes entre sí, para cada uno de los estados, mediante la simulación Monte Carlo).

La evaluación económica de los principales proyectos de transmisión requiere la simulación de la operación futura del sistema eléctrico. Esta se lleva a cabo mediante los modelos que consideran información del sistema consistente en: simplificación de la Red Eléctrica por regiones, pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, evolución de precios de combustibles, parámetros de desempeño de las Centrales Eléctricas, PIIRCE, incertidumbres en afluentes, en la generación eólica y solar, caracterización de la Red Eléctrica existente, límites de transmisión, proyectos de transmisión candidatos, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento del sistema existente y de los proyectos futuros de Centrales Eléctricas y transmisión y, parámetros de evaluación como la tasa social de descuento y el costo de la Energía No Suministrada (ENS).

Los resultados principales, del proceso de evaluación económica y de energía eléctrica de proyectos de transmisión consisten en: costos totales de producción de energía eléctrica, costos de ENS, costos de

inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, factores de utilización de las Líneas de Transmisión, etc.

En el horizonte de tiempo de corto plazo (η a η+6) se realizan evaluaciones para determinar la evolución del margen de reserva, factores de planta de Centrales Eléctricas, comportamiento de flujo promedio de potencia en las Compuertas de Flujo, costos de producción por retraso de proyectos, etc.

La evaluación económica o social, consiste en determinar sí los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

La instalación y operación de un proyecto de transmisión, dentro del sistema eléctrico, modifica el costo total del suministro; esta variación se puede cuantificar mediante el cálculo de los diferentes componentes del costo, bajo dos condiciones del sistema eléctrico: con el proyecto y sin el proyecto.

Los principales beneficios que se obtienen consisten en los ahorros de costos de producción y ahorros en el costo de la ENS. Otros beneficios que se determinan son los asociados a reducción de emisiones contaminantes.

En la Figura 3.1.3 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema.

En esta fase de estudios, el SEN se modela simplificando la Red Eléctrica física de transmisión por regiones y manteniendo los parámetros físicos de las Líneas de Transmisión entre regiones con sus correspondientes límites de transmisión.

Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos de la RNT, de tal manera que la evaluación económica del proyecto de transmisión sea de manera ordenada y congruente, para minimizar en el largo plazo, los costos de inversión, de operación y de Confiabilidad de Suministro; de acuerdo con los criterios de planeación, operación y de las políticas de Confiabilidad del SEN.

Lo anterior, para dar cumplimiento a lo establecido en la LIE y su Reglamento, la LTE en las Metas de producción de Energía Limpia y mitigación de GEI, los criterios de la planeación energética y de política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, así como, de las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red*.

FIGURA 3.1.3. PROCESO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



Para confirmar las necesidades de refuerzos y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios para la expansión de la RNT mediante la evaluación probabilística de la Confiabilidad compuesta, esta se lleva a cabo mediante el modelo México, el cual considera la siguiente información del sistema: estadística de fallas en elementos de generación, transmisión y transformación; topología y parámetros de red; modelo de Red Eléctrica equivalente de 2,000 elementos; límites de transmisión; demanda por subestaciones; estadística de la generación hidroeléctrica; costos variables de generación del parque existente y proyectos de generación factibles.

En el horizonte de tiempo de mediano-largo plazos (η+6 a η+14), en cada año se estructura una Red Eléctrica con el PIIRCE, y el crecimiento de la demanda por GCR y Sistema Interconectado.

El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar el costo de producción y el costo de la ENS por el sistema – en cada año de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación utilizando el método Montecarlo no secuencial.

El criterio de Confiabilidad para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación consiste en que los beneficios – atribuibles a cada proyecto de transmisión y/o transformación – por reducción de los costos de producción e incremento en la Confiabilidad del sistema, deben ser suficientes para cubrir el costo de inversión del proyecto, de manera que resulte una relación beneficio-costo mayor a la unidad.

Para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación en el mediano plazo, se utiliza la metodología de planificación dinámica, la cual consiste en la solución de subproblemas estáticos (año por año) iniciando del año "η+6" al "η+14", y posteriormente de regreso, del año "η+14" al "η+6". Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

En la Figura 3.1.4 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo México.

FIGURA 3.1.4. PROCESO DE ESTUDIOS PROBABILÍSTICOS DE CONFIABILIDAD COMPUESTA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM



COORDINACIÓN CON EL CENAGAS

En el corto plazo, se consideran las restricciones vigentes en el suministro del gas natural de acuerdo con el comportamiento real del suministro y pronósticos de los primeros años, con fuente de información del área operativa.

El CENAGAS tiene una coordinación estrecha con el área de Operación del Sistema y el MEM.

La elaboración del PIIRCE, de acuerdo con la LIE es una facultad otorgada a la SENER. Esta última tiene una coordinación con el organismo CENAGAS, para alinear las necesidades energéticas de este combustible en la planeación de mediano-largo plazo.

CENACE

4

Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

4. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1 CONFORMACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL

El SEN está conformado por ocho Gerencias de Control Regionales, donde la península de Baja California está compuesta por tres Sistemas Eléctricos que operan aislados entre sí, como se muestra en la Figura 4.1.1. La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de nueve Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía Baja California Sur, para el Sistema Interconectado Mulegé (SIM).

El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el Control Operativo del SEN y el MEM.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está integrado por las siete regiones de control: Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía eléctrica para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El Sistema Interconectado Baja California (SIBC), opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE. UU. – Western Electricity Coordinating Council (siglas en inglés WECC)- por medio de dos Líneas de Transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

Mientras que los Sistemas Interconectados Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC.

FIGURA 4.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL[2]



[2] La Gerencia de Control Regional está conformada por tres Sistemas Interconectados que operan aislados entre sí y cada uno cuenta con su Centro de Control.

4.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La Red Eléctrica de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La expansión de la Red Eléctrica se ha llevado a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las Centrales Eléctricas. En el futuro, la construcción de las Redes Eléctricas de transmisión se llevará a cabo para continuar atendiendo el suministro de energía eléctrica en el país y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, así como para garantizar los flujos de energía eléctrica requeridos por el MEM, considerando su rentabilidad económica y garantizar la Confiabilidad del SEN.

El SEN está constituido por Redes Eléctricas en diferentes niveles de tensión:

Red Nacional de Transmisión (RNT): Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las RGD y a los Usuarios Finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.

Redes Generales de Distribución (RGD): Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las Redes Eléctricas en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 kV.

Redes Particulares: Redes Eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD. No serán incluidas en el documento.

Dentro del proceso de elaboración de los inventarios de CFE Transmisión se ha estado revisando las distancias en las Redes Eléctricas de 69 a 400 kV, se han ido revisando sus distancias por parte del Transportista en especial en nivel de tensión de 69 a 138 kV. Al 31 de diciembre de 2023, conforme a datos de CFE Transmisión, en la RNT se tienen 110,846 km de líneas transmisión, 0.15 % más que en 2022; el mayor crecimiento se dio en 115 kV con la adición de 141 km.

En el Cuadro 4.2.1, se muestran los km de Líneas de Transmisión por nivel de tensión de 2022 a 2023. La Figura 4.2.1 muestra el porcentaje por nivel de tensión de las Líneas de Transmisión en la RNT.

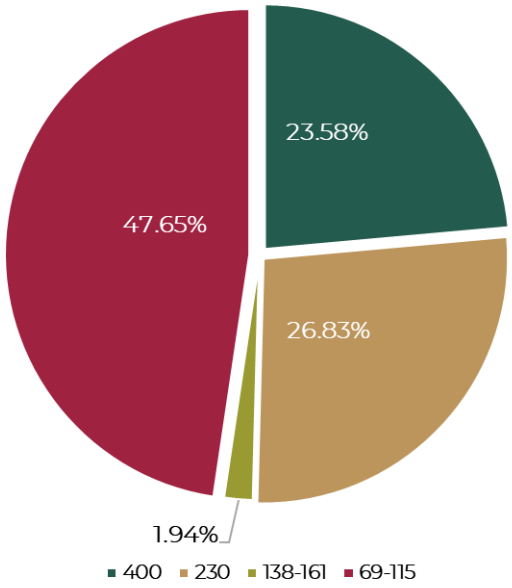
CUADRO 4.2.1. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (KM)[3]

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (KM) 2022	LONGITUD (KM) 2023	TCA 2022-2023 (%)
TRANSMISIÓN 161 A 400 KV	**56,389**	**56,409**	**0.04**
400 KV	26,125	26,135	0.04
230 KV	29,743	29,743	0.00
161 KV	521	531	1.92
TRANSMISIÓN 69 A 138 KV	**54,296**	**54,437**	**0.26**
138 KV	1,620	1,620	0.00
115 KV	48,584	48,725	0.29
85 KV	1,757	1,757	0.00
69 KV	2,335	2,335	0.00
TOTAL	**110,685**	**110,846**	**0.15**

FUENTE: Elaborado con información de EPS CFE Transmisión y GCR.

[3] La información varia respecto al ejercicio anterior del PAMRNT derivado de las revisiones que ha estado realizando la EPS CFE Transmisión a los elementos de la RNT.

FIGURA 4.2.1. INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RNT POR NIVEL DE TENSIÓN (KV) EN 2023



FUENTE: Elaborado con información de CFE Transmisión y GCR.

En las Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento efectivo de 362 MVA en bancos de transformación de 2022 a 2023. En el Cuadro 4.2.2 muestra los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM 2022-2023. El Cuadro 4.2.3, presenta la infraestructura de RGD que no correspondan al MEM para 2022 y 2023.

En la Figura 4.2.2 se muestra la Red Eléctrica troncal de transmisión en un diagrama unifilar simplificado, considerando desde 115 a 400 kV en el SIN. En la Península de Baja California los SIBC, SIBCS y SIM desde 115 kV.

CUADRO 4.2.2. ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y DE LOS ELEMENTOS DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM (MVA)[4]

Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2022	Capacidad de transformación (MVA) 2023	TCA 2022-2023 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	116,082	113,688	-2.06%
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	77,056	79,812	3.58%
Total	**193,138**	**193,500**	**0.19%**

FUENTE: Elaborado con información de EPS CFE Transmisión y EPS CFE Distribución.

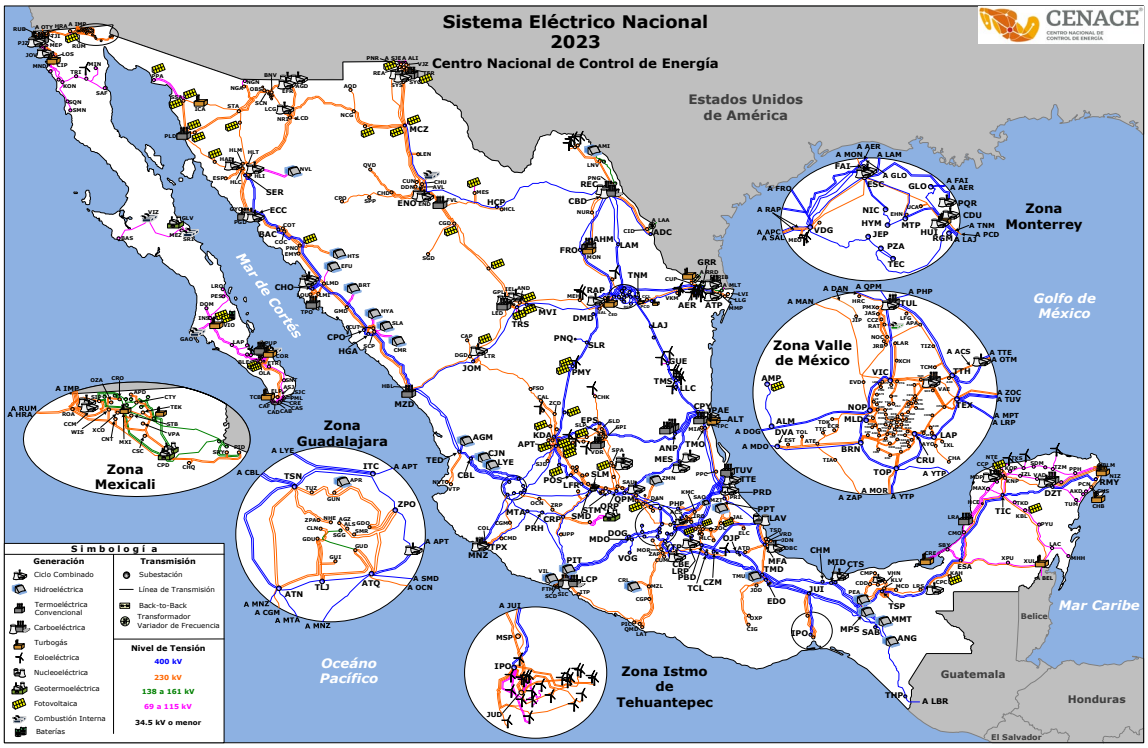
[4] Los valores son capacidad efectivade transformación. Se está revisando en sitio derivado de movimientos o indisponibilidad.

CUADRO 4.2.3. INFRAESTRUCTURA DE LA RGD QUE NO CORRESPONDAN AL MEM

Infraestructura de Distribución	2021	2022	2023
Cantidad de Circuitos Media Tensión	12,114	12,239	12,358
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	542,129	548,411	551,465
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	335,920	340,759	342,741
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	57,994	59,123	60,010
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,583,932	1,617,936	1,640,728

FUENTE: Elaborado con información de la CFE Distribución.

FIGURA 4.2.2. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL – RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2023[5]



4.3 PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES

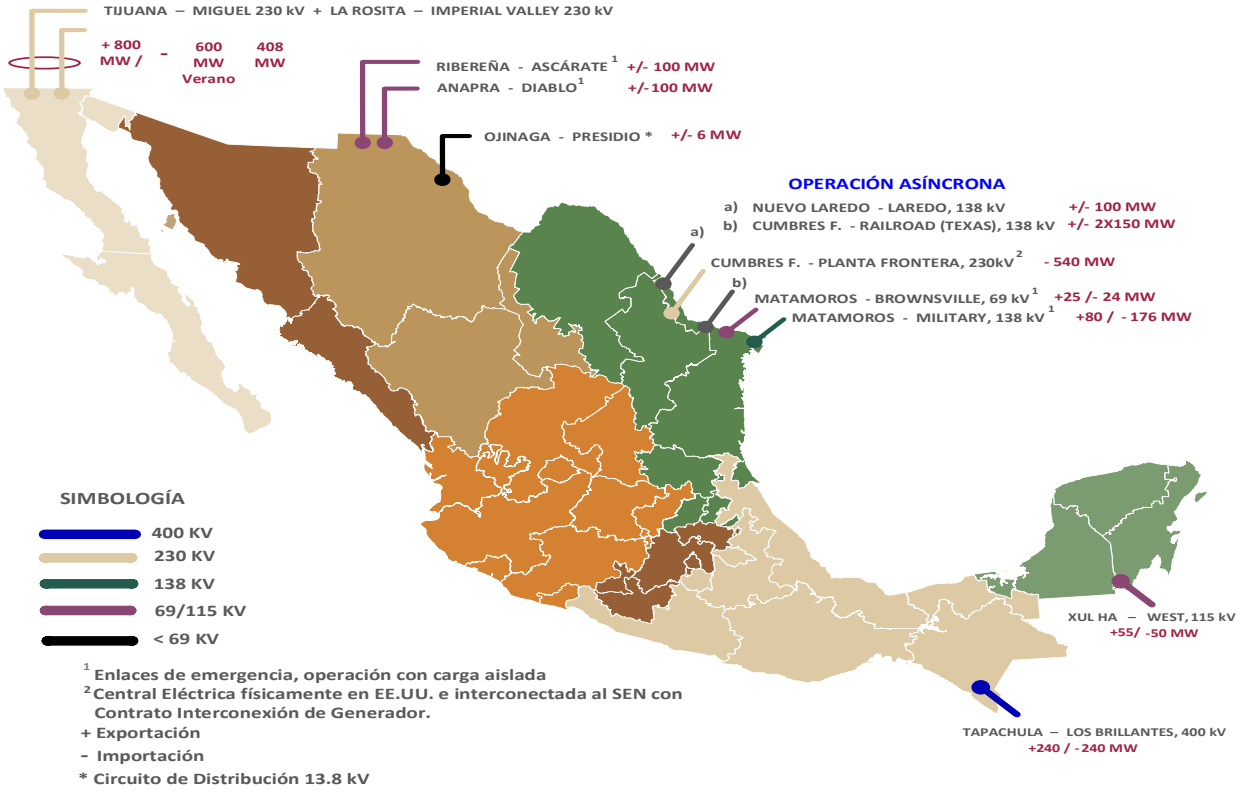
Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la Figura 4.3.1. Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión de 115 kV que operan con carga aislada entre ciudad Juárez, Chihuahua, y El Paso, Texas, EE. UU. En Matamoros, Tamaulipas se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas, EE. UU. Con Texas se tienen dos enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW en la región de Laredo, y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa.

Con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV. En Baja California se tienen dos Centrales de Ciclo Combinado (CCC) y una eólica (EO) que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el SIBC y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

[5] No describe información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

El Cuadro 4.3.1 presenta la energía eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales, el Cuadro 4.3.2 presenta los factores de utilización con respecto a las capacidades de importación y exportación.

FIGURA 4.3.1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2023 (MW)



CUADRO 4.3.1 ENERGÍA ELÉCTRICA EN DE LOS PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES 2020 A 2023 (CAPACIDAD MW Y ENERGÍA ELÉCTRICA EN MWh)

INTERCONEXIÓN	CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN [MW]	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN [MW]	EXPORTACIONES (MWh)				IMPORTACIONES (MWh)			
			2020	2021	2022 /1	2023	2020	2021	2022 /1	2023
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMER	100	100	29,216	29,979	35,735	29,410	92,417	79,727	135,365	165,835
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	300	300	127,554	104,547	119,355	50,840	47,904	50,500	172,057	293,662
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	36	36	11,004	0	0	0	7,648	0	0	0
GCR NORESTE - ERCOT			**167,774**	**134,526**	**155,091**	**80,250**	**147,969**	**130,227**	**307,422**	**459,497**
LA ROSITA - IMPERIAL VALLEY	800	600 ver	413,334	303,610	215,749	365,776	953,920	1,122,706	1,147,565	999,804
TIJUANA - OTAY MESA		408 inv	434,323	724,111	509,700	495,118	423,379	402,050	570,082	507,457
IMPERIAL IRRIGATION DISTRICT	27	27	0	0	0	0	26,594	0	32,238	40,001
SIBC - CAISO			**847,658**	**1,027,720**	**725,449**	**860,895**	**1,403,892**	**1,524,756**	**1,749,885**	**1,547,262**
TAPACHULA-LOS BRILLANTES	240	240	998,821	1,150,690	1,217,384	1,738,925	99,123	81,788	89,097	47,321
XULHA-BELICE	55	50	270,309	380,292	323,311	430,666	23	6	6	1
SIN - CENTROAMERICA			**1,269,130**	**1,530,983**	**1,540,695**	**2,169,591**	**99,147**	**81,795**	**89,103**	**47,322**
TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			**2,284,562**	**2,693,229**	**2,421,235**	**3,110,735**	**1,651,008**	**1,736,778**	**2,146,410**	**2,054,082**

FUENTE: Liquidaciones disponibles del MEM

/1 Se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2023-2037 con las Liquidaciones disponibles del Mercado

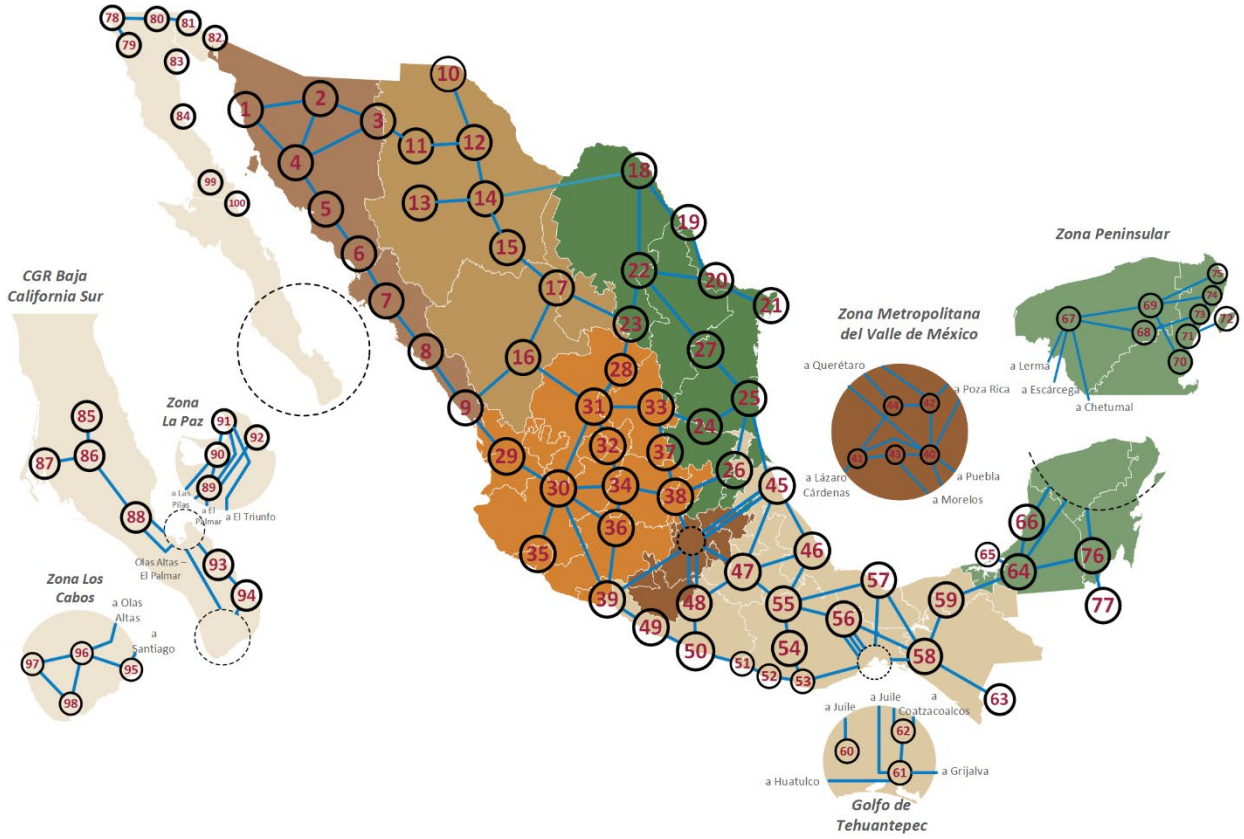
CUADRO 4.3.2 FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES 2020 A 2023 (%)

INTERCONEXIÓN	EXPORTACIONES				IMPORTACIONES*			
	2020	2021	2022 /1	2023	2020	2021	2022 /1	2023
CD INDUSTRIAL - LAREDO AMER	3.33	3.42	4.08	3.36	10.52	9.10	15.45	18.93
CUMBRES FRONTERA - RAIL ROAD	4.84	3.98	4.54	1.93	1.82	1.92	6.55	11.17
PIEDRAS NEGRAS - EAGLE PASS	3.48	0.00	0.00	0.00	2.42	0.00	0.00	0.00
SIBC - CAISO	12.06	14.66	10.35	12.28	26.64	29.01	33.29	29.44
TAPACHULA - LOS BRILLANTES	47.38	54.73	57.90	82.71	4.70	3.89	4.24	2.25
XULHA - BELICE	55.95	78.93	67.10	89.39	0.01	0.00	0.00	0.00

NOTA: En 2020, 2021, 2022 y 2023 se considera entre SIBC y CAISO el valor de 600 MW para el cálculo.
/1 se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2023-2037 con las Liquidaciones disponibles del Mercado

En la Figura 4.3.2 se presenta los elementos de las Compuertas de Flujo entre regiones en 2023 con los que se desarrollan los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Anexo 4.1.

FIGURA 4.3.2. ENLACES ENTRE REGIONES DE TRANSMISIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



FUENTE Enlaces entre regiones PIIRCE 2024-2038.

4.4 CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A continuación, se presentan la capacidad instalada interconectada [6] RNT y las RGD de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productor Independiente de Energía (PIE), Autoabasto (AUT), Cogeneración (COG), Pequeño Productor (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) al 31 de diciembre de 2023, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Así como, la capacidad instalada bajo el amparo de la LIE, relacionada con los Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas con permiso como Generación.

Al cierre del 2022 la capacidad instalada interconectada de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 87,130 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2023 se incrementó a 89,008 MW, lo cual refleja un incremento de 2.16 % con respecto al 2022. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como CCC (766 MW), Centrales FV (934 MW) y Centrales EOL (134 MW). Mientras que para las Centrales Eléctricas en pruebas se tiene 1,439 MW destacando las Centrales de Ciclo Combinado (394 MW), Centrales FV (426 MW) y las Centrales Eólicas (516 MW).

En el Cuadro 4.4.1 se presenta capacidad instalada interconectada del SEN[7] por los principales tipos de tecnologías para el 2020, 2021, 2022 y 2023.

En el Cuadro 4.4.2 se presenta la capacidad en pruebas en el SEN por tipo de tecnología y GCR al 31 diciembre 2023. En la Figura 4.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada interconectada al cierre de diciembre de 2023, de las Centrales Eléctricas en operación. El Cuadro 4.4.1 no considera en la Capacidad instalada interconectada de tres Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) con Baterías de tres Centrales Eléctricas de Energía Limpia en el SIBCS, ya que estas son para regulación primaria y control de rampas por efectos de nubosidad o disminución súbita de viento (ráfagas).

[6] La Capacidad Instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
[7] FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM

CUADRO 4.4.1. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW)

TECNOLOGÍA	2020 1/	2021 6/	2022 7/	2023 8/
Hidroeléctrica	12,612	12,614	12,613	12,612
Geotermoeléctrica	951	976	976	976
Eolo eléctrica	6,504	6,977	6,921	7,055
Fotovoltaica*	5,149	5,955	6,535	7,469
Bioenergía 2/	378	378	408	407
Suma limpia renovable	25,594	26,899	27,453	28,519
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	2,305	2,305	2,308	2,322
Suma limpia no renovable	3,913	3,913	3,916	3,930
Total capacidad de energía eléctrica limpia	**29,506**	**30,812**	**31,369**	**32,449**
Porcentaje	**35.5**	**35.8**	**36.0**	**36.5**
Ciclo combinado	31,948	33,640	34,413	35,178
Térmica convencional 3/	11,809	11,793	11,343	11,300
Turbogás 4/	3,545	3,744	3,815	3,888
Combustión interna	850	701	728	729
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**83,121**	**86,153**	**87,130**	**89,008**

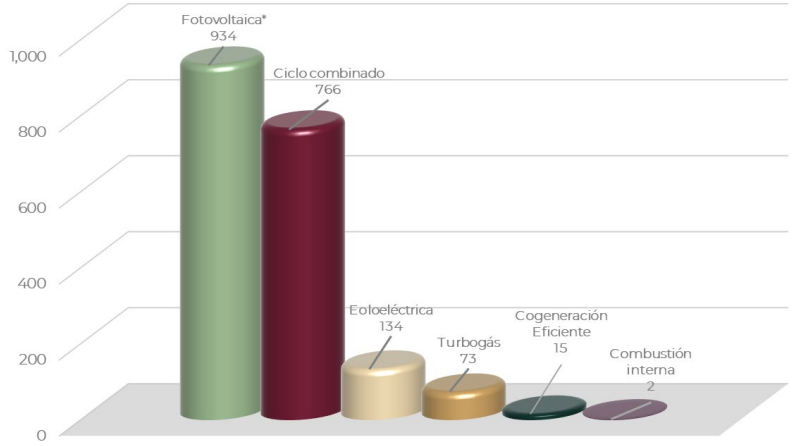
1/ Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020.
2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
3/ incluye Lecho Fluidizado
4/ incluye plantas móviles
5/ Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente CEL.
6/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.
7/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2022.
8/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2023.
FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM. La capacidad con base a su Capacidad de Contrato de Interconexión
*Se incluyen dos Centrales Eléctricas híbridas con Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento con Baterías (32 MW).

CUADRO 4.4.2. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA EN PRUEBAS DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31-DICIEMBRE 2023 (MW)

TECNOLOGÍA	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIBC	SIBCS	SIM	TOTAL
Hidroeléctrica			12	3							15
Geotermoeléctrica											0
Eolo eléctrica						516					516
Fotovoltaica			306	120							426
Bioenergía 1/						2					2
Suma limpia renovable	0	0	318	123	0	518	0	0	0	0	959
Nucleoeléctrica											0
Cogeneración Eficiente 3/			6	12							18
Suma limpia no renovable	0	0	6	12	0	0	0	0	0	0	18
Total capacidad de energía eléctrica limpia	**0**	**0**	**324**	**135**	**0**	**518**	**0**	**0**	**0**	**0**	**977**
Porcentaje	**0.0**	**0.0**	**47.9**	**100.0**	**0.00**	**94.6**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**67.9**
Ciclo combinado			344		50						394
Térmica convencional 2/											0
Turbogás							19				19
Combustión interna	3		9			29				8	49
Carboeléctrica											0
TOTAL	**3**	**0**	**677**	**135**	**50**	**547**	**19**	**0**	**0**	**8**	**1,439**

1/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
2/ incluye Lecho Fluidizado.
3/ Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente CEL.
FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM. La capacidad en prueba con base a su Capacidad de Contrato de Interconexión

FIGURA 4.4.1. ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023 (MW)

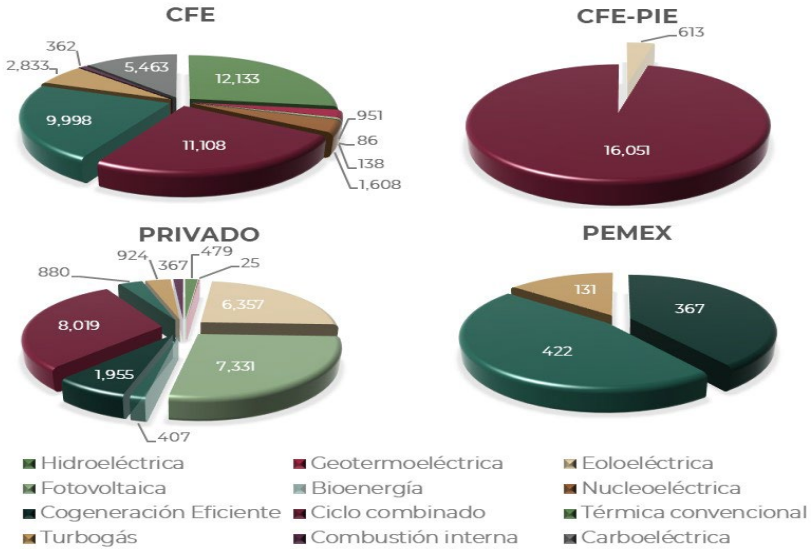


FUENTE: Información CRE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. En Centrales Eléctricas Fotovoltaicas se incluye Híbrida de FV y batería.

En el año 2022, la capacidad instalada interconectada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia tales como, hidroeléctrica (HI), geotérmica (GEO), EO, Fotovoltaica (FV) y de Bioenergía eléctrica (BIO), fue de 27,453 MW, y al cierre de diciembre de 2023 se tiene 28,519 MW; un incremento del 3.88 % con respecto al 2022. Siendo las Centrales Eléctricas EO y FV las principales fuentes de tal incremento.

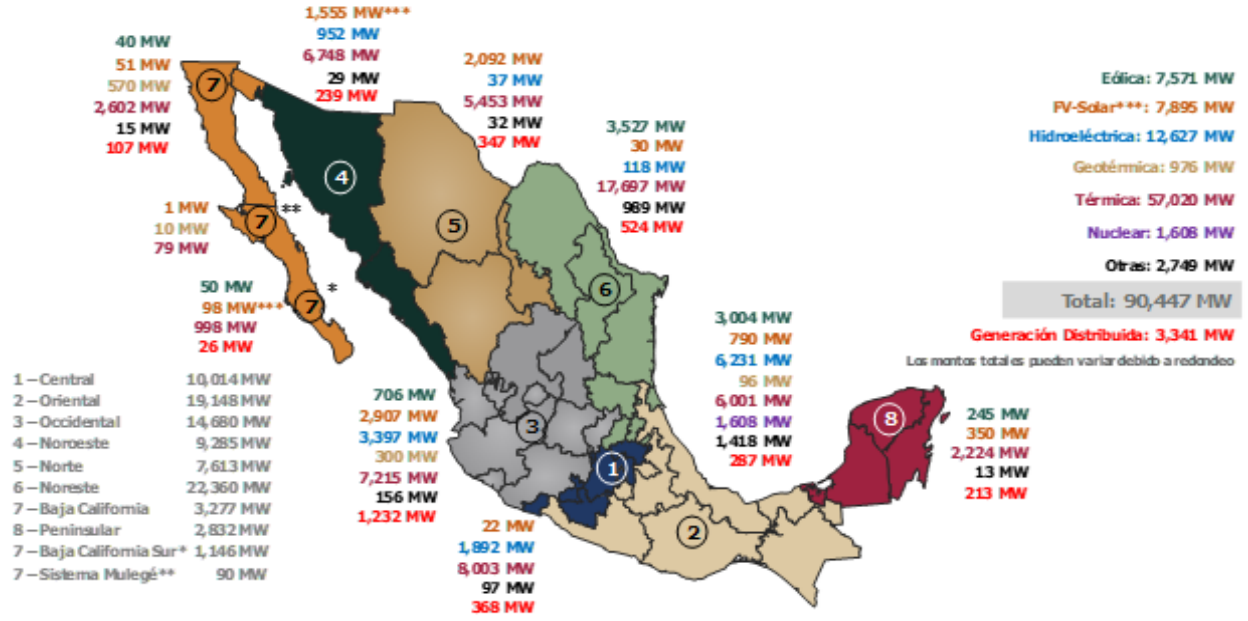
En la Figura 4.4.2, presenta la capacidad instalada interconectada por modalidad al 31 de diciembre de 2023. Para más detalle, ver Anexo 4.2 y derivados. En la Figura 4.4.3, presenta la capacidad instalada interconectada en operación y en pruebas del SEN al cierre de diciembre 2023, clasificada por tipo de tecnología y Región de Control. Al cierre de diciembre de 2023, la CFE tiene 44,680 MW y 16,664 MW para los PIE; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada interconectada de 26,744 MW y PEMEX 921 MW.

FIGURA 4.4.2. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS A 31 DICIEMBRE DE 2023 (MW)



FUENTE: Información CRE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La Capacidad instalada con base a su capacidad de Contrato de Interconexión. No incluye GD-FV y en pruebas.

FIGURA 4.4.3. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA, EN OPERACIÓN Y PRUEBAS DEL SEN AL 31 DICIEMBRE 2023 (MW)

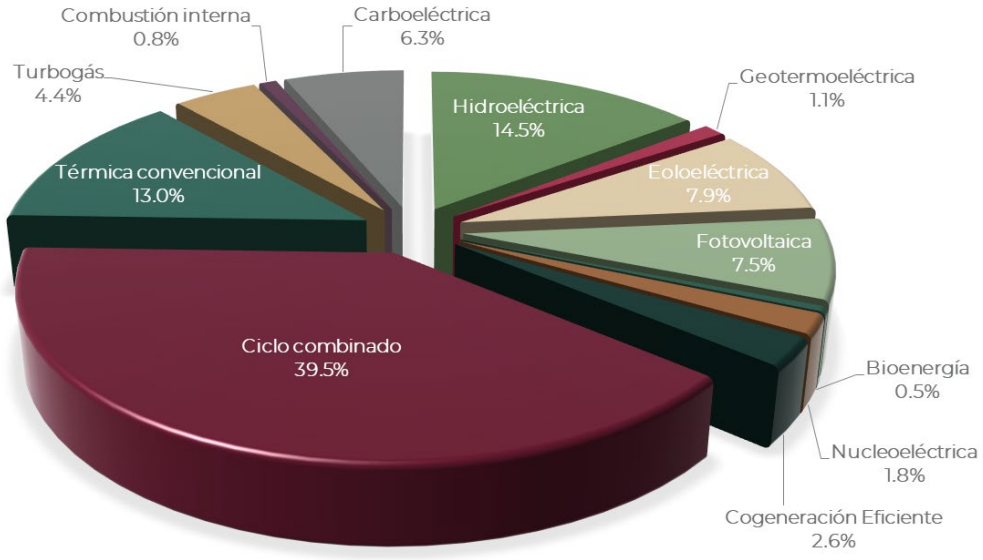


Considera la capacidad instalada a la Red Eléctrica de las Centrales Eléctricas que se encuentran en operación y pruebas al 31 de diciembre de 2023.
Térmica: Incluye Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica convencional, Turbogas y Carboeléctrica. Otras: solo incluye Bioenergía y Cogeneración Eficiente.
**** Existen proyectos híbridos con un Fotovoltaico con Batería (32 MW).*

FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM.
NOTA: La GD-FV representa el 29.8 % de la Capacidad Instalada con tecnología FV con electrónica de potencia en el SEN.

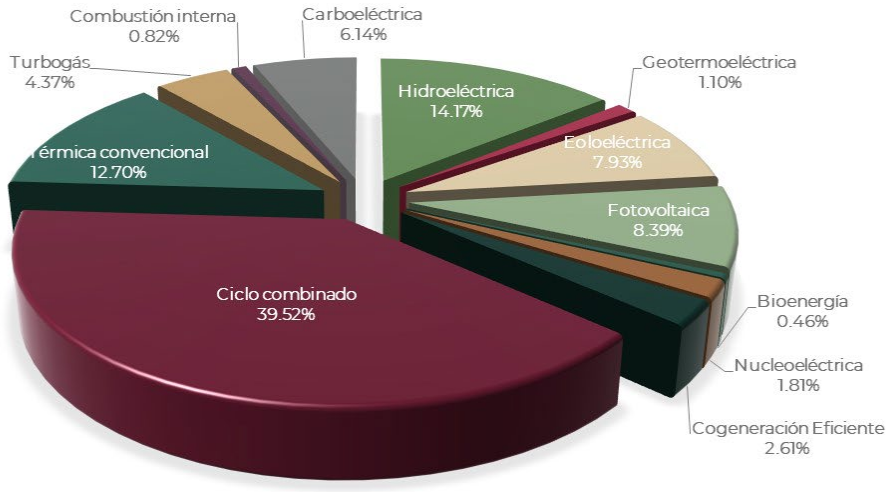
Las Figuras 4.4.4 y 4.4.5, muestran el porcentaje de la capacidad instalada de interconexión por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2022, y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente. Se observa que el mayor incremento se tiene en Centrales Eléctricas Fotovoltaicas.

FIGURA 4.4.4. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 (%)



FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM.

FIGURA 4.4.5. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM.

4.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2018-2023

En la Figura 4.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología para el periodo 2018 – 2023 de las Centrales Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada interconectada de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la Generación Distribuida (GD) y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad neta de las Unidades Móviles de Emergencia (UME). Ir al Anexo 4.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2018-2023.

FIGURA 4.5.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2018 – 2023 (MW)

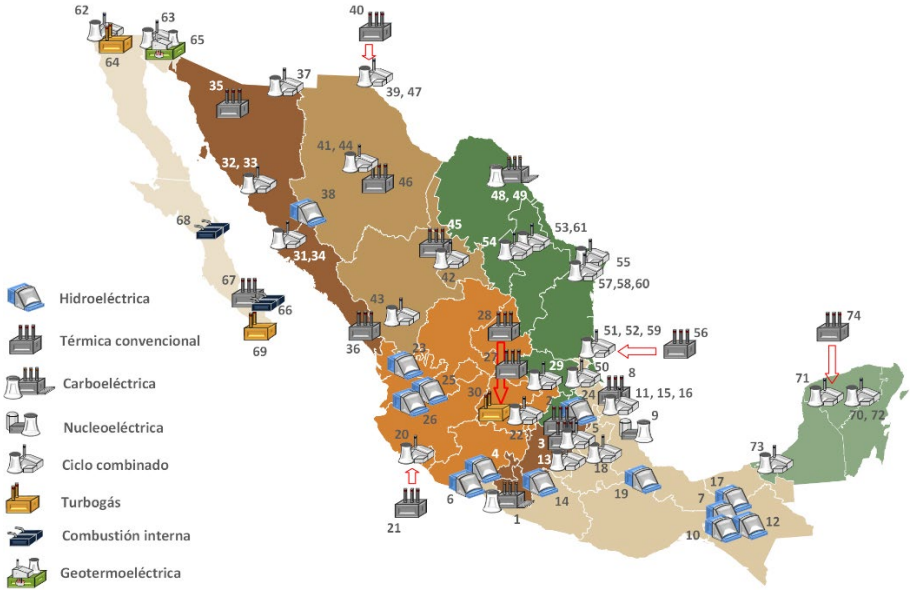
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica Energía Limpia Renovable	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612
Geotermoeléctrica Energía Limpia Renovable	899	899	951	976	976	976
Eoloeléctrica Energía Limpia Renovable	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055
Fotovoltaica* Energía Limpia Renovable	1,878	3,646	5,149	5,955	6,535	7,469
Bioenergía Energía Limpia Renovable	375	375	378	378	408	407
Nucleoeléctrica Energía Limpia No Renovable	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración eficiente Energía Limpia No Renovable	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322
Ciclo Combinado Energía Fósil	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413	35,178
Térmica Convencional Energía Fósil	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343	11,300
Turbogás Energía Fósil	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815	3,888
Combustión Interna Energía Fósil	880	891	850	701	728	729
Carboeléctrica Energía Fósil y Carbón	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463

NOTA: Con información de CRE, CFE y Participantes del MEM.

4.6 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

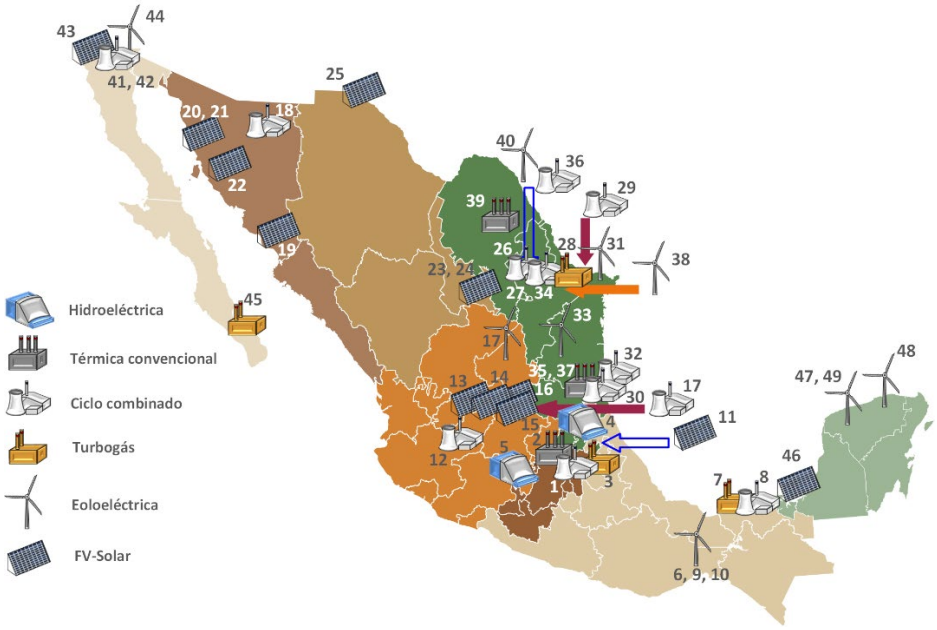
La Figura 4.6.1 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas en operación y en pruebas de la CFE y los PIE que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información. En la Figura 4.6.2 muestra la ubicación de las primordiales Centrales Eléctricas del sector privado en operación y en pruebas. Para más detalles ir al Anexo 4.5.

FIGURA 4.6.1. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



FUENTE: CRE y CFE

FIGURA 4.6.2. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS PRIVADAS, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

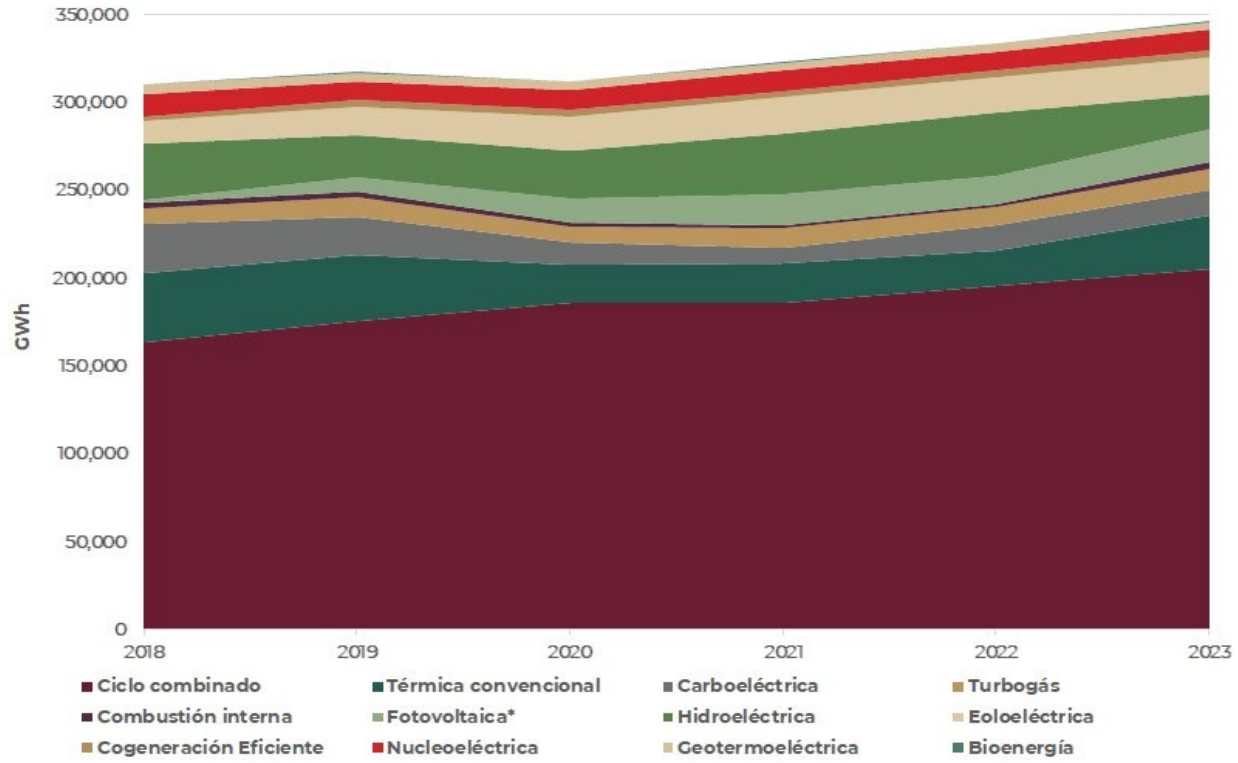


FUENTE: CRE, CFE y participantes del MEM.

4.7 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En la Figura 4.7.1, se muestra la evolución de la generación neta inyectada (GWh) por tipo de tecnología, teniendo una producción de energía total de 312,348 GWh para el 2020, 323,529 GWh para el 2021, 333,982 GWh para el 2022[8] y 346,504 GWh para 2023; siendo la tecnología de Ciclo Combinado la de mayor producción de energía eléctrica en el SEN. No se considera la GD y Autoabasto Local; esto debido a que el Autoabasto Local no utiliza la RNT o RGD, por tanto, no puede ser considerado como un participante dentro del MEM. Por otro lado, la GD-FV no es considerada dentro del PIIRCE. Para más información ir al Anexo 4.6 y derivados en el documento.

FIGURA 4.7.1. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA 2018 – 2023 POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWh)



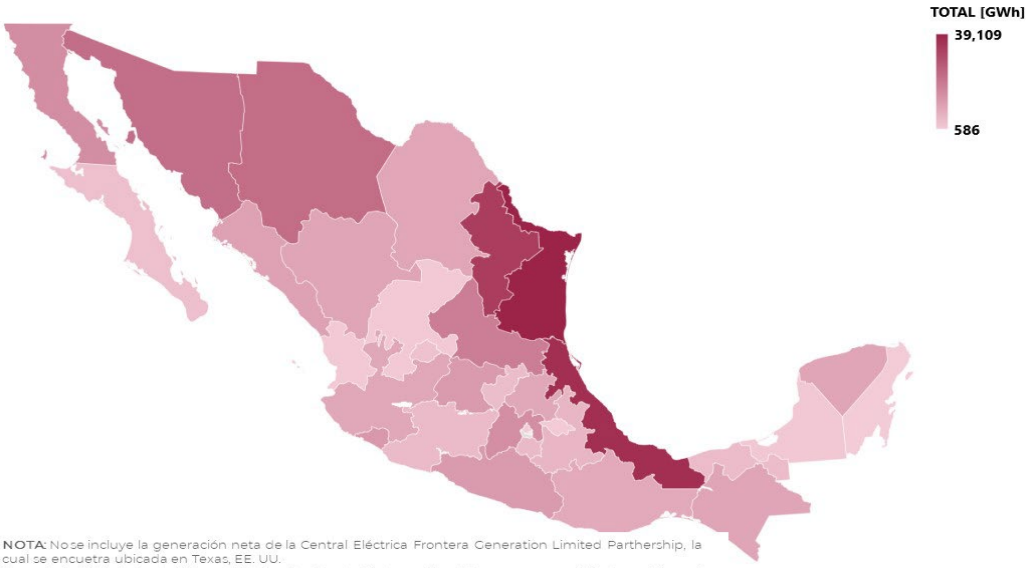
FUENTE: Liquidaciones del MEM. * Incluye la energía eléctrica de sistemas híbridos FV y Batería.

La Figura 4.7.2 presenta en el mapa de calor los estados que más participan en la generación neta inyectada en 2023, se observa que los estados de Tamaulipas y Veracruz son los que tienen una mayor producción de energía eléctrica en el SIN.

La Figura 4.7.3 presenta la participación por tipo de combustible primario en las entidades federativas del SEN. Se observa que la participación sigue siendo gas natural en la mayoría de los estados, pero ya hay en algunos como Aguascalientes, Campeche, Puebla y Zacatecas que ya predomina la Energía Limpia Fotovoltaica.

[8] Se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2023-2037 con las Liquidaciones disponibles del MEM

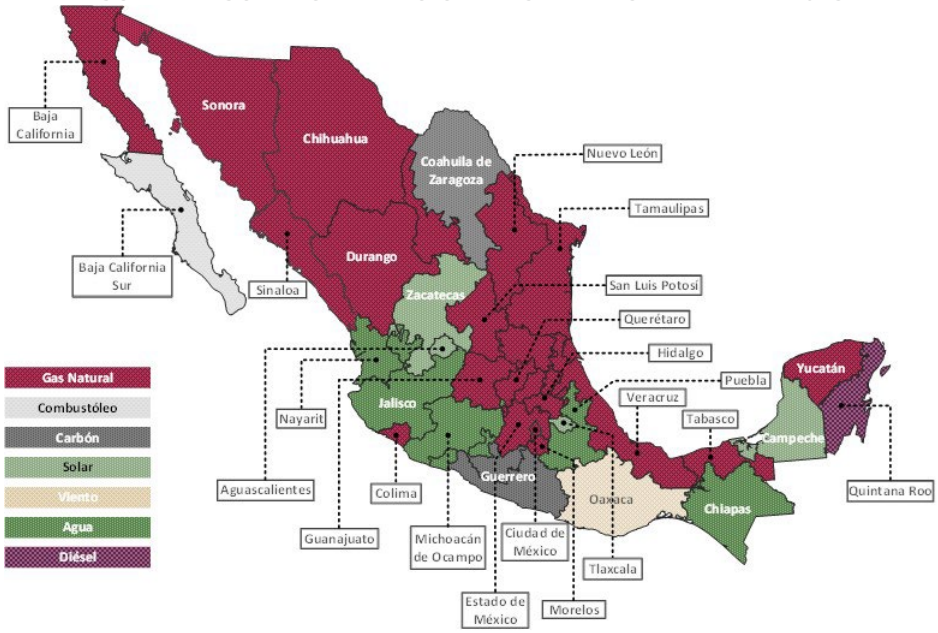
FIGURA 4.7.2. MAPA DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2023 [GWH]



NOTA: No se incluye la generación neta de la Central Eléctrica Frontera Generation Limited Parthership, la cual se encuetra ubicada en Texas, EE. UU.
Para el año 2023, la Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles genero con 55% de carbón y el resto con combustóleo.

FUENTE: Liquidaciones del MEM, CRE, CFE y Participantes del MEM.

FIGURA 4.7.3. MAPA DE LOS COMBUSTIBLES PRINCIPALES POR ENTIDAD FEDERATIVA CON BASE A SU PERMISO DE GENERACIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



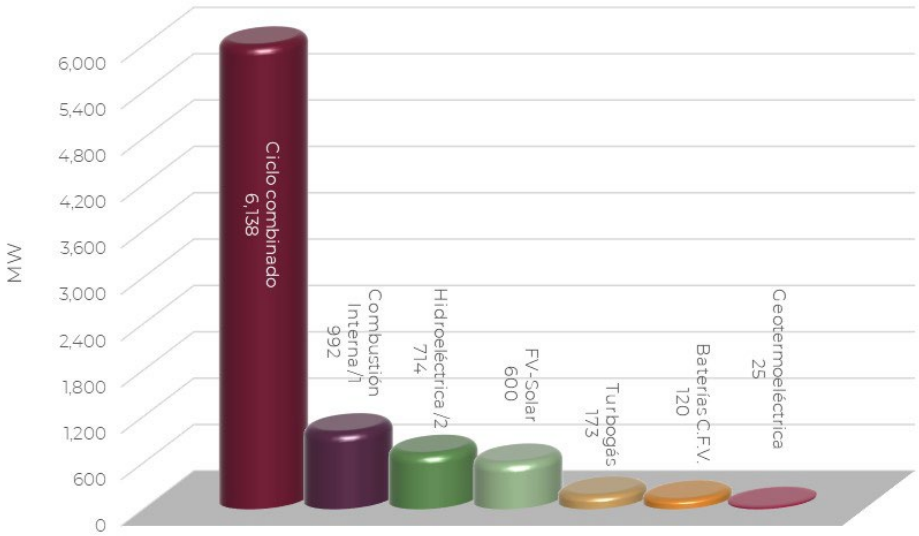
FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM.

4.8 PROGRAMA DE CENTRALES ELÉCTRICAS DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA

En el PND 2019-2024 se establece en el rubro de Economía que las tarifas eléctricas se reducirán hacia mediados del sexenio, para esto se propone como propósito de importancia estratégica en la presente administración, la recuperación de la capacidad de generación de la CFE y que será palanca de desarrollo nacional, también se alentará la inversión privada estableciendo un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la administración pública federal, la SENER, determinó como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de Centrales Eléctricas con base al artículo 11, fracción XII de la LIE, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, e igualmente fortalecer a las empresas productivas del estado del sector energético, como se establece en el PND 2019-2024. La Figura 4.8.1 muestra las adiciones de capacidad neta esperada de 2024 a 2027.

FIGURA 4.8.1. ADICIONES DE CAPACIDAD NETA ESPERADA DE 2024 A 2027 DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA (MW)

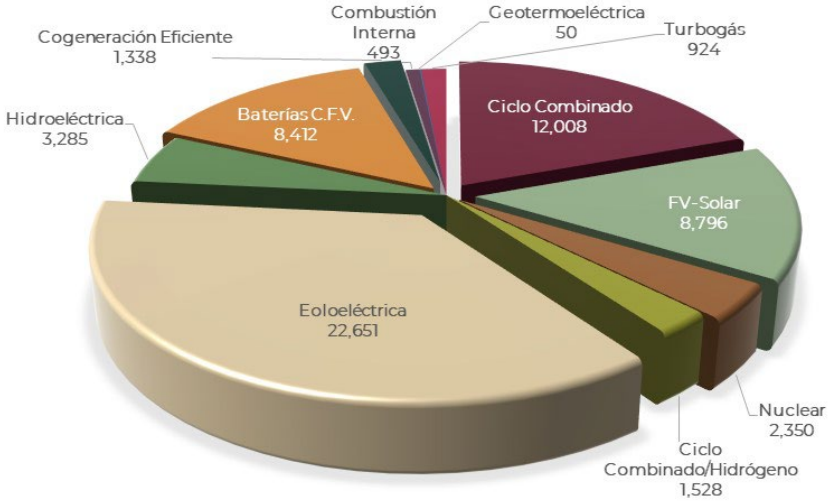


1/ Incluye Central Eléctrica de Ciclo Combinado con unidades de Combustión Interna.
2/ Incluye Centrales Hidroeléctricas del proceso de optimización.
FUENTE: SENER

La Figura 4.8.2, presenta las adiciones de capacidad neta esperada del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética nacional de 2028 a 2038. En el ejercicio del PIIRCE 2024-2038 las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas FV y EO. Existen CCC con H2, con una mezcla de 75 % CH4 y 25 % H2, y los CCC sin H2, se ubican en regiones con recurso de gas natural.

Los CCC que no se consideran con H2, se ubican en regiones con recurso de gas natural, donde el H2 no es accesible debido a falta de recurso hídrico y se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.

FIGURA 4.8.2. ADICIONES DE CAPACIDAD NETA ESPERADA 2028 A 2038 (MW)



FUENTE: SENER. El total de CC con Hidrógeno incluye la proporción del 25 % de los nuevos CC y los convertidos.

El PIIRCE 2024-2038 junto a la estimación GD-FV tienen una adición de capacidad neta indicativa de Centrales Eléctricas con energía eléctrica primaria solar y viento de 50,141 MW en el periodo de 2024 a 2038.

La propuesta del PIIRCE 2024-2038 sobre el uso de H2 verde, se basa en el aprovechamiento de las regiones con potencial de producción y con infraestructura de gasoductos, y aprovecha esto para la conversión de 5,789 MW de capacidad instalada en la Red Eléctrica de CCC con una mezcla de 75 % CH4 y 25 % H2 entre 2033 y 2036, ir al Anexo 4.7.

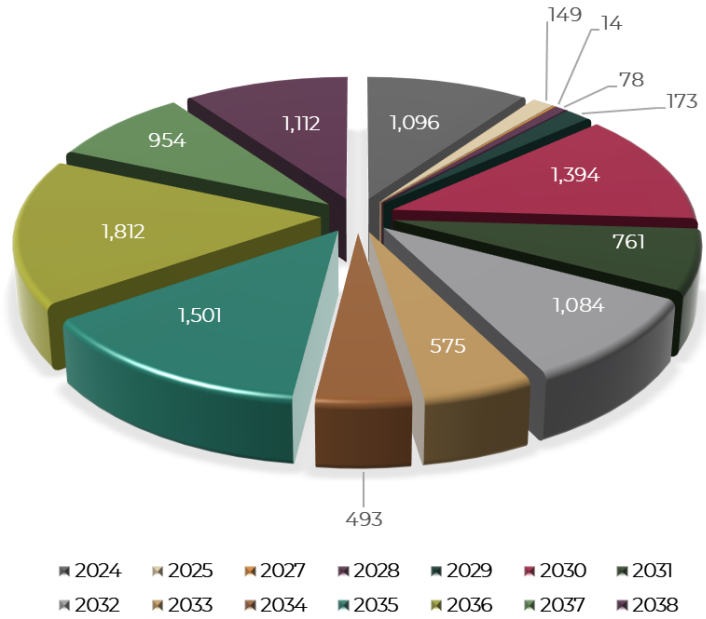
La propuesta del PIIRCE incluye con elementos de REI, la adición de SAE con Baterías entre 2024 y 2038 de 13,501 MW para mejorar la Confiabilidad en el SEN, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT; donde se espera que el cambio tecnológico de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming, términos en inglés) garantice su integración en el SEN para garantizar la Confiabilidad al desplazar las Centrales Eléctricas síncronas con combustibles fósiles por Centrales Eléctricas asíncronas con base a electrónica de potencia con Energía Limpia.

En el PIIRCE 2024-2038 también se consideran 2,350 MW de capacidad neta nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

En el periodo de 2028-2038 las adiciones de tecnologías con consumo de combustibles fósiles (incluye COGEF y la proporción de gas natural en los CCC con una mezcla) representa alrededor del 23 % respecto a la adición incluyendo la GD-FV.

La Figura 4.8.3 muestra la capacidad instalada interconectada a modernizar con nuevas tecnologías con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2024 a 2038, donde 11,182 MW corresponden a unidades de Centrales Eléctricas Térmicas, y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

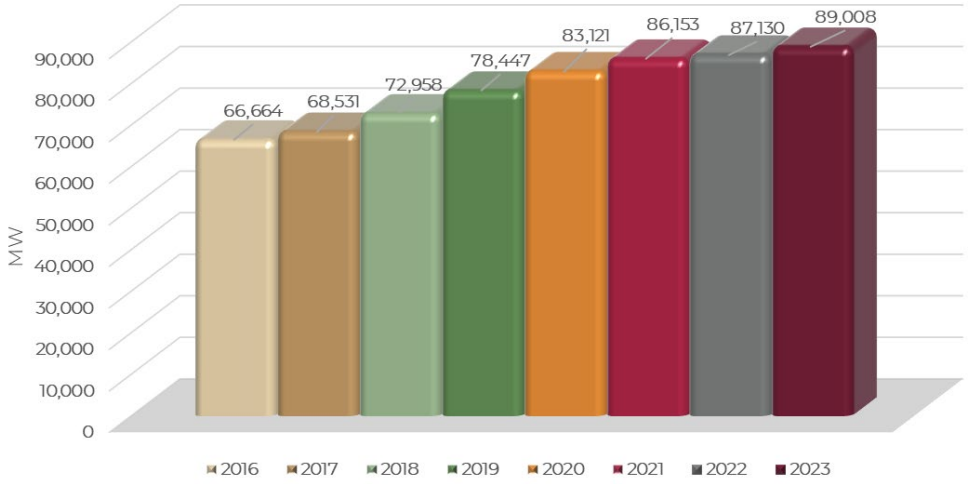
FIGURA 4.8.3. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA EN SUSTITUCIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS[9] (MW)



FUENTE: SENER.

La Figura 4.8.4 se presenta la evolución de la capacidad instalada interconectada en operación comercial de 2016 a 2023 en el SEN.

FIGURA 4.8.4. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA 2016 – 2023 (MW)



FUENTE: CRE, CFE y Participantes del MEM.

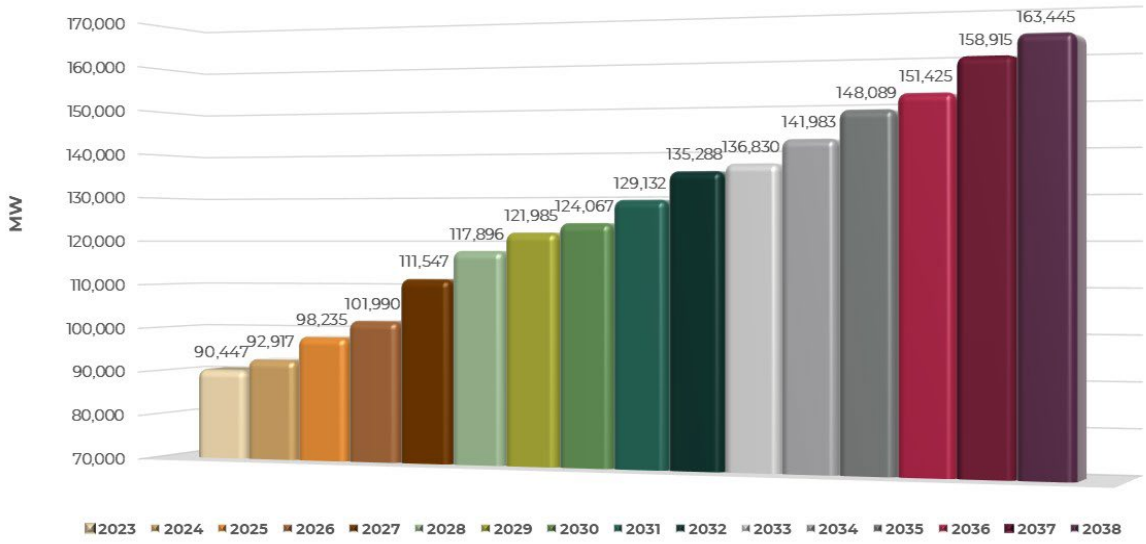
De la Figura 4.8.4 se observa que, en los últimos cinco años, la capacidad instalada interconectada se incrementó un 22 %. En este periodo la demanda máxima integrada neta (MWh/h) del SIN, SIBC y SIBCS se incrementaron 15.73 %[10] y el consumo neto 11.54 %, mientras que en el ejercicio del pronóstico del

[9] No incluye las Centrales Eléctricas o Cambio a Mezcla de gas natural + H2.
[10] Supuesto de nuevo Sistema Interconectado Nacional (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Peninsular, Baja California, Baja California Sur y Mulegé).

PAMRNT 2019-2033[11] se estimaba un crecimiento del 17.16 % para la demanda máxima integrada y del 16.74 % para el consumo.

La Figura 4.8.5 presenta capacidad instalada interconectada en 2023, más la evolución esperada de la capacidad neta del PIIRCE 2024-2038 en el SEN (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV).

FIGURA 4.8.5. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA EN 2023 MÁS LA EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD NETA ESPERADA 2024 – 2038 (MW)



FUENTE: SENER del PIIRCE, CRE, CFE y Participantes del MEM.

4.9 PROGRAMAS INDICATIVOS DE INSTALACIÓN Y RETIROS DE CENTRALES ELÉCTRICAS

El PIIRCE[12] elaborado por la SENER resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con el cumplimiento de la política energética nacional, y reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronos con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la Confiabilidad del SEN.

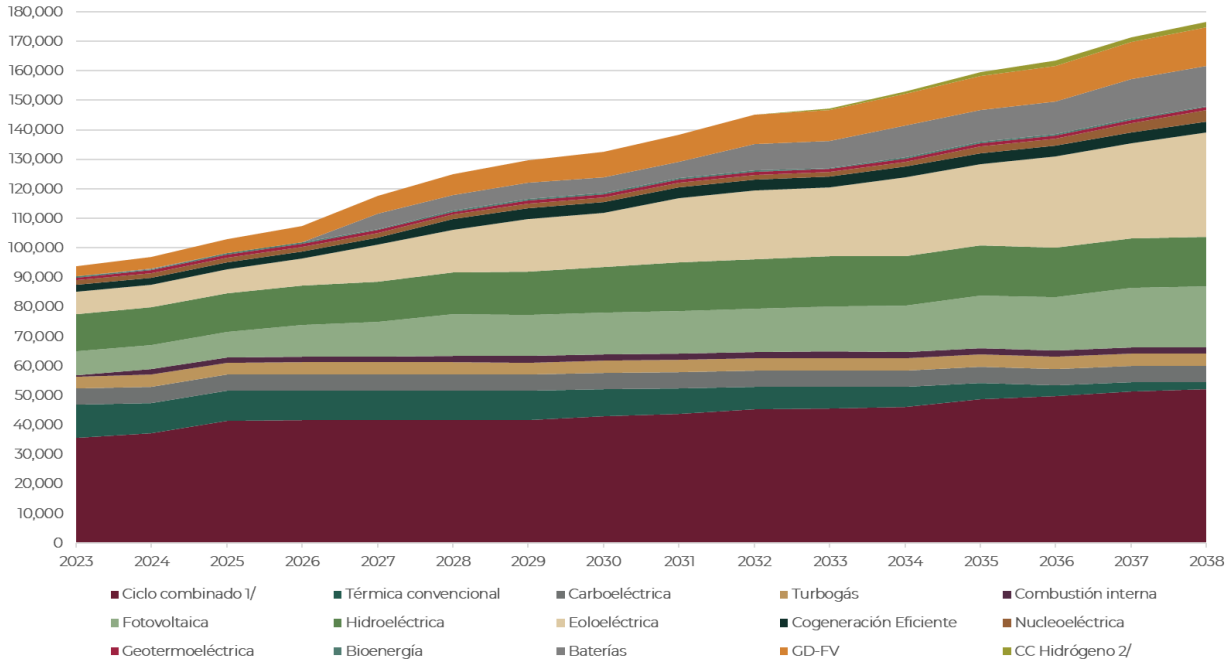
La Figura 4.9.1, muestra la capacidad instalada interconectada en operación comercial y pruebas al cierre de 2023, así como la evolución esperada de la capacidad neta estimada a instalar por tipo de tecnología de generación del PIIRCE 2024 – 2038[13].

Es importante destacar que en 2023 el 39.2 % de su capacidad total instalada a la Red Eléctrica (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y para el año 2038, esta participación se incrementará a 61.41 %.

[11] Se pronosticaba bruto.
[12] El PIIRCE que elaboró la SENER son cantidades para el MEM, es decir lo que se integra a la RNT y las RGD del MEM.
[13] Se adiciona la GD-FV.

El PIIRCE elaborado por la SENER en el periodo 2024-2027, considera los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024; a partir de 2027-2028 el proceso de optimización instala con el objetivo de abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, cumpliendo con las metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.

FIGURA 4.9.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA NETA ESPERADA PIIRCE 2024-2038 (MW)



1/ Considera la proporción de 75 % de CH4 de los Ciclos Combinados con mezcla de H2 y las conversiones de 10 proyectos CC 100 % gas natural a: 75 % de CH4 y 25 % de H2.
2/Considera la proporción de 25 % de H2 de los Ciclos Combinados con mezcla de H2.
FUENTE: SENER.

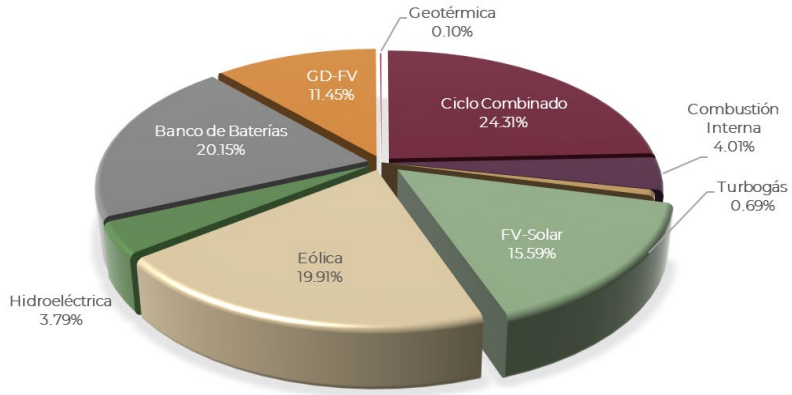
La gráfica de la Figura 4.9.2, muestra de manera porcentual el resultado del PIIRCE al 31 de diciembre de 2027 con una incorporación de capacidad neta esperada a instalar del 88.55 % (equivalente a 22,360 MW) en la RNT y RGD del MEM, así como el 11.45 % correspondiente a la capacidad a instalar de GD-FV equivalente a 2,891 MW (escenario planeación). Ir al Anexo 4.8 del documento.

La adición de la generación de CCC, TG y CI se observa en el PIIRCE es para poder tener la flexibilidad operativa que proporciona las nuevas tecnologías, resiliencia ante eventos climatológicos que no permitan la generación de Energías Limpias con fuente variable e intermitente, y se requieren para poder incorporar en el mediano y largo plazos tecnologías asíncronas, debido a que el cambio tecnológico de los inversores se podría de forma masiva hasta el siguiente lustro.

En la Figura 4.9.3 presenta la capacidad instalada neta esperada en MW por GCR y tipo de tecnología al 2030, donde el mayor incremento de capacidad neta por instalar al cierre de 2030 les pertenece a la GCR NES, ORI y OCC, de acuerdo con el PIIRCE 2024-2038.

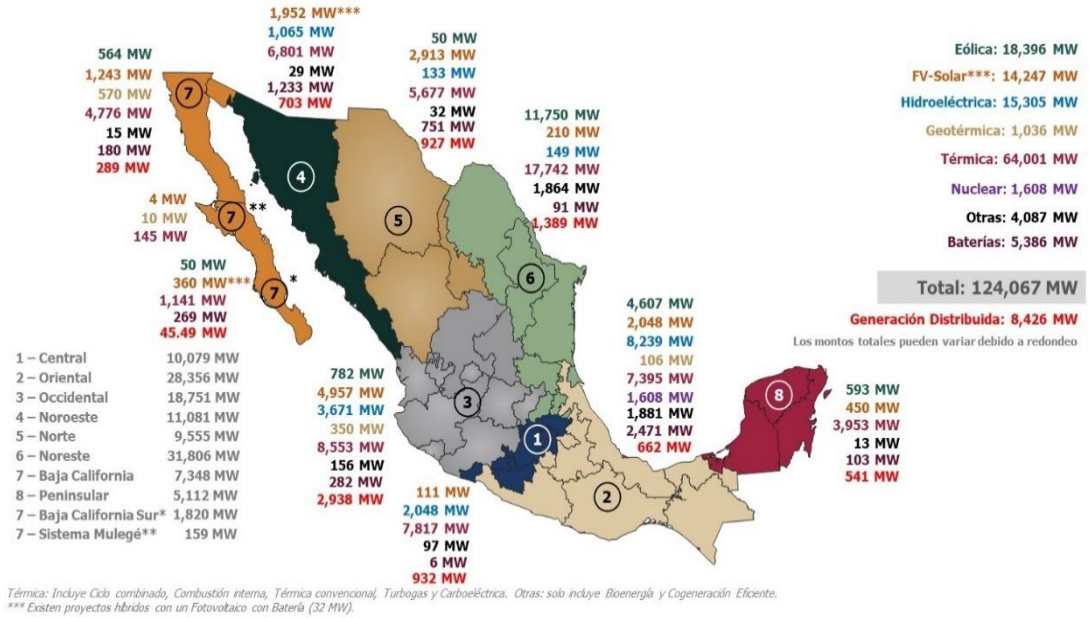
El PIIRCE 2024-2038 del periodo 2028-2038 estima una incorporación de capacidad neta a instalar de 58,737 MW, incluyendo la GD-FV (6,839 MW) y SAE con Baterías (8,412 MW de 2028 – 2038), considerando sustituciones.

FIGURA 4.9.2. CAPACIDAD NETA EN ADICIÓN ESPERADA POR TECNOLOGÍA 2024-2027 (%)



FUENTE: CENACE (GD-FV) y SENER (PIIRCE 2024-2038)

FIGURA 4.9.3. CAPACIDAD NETA ESPERADA EN EL SEN 2030 (MW)



FUENTE: CRE, CFE, Participantes del MEM y SENER. Va incluyendo retiros y sustituciones.
NOTA: Las Capacidades son considerando los proyectos de infraestructura: legados, instruidos, propuestos y en estudio de la RNT. La GD-FV y representa el 37.2 % de la Capacidad Instalada con tecnología FV con electrónica de potencia en el SEN.

La Figura 4.9.4, presenta el comportamiento estimado de la generación neta inyectada (TWh) de 2024 a 2038 en el SEN, se considera la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo, se considera como auto consumo local la producción de energía eléctrica.

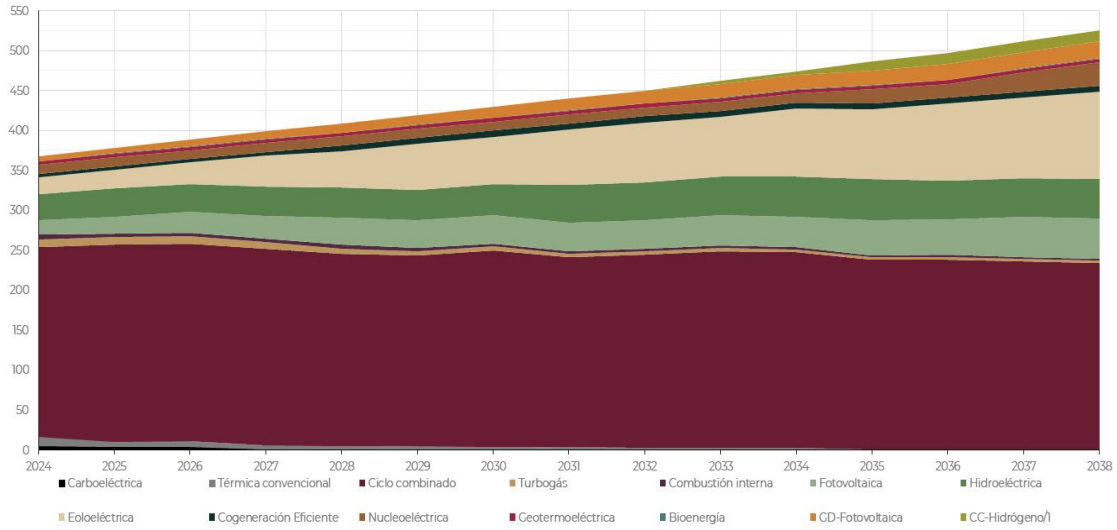
La incorporación de H2 verde en las CCC, disminuye el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas.

En la Figura 4.9.5 presenta el comportamiento estimado de la generación neta inyectada (%) de 2024 a 2038 en el SEN y se considera la GD-FV, se observa la disminución en la matriz energética de generación de la participación de los combustibles fósiles.

En la Figura 4.9.6 presenta la capacidad instalada neta esperada en MW por GCR y tipo de tecnología al 2038, donde las Centrales Térmicas representarán el 40.56 % de la capacidad neta total instalada, mientras que las Centrales de Energías Limpias (considerando que las Baterías están asociadas a una

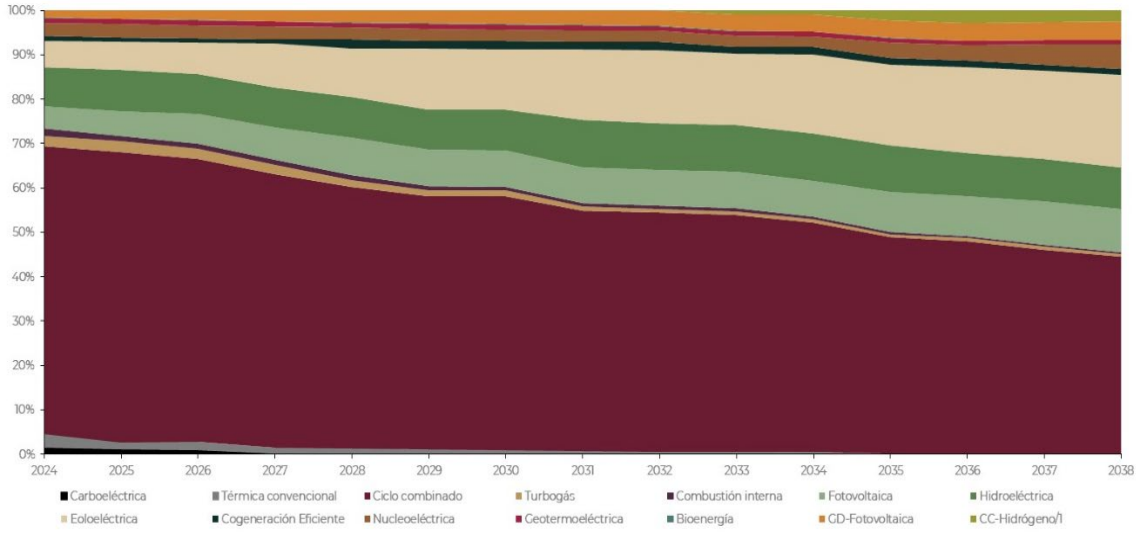
Central Eléctrica FV o EO) representan el 59.44 % al cierre de 2038, de acuerdo con el PIIRCE 2024-2038. Si se considera la GD-FV los valores corresponden a 37.55 y 62.45 % respectivamente.

FIGURA 4.9.4. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NETA CON BASE AL PIIRCE 2024-2038 (TWh)



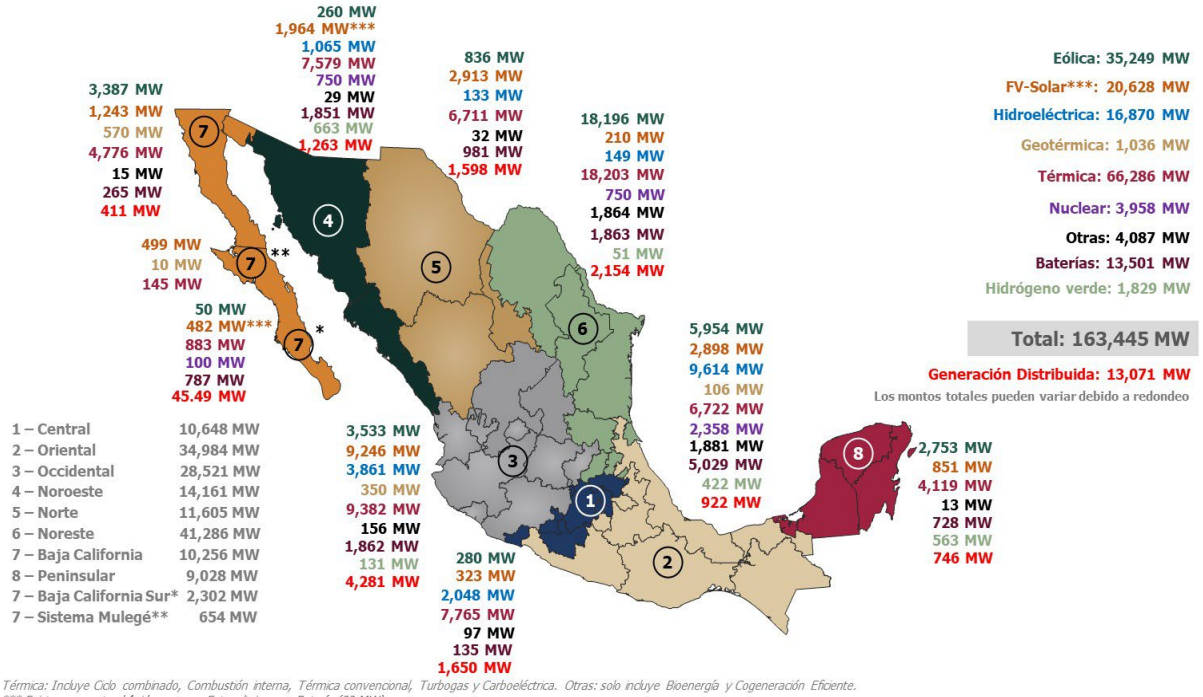
1/ Considera la proporción de 25 % de H_2 de los Ciclos Combinados con mezcla de CH_4.
Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.
FUENTE: SENER.

FIGURA 4.9.5. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE GENERACIÓN NETA INYECTADA CON BASE AL PIIRCE 2024-2038 (%)



1/ Considera la proporción de 25 % de H_2 de los Ciclos Combinados con mezcla de CH_4.
La GD-FV puede o no ser inyectada a las RNT o RGD.
FUENTE: SENER.

FIGURA 4.9.6. CAPACIDAD NETA ESPERADA EN EL SEN 2038 (MW)



Térmica: Incluye Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica convencional, Turbogas y Carboeléctrica. Otras: solo incluye Bioenergía y Cogeneración Eficiente.
**** Existen proyectos híbridos con un Fotovoltaico con Batería (32 MW)..*

FUENTE: CRE, CFE, Participantes del MEM y SENER.
NOTA: Las Capacidades son considerando los proyectos de infraestructura en la RNT y RGD del MEM: legados, instruidos, propuestos PAMRNT 2024-2038 y en estudio resultado del PIIRCE 2024-2038. La GD-FV y representa el 38.8 % de la Capacidad Instalada con tecnología FV con electrónica de potencia en el SEN.

4.10 EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO_2E

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos antes las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (INDC, por sus siglas en ingles). La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos; México los asumió sin evaluar la viabilidad técnica y económica.

El Acuerdo de París, reconoce a las "Partes" sus necesidades específicas, circunstancias especiales y capacidades respectivas para la mitigación de los GEI, así como los tiempos que tardarán en lograr los compromisos. De los compromisos de México, se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales de GEI en un 22 % al 2030. De acuerdo con la LGCC, lograr este cumplimiento se conseguirá a través del compromiso de los diferentes sectores participantes, se señalan las metas siguientes: transporte -18 %; generación eléctrica -31 %; residencial y comercial -18 %; petróleo y gas -14 %; industria -5 %; agricultura y ganadería -8 % y residuos -28 %.

En 2022 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales a través del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático publicó *la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en concordancia con la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y el Artículo 4 del Acuerdo de París, y de conformidad con las decisiones 1/CP.21 y 4/CMA.1 y su Anexo.* Donde, *establece un aumento de ambición con nuevos compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero y refrenda sus compromisos de adaptación al cambio climático.*

En la componente de mitigación, México aumenta su meta de reducción de gases de efecto invernadero de 22 % a 35 % en 2030, con respecto a su línea base, con recursos nacionales que aportarán al menos un 30 % y 5 % con cooperación y financiamiento internacional previsto para Energías Limpias.

De forma condicionada, México puede aumentar su meta al 2030 hasta 40 %, con respecto a su línea base en 2030, si se escala el financiamiento internacional, la innovación y transferencia tecnológica, y si otros países, principalmente los mayores emisores, realizan esfuerzos conmensurados a los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París.

Finalmente, se ratifica la meta de reducción de las emisiones de carbono negro de 51 % de forma no condicionada en 2030, y 70 % de forma condicionada.

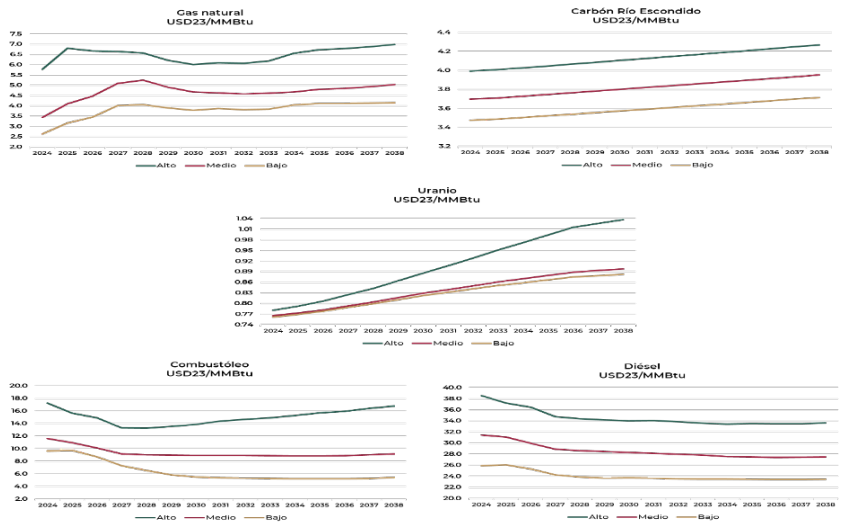
En particular, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción: a) la integración de energía limpia en la generación eléctrica; b) la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por gas natural en centrales de alta eficiencia, y c) la reducción de las pérdidas técnicas de la red eléctrica.

Si bien en el documento mencionan que se debe integrar 40 GW de Capacidad de Energías Limpias, no menciona a que año. Se observa en el PIIRCE 2024-2038 que, con la incorporación de 26,365 MW de Energías Limpias (sin 5,374 MW de SAE con Baterías necesarias para la transición energética y con 1,338 MW de COG_{ef}) al 2030 y la sustitución de combustibles fósiles como carbón y combustóleo por gas natural una tendencia a reducir las emisiones de CO_2e en cumplimiento del Acuerdo de París y la nueva Meta de reducción de GEI de la actualización al 2030, considerando el factor de emisión dado por CRE/SEMARNAT, publicado el 29 de febrero de 2024 de 0.438 TCO_2e/MWh.

4.11 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para este ejercicio de planeación para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos se utilizan las trayectorias de precios de combustible de la SENER para: gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.11.1 presenta dichas trayectorias. Ir al Anexo 4.9 del documento para más información.

FIGURA 4.11.1. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



FUENTE: SENER

En el Cuadro 4.11.1, se presenta la evolución estimada de los precios de combustibles nivelados para el periodo 2024 – 2038, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración de las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.

CUADRO 4.11.1. EVOLUCIÓN DE PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN USD/MMBTU

Evolución de Precios de Combustibles - Escenario Base en USD/MMBtu																Nivelado 2024-2038 (USD/MMBtu)
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
GN Promedio Nacional	3.43	4.10	4.48	5.09	5.24	4.90	4.67	4.64	4.57	4.61	4.68	4.81	4.85	4.93	5.03	4.57
Carbón	5.17	5.30	4.95	4.74	4.75	4.76	4.78	4.79	4.80	4.81	4.82	4.83	4.85	4.86	4.87	4.91
Combustóleo SIN	11.72	11.05	10.21	9.27	9.13	9.09	9.06	9.03	9.02	8.97	8.93	8.96	8.99	9.12	9.26	9.72
Combustóleo BCS	11.26	10.60	9.76	8.82	8.69	8.65	8.62	8.60	8.59	8.54	8.50	8.54	8.56	8.69	8.84	9.28
Diésel	31.44	31.06	29.98	28.87	28.61	28.46	28.32	28.15	27.97	27.82	27.56	27.48	27.40	27.43	27.52	29.02
Uranio Enriquecido	0.77	0.77	0.78	0.79	0.80	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.89	0.90	0.82

FUENTE: SENER con información de la CFE.

4.12 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

Para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos por el CENACE, el Margen de Reserva (MR) de capacidad, es un indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados por el MR conforme al valor indicativo de la reserva de planeación eficiente en términos de margen de reserva dictado en la política de se consideró el MR eficiente, dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3 % para el SIN, 20.9 % para el SIBC y 35 % para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la FV y la GD-FV, tendrán un efecto importante en el MR de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del MR en la demanda máxima de la noche. Derivado de esto, el PIIRCE 2024-2038 considera SAE con Baterías como elementos REI para desplazar producción de energía eléctrica con fuente primaria solar y viento a escenarios de demanda donde se requiera para el cumplimiento del MR, como establece la fracción IX del artículo 38 de la LTE.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$MR\ (\%) = 100\ (CD-DM) / DM$$

donde, CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas por efecto joule (I^2R) en MW.

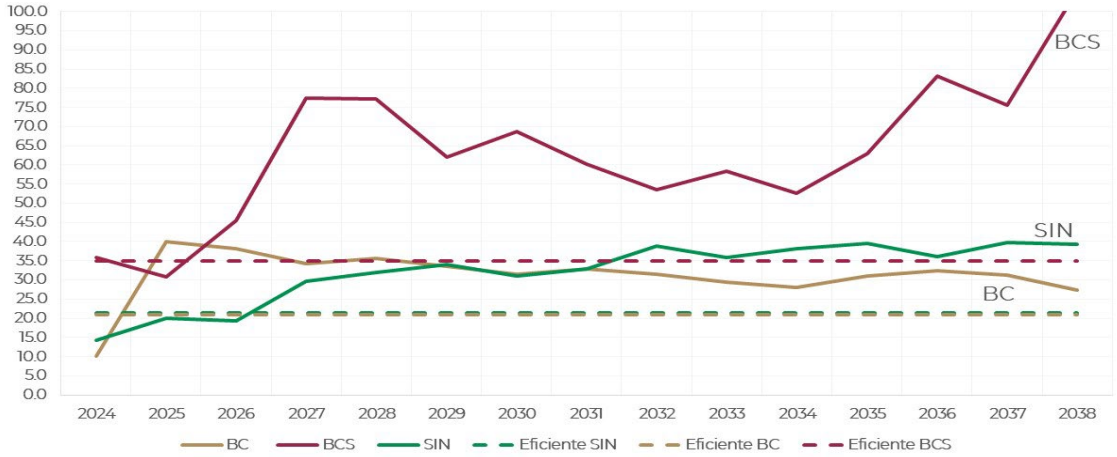
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un MR operativo del 6 % en el SIN de acuerdo con el Código de Red.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de las Centrales eléctricas actuales y de los sitios potenciales.

Los requerimientos de capacidad en los Sistemas se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

Las Figuras 4.12.1 4.12.2, presentan el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna y nocturna del SEN. Ir al Anexo 4.10 del documento.

FIGURA 4.12.1. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA (%) DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA



FUENTE: SENER.

FIGURA 4.12.2. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA (%) DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA



FUENTE: SENER.

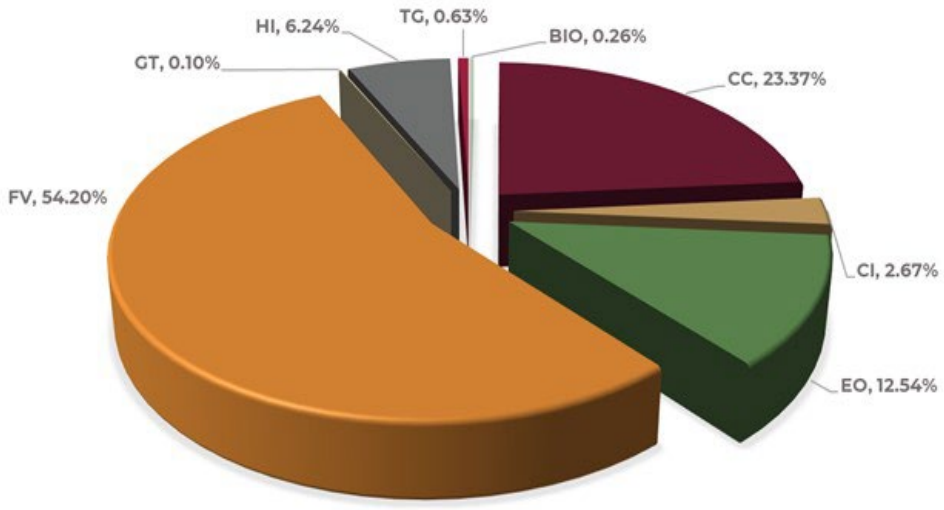
4.13 CAPACIDAD EN SOLICITUDES DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN ETAPA DE ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN 2024-2028

Considerando la información generada en la Planeación del SEN, el CENACE atiende las Solicitudes de Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas en sus diferentes Modalidades, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Al cierre de diciembre de 2023, la capacidad instalada de generación en fase de Estudios para Centrales Eléctricas de todas las tecnologías, en las diferentes etapas de Estudio en el SEN, supera los 67,000 MW. La Figura 4.13.1 muestra la segmentación por tipo de tecnología y la capacidad de generación en proceso de Estudios de Interconexión.

Las tecnologías que prevalecen en las Solicitudes de Interconexión en proceso de Estudios son: FV, con más del 54 %, CC, superando el 23 % y EO con el 12 %.

FIGURA 4.13.1. SEGMENTACIÓN POR TECNOLOGÍA DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN PROCESO DE ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN

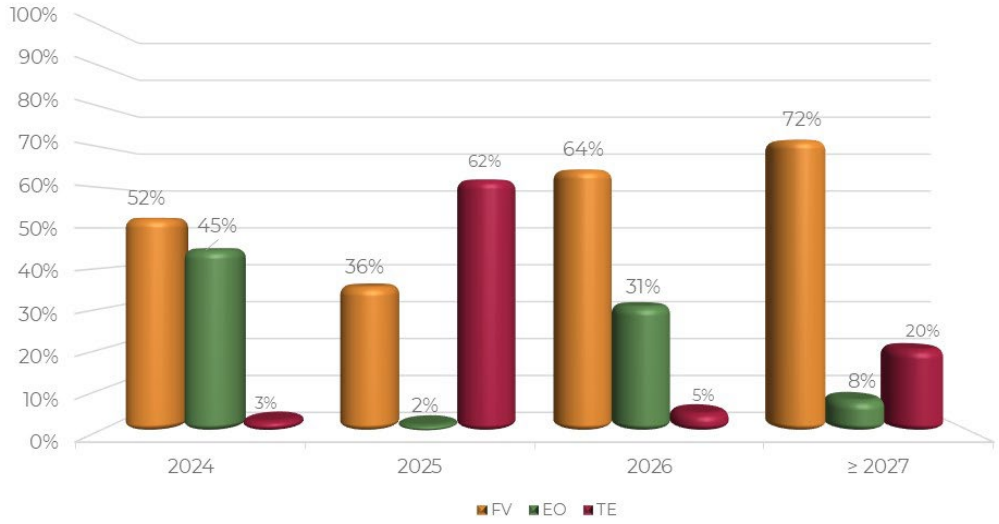


FUENTE: CENACE colas de Interconexión a enero 2024.

La Figura 4.13.2, se muestra la comparación de la Capacidad en Estudio, entre las Centrales Eléctricas con tecnología FV y EO con respecto a las Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo Combinado y Turbogás). Para el 2024, la relación de la tecnología FV y EO superan en más del 90 % respecto de la tecnología térmica. En 2025 se tiene la mayor Capacidad en Estudio de Centrales Eléctricas térmicas. A partir del 2026 y años posteriores la Capacidad en Estudio de Centrales Eléctricas con tecnología fotovoltaica supera el 60 %.

Comparando con el PIIRCE 2024-2038 elaborado por la SENER, que en el periodo de 2024-2030 tiene de FV y EO 17,189 MW con 5,374 MW de SAE con Baterías. En las colas de interconexión se tienen una mayor capacidad neta a instalar en las Solicitudes de FV y EO sin SAE que el PIIRCE.

FIGURA 4.13.2. COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA Y EÓLICA RESPECTO A LAS TÉRMICAS POR AÑO DE FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN



FUENTE: CENACE colas de Interconexión a enero 2024.
NOTA: FV: Fotovoltaica, EO: Eólica y TE: Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás).

En la Figura 4.13.3 se observa la Capacidad en Estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR. Las Gerencias Oriental, Norte y Occidental son las que tienen mayor capacidad de generación en Estudios con aproximadamente 28 %, 17 % y 16 %, respectivamente. En estas se concentra más del 60 % del total de la Capacidad que pretende interconectarse al SEN.

En la parte norte del SEN, integrado por las GCR Noroeste, Norte y Noreste (actualmente exportadoras de energía hacia las GCR del sur) se tiene más del 30 % del total de la Capacidad en proceso de Estudios.

FIGURA 4.13.3. CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN ETAPA DE ESTUDIO POR GCR

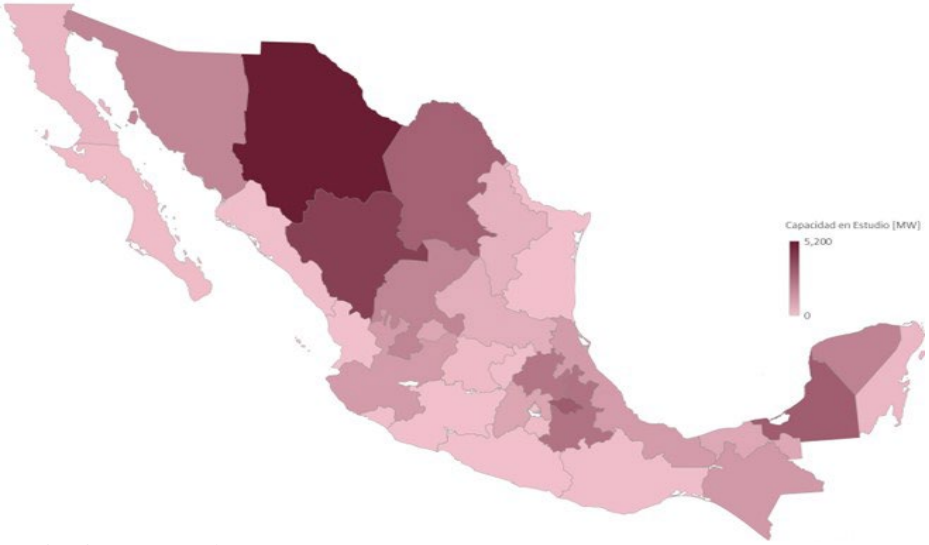


FUENTE: CENACE colas de Interconexión a enero 2024.

En las Figuras 4.13.4 y 4.13.5 se observa que en la Zonas Norte, Centro y Península de Yucatán se concentran las Solicitudes de Estudios de Interconexión de tecnología fotovoltaica y que en la Zona Noreste, Istmo y Península de Yucatán se concentran las Solicitudes de Estudios de Interconexión de

tecnología eólica. Estas dos tecnologías de generación son las que predominan en las Solicitudes de Estudios de Interconexión ya que representan más del 60 % de la Capacidad en Estudio.

FIGURA 4.13.4. CAPACIDAD EN ESTUDIO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS



FUENTE: CENACE colas de Interconexión a enero 2024.

FIGURA 4.13.5. CAPACIDAD EN ESTUDIO DE CENTRALES EÓLICAS



FUENTE: CENACE colas de Interconexión a enero 2024.

Considerando los Estados Operativos del SIN, el Margen de Reserva Operativo, el crecimiento de la demanda y consumo, el retraso de los proyectos instruidos o cancelados de ampliación y modernización en la RNT desde 2015, la integración cada vez mayor de GD-FV y su efecto en la demanda y consumo, así como la capacidad de generación con contrato de interconexión que se instalará en los próximos años en el SIN; se prevé que, para los proyectos que se encuentran en Estudio, así como para nuevas solicitudes de Estudios de Interconexión, se requerirá a los Solicitantes, además de las Obras de Interconexión, de Obras de Refuerzo en la RNT, compensación, transformación, y SAE con Baterías entre otras, destacando las problemáticas de saturación siguientes:

- En las Compuertas de Flujo troncales de las GCR Noroeste y Norte (principalmente Red Eléctrica de 230 kV y 400 kV).
- En las Compuertas de Flujo que conectan el área norte (GCR Noroeste, Norte y Noreste) hacia el sur del país (reforzamientos de la Red Eléctrica en varios kilómetros de Líneas de Transmisión en 230 kV y 400 kV).
- En las Compuertas de Flujo del occidente y sureste con el centro del país (reforzamientos de transmisión y compensación).
- En las Compuertas de Flujo en 400 kV y 230 kV de la región Tuxpan-Poza Rica con el centro del país (reforzamientos de transmisión).

5

Diagnóstico operativo 2023

5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2023

5.1 ANÁLISIS POR GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL

Se presenta una evaluación del comportamiento del SEN en la Confiabilidad y su relación con la eficiencia del MEM. Principalmente se resumen los aspectos más relevantes de las condiciones operativas en el campo de Generación, Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva de la RNT y RGD del MEM. Asimismo, se indican las obras programadas para resolver los problemas de Confiabilidad, la propuesta de nuevas obras y urgencias para que la SENER disponga de sustento e instruya a la CFE en el cumplimiento de obras de lo que fue el POISE.

CUADRO 5.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

GENERACIÓN	• La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía eléctrica para atender su demanda. Durante el 2023, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 13 de junio a las 19:52 horas, con un valor de 8,839 MW y en este punto operativo se contó con un monto de generación eléctrica local de 6,620 MW e importación de energía eléctrica de 2,219 MW a través de Compuertas de Flujo de transmisión en Red Eléctrica de 400, 230 y 115 kV, es decir, se importó el 25 % de la demanda. Por otro lado, el registro de la menor demanda del periodo ocurrió el primero de enero de 2023 a las 07:58 horas, con un valor de 3,971 MW y con 2,877 MW de generación local. • El 8 de diciembre de 2023 entró en operación comercial una UCE con tecnología turbogás con una capacidad de 45.51 MW.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo Teotihuacán – Texcoco de 400 kV, transmite el flujo de potencia activa que es inyectada desde las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del Golfo de México, así como parte de la generación de las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del pacífico y del occidente del país. Lo anterior, propicia flujos de potencia activa coincidentes que inciden en la Subestación Eléctrica (SE) Teotihuacán y que se distribuyen hacia la SE Texcoco por medio de la RNT en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV. Durante el periodo de enero a diciembre de 2023 se alcanzaron flujos superiores a los 1600 MVA en la Compuerta de Flujo Teotihuacán - Texcoco de 400 kV, con el cual, se alcanza el valor del Límite Operativo de transmisión de una de las Líneas de Transmisión ante la contingencia de la Línea de Transmisión paralela, dicho Estado Operativo Alerta a Emergencia se mantuvo en alerta durante 154 horas. • En el PAMRNT 2021-2035, se identificó el requerimiento para la repotenciación de los dos circuitos de 400 kV Teotihuacán-Texcoco con fecha necesaria para abril de 2021, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2030; este proyecto fue instruido para su construcción en el mes de julio 2021 por la SENER a CFE Transmisión. • Por otra parte, a fin de mitigar las afectaciones debidas al retraso en su entrada en operación, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial (EAR) que consiste en el disparo automático de generación de una unidad de gas de la CCC Energía del Valle de México Dos ante una eventual contingencia sencilla (N-1) de una de las dos LT de 400 kV. • La SE Lago contemplada para su energización a finales de 2019, actualmente reporta la obra civil y electromecánica concluida, sin embargo, los retrasos en su energización dependen de la conclusión de los circuitos en el nivel de tensión de 230 kV realizados por la CFE, cuyo método de instalación aún se encuentran en proceso de definición. Esta situación se generó a raíz de la cancelación del proyecto del Nuevo Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México que se interconectaría con la Red Eléctrica en 230 kV de la SE Lago y que originalmente, por seguridad aeronáutica, contemplaba la instalación de circuitos con cable de potencia subterráneos. Por otra parte, a fin de mitigar las afectaciones derivadas por el retraso en su entrada en operación, se tiene actualmente implementado un EAR que consiste en el disparo automático de la LT La Compuerta de Flujo de 230 kV Texcoco – Valle de México, con la finalidad de reducir la saturación de la LT Valle de México - 93N30 - Cerro Gordo, sin embargo, esta acción degrada la Confiabilidad del suministro en la Ciudad de México ante una eventual contingencia sencilla (N-1). • Se mantiene una capacidad de transmisión limitada de 35 MW (Límite Operativo) en la LT Toluca - 73L30 - Lerma de 85 kV, por lo que el monto de despacho de la generación asociada con la CH Lerma está condicionado al Límite Operativo del circuito. • El día 21 de abril de 2023, entró en operación comercial el Centro de Carga Dart de México en la RNT en el nivel de tensión de 115 kV, mismo que se alimenta de la SE Atlacomulco Industrial a través de una LT de 0.22 km de longitud.

... Continuación

CUADRO 5.1. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

TRANSMISIÓN	• Aún no se solucionan los problemas sociales que impiden continuar con los trabajos de reforzamiento de la Compuerta de Flujo Apasco – Juandhó – Actopan – Pachuca de 85 kV (PEM L78, OPF 2120). A la fecha, solamente se tiene un avance equivalente al 90 % del segundo circuito del tramo Pachuca – Actopan y no se ha podido continuar con el resto de la trayectoria. Por lo anterior, derivado de su limitada capacidad de transmisión, este Corredor debe operar con Red Eléctrica seccionada en Actopan con la finalidad de reducir el riesgo de afectación en el suministro de energía eléctrica ante la contingencia sencilla (N-1), lo cual tiene un impacto sobre la Confiabilidad en el suministro de la región centro del Estado de Hidalgo. Se están analizando propuestas Alternativas de proyectos que permitan incrementar la Confiabilidad de la Red Eléctrica asociada, uno de los cuales consiste en la construcción de una fuente de energía eléctrica alterna a la SE Juandhó, además de reforzamientos en la Red Eléctrica asociada, lo que permitiría incrementar la capacidad de transmisión para alimentar la carga de la Red Eléctrica asociada a la SE Pachuca.
TRANSFORMACIÓN	• El AT de la SE Pachuca Potencia con relación de transformación 400/230 kV localizado en La Compuerta de Flujo Poza Rica Dos a Tula con capacidad de 330 MVA, es susceptible de sobrecarga ante el disparo o apertura de la LT Tula – Pachuca Potencia, esto ha originado que se reporten constantemente estados Operativos de Alerta cuando se presentan altos flujos de potencia en La Compuerta de Flujo de 400 kV Poza Rica Dos – Tula. En el año 2023 se presentaron 348 horas en Estado Operativo de Alerta y 5 horas en Estado Operativo de Emergencia al superar el monto determinado para la Compuerta de Flujo. Dada la importancia que guarda la conectividad de la Red Eléctrica en esta región del SIN, recientemente la Compuerta de Flujo Poza Rica Dos – Tula fue declarado compuerta crítica del SIN con un Límite Operativo de 690 MW en la LT Poza Rica Dos - Pachuca Potencia. • En la zona de Atlacomulco, ante la contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia de 400 kV o del banco de transformación de la SE Atlacomulco Potencia con relación de transformación 400/115 kV, se han tenido tensiones fuera de Límites Operativos permisibles, actualmente se instrumentan estrategias de cortes de carga previstos ante contingencia sencilla (N-1) para la autorización de licencias, por lo que se requerirá la operación de esquemas de protección automáticos para preservar la Confiabilidad. Desde el PAMRNT 2015-2029, se identificó el requerimiento del tendido del segundo circuito de 400 kV Almoloya – Atlacomulco Potencia con fecha necesaria para abril de 2018, sin embargo, su puesta en servicio será factible para noviembre del 2024, este proyecto fue instruido para su construcción en 2018 por la SENER a CFE, y actualmente CFE Transmisión reporta que se encuentra en proceso de construcción.
COMPENSACIÓN	• En la SE Donato Guerra y Red Eléctrica asociada en 400 kV se han tenido tensiones por arriba de 420 kV en días festivos y fines de semana ante la condición de baja demanda. En la SE Atlacomulco Potencia se registraron aproximadamente 220 horas con tensiones de operación por arriba del nivel de tensión de 420 kV, llegando a valores instantáneos de 426.7 kV, lo que pone en riesgo el aislamiento del equipo en Subestaciones Eléctricas. Para mitigar esta problemática se han instrumentado estrategias de desconexión de Línea de Transmisión para reducir la aportación de potencia reactiva capacitiva, en detrimento de la robustez eléctrica de las interconexiones con el SIN. Desde el PAMRNT 2015-2029 se identificó el requerimiento de equipo de compensación para el control de tensión, por lo cual se tiene programado el traslado de dos reactores de 31.75 MVAr cada uno provenientes de la SE Temascal a instalarse en la SE Donato Guerra, con fecha factible para junio de 2024, este proyecto fue instruido para su construcción en 2017 por la SENER a CFE, y actualmente CFE Transmisión reporta que está en construcción.

CUADRO 5.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

GENERACIÓN	• Durante el periodo de enero – diciembre del 2023 ha entrado en operación un proyecto de generación de tecnología Fotovoltaica de 200 MW de capacidad instalada con fecha de entrada en operación del 26 de julio de 2023, dada su ubicación, presenta beneficios en el suministro de la demanda de energía eléctrica, ya que se atiende de forma local evitando pérdidas eléctricas I2R y saturación de la Red Eléctrica por el traslado de grandes bloques de energía eléctrica a la zona central del país. • En este mismo periodo, la producción de energía eléctrica hidráulica considerando las Centrales Eléctricas del ámbito de la GCR ORI, fue de 11,914.7 GWh. • La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en Red Eléctrica de 115 kV) instalada en la zona Veracruz, continúa considerada como fuera de mérito para mantener la Confiabilidad en el MEM, lo anterior, para conservar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona y evitar afectación de carga en el puerto de Veracruz, ante la eventualidad de la salida de Líneas de Transmisión de 115 kV o de equipos de Transformación de relación 230/115 kV. Se tiene en programa el proyecto “Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)”, el cual fue instruido para su construcción en 2018 por parte de la SENER a CFE Transmisión y cuenta con asignación de presupuesto por el esquema PIDIREGAS. Sin embargo, en julio de 2022 la CFE Transmisión informó a CENACE que las obras que componen a dicho proyecto rebasan el techo presupuestal considerado para su construcción, por lo que, se propuso a la SENER una Alternativa desde la SE Manlio Fabio Altamirano. Dicho proyecto contempla la incorporación de transformación de relación 400/115 kV, que permitirá resolver la dependencia de generación de la Central Eléctrica, así como problemáticas existentes en la RNT e incremento en la capacidad de suministro en la zona de distribución Veracruz. CFE Transmisión reporta una fecha factible de entrada en operación para junio de 2025.

... Continuación

CUADRO 5.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo compuesto por dos LT de 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia y Juile (LT-A3V30 y LT-A3V40) con un Límite Operativo declarado por el Transportista de 1,100 MW cada una, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla N-1), esto ocurre durante condiciones de alta generación en las Centrales Eléctricas EO instaladas en el Istmo de Tehuantepec. Durante el periodo de enero - diciembre del 2023 La Compuerta de Flujo ha operado en 1,930 horas por encima de su Límite Operativo, alcanzando un flujo de potencia activa máximo de 1,654 MW. Por tanto, se ha requerido la activación del EAR-DAG. Parte del alcance de la obra instruida con PEM M16-OR1 contempla la sustitución de equipo eléctrico serie de cada una de las LT Ixtepec Potencia – A3V30/A3V40 – Juile para alcanzar una capacidad de 1,500 MVA. De acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión el proyecto tiene fecha factible de entrada en operación para diciembre 2026. • Debido a la escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, se tiene una disminución en la generación de energía eléctrica en la GCR PEN, y en consecuencia el déficit de energía eléctrica es proporcionado a través de la Compuerta de Flujo entre las regiones Grijalva y Tabasco, el cual está compuesto por dos LT de 400 kV, estas son Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia y Malpaso II - A3U90 - Tabasco Potencia, y por el AT-02 de Malpaso II. La Compuerta de Flujo tiene establecido un Límite Operativo de 1,150 MW, arriba de este valor se habilita un EAR-DAC. Durante el periodo de enero - diciembre del 2023, el tiempo de operación de Estado Operativo Alerta a Emergencia fue de 1,052 horas, alcanzando un valor máximo de 1,668 MW. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las GCR ORI y PEN, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante con el propósito estratégico establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se incluyen dos proyectos de CCC en Mérida y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MMPCD. Por tanto, la problemática expuesta se prevé se solventaría hasta el primer semestre de 2025. • CFE Transmisión informó que revisará las condiciones del proyecto del tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia de 230 kV para definir e informar al CENACE sobre la continuidad o no de este proyecto, el cual, en años anteriores derivado de problemas sociales había presentado retrasos en su construcción. Este proyecto tiene como finalidad incrementar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el estado de Guerrero, evitando realizar acciones operativas para controlar el flujo de energía eléctrica de la actual LT Pie de la Cuesta – 93060 - Ixtapa Potencia de tal manera que no supere el Límite Operativo definido para soportar la eventual contingencia de esta LT o una LT Mezcala – Zapata, entre estas acciones se estaría evitando sincronizar generación de la CE Caracol para controlar el flujo de energía eléctrica en esta Compuerta de Flujo. Cabe señalar que dicha Central Eléctrica al ser de tecnología hidráulica, depende de las condiciones del embalse, por lo que se puede ver comprometida su disponibilidad para dicho control de flujo de potencia en las Líneas de Transmisión. • Se presenta incremento en los flujos de potencia activa en la interconexión México-Guatemala que consiste en las LT Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes de 400 kV, el Límite Operativo Normal declarado es 240 MW para exportación e importación. Durante el periodo de enero – diciembre del 2023, se han alcanzado valores de exportación de energía eléctrica de hasta 333 MW, por encima de su Límite Operativo un periodo de 2,272 horas. En el caso de importación el valor máximo alcanzado fue de 100 MW. • El suministro de energía eléctrica de las zonas Tapachula y San Cristóbal en el estado de Chiapas, es atendido por elementos de transformación instalados en Tapachula Potencia T1 y Angostura T6, a su vez, dependen directamente de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura de 400 kV. Por lo tanto, ante la eventual salida de operación de la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura, se tienen problemas de abatimiento de tensión y desconexión descontrolada de carga, así como desconexión de la LT Tapachula – Los Brillantes que interconecta con Guatemala. A partir del año 2021 no se soporta ninguna hora del año, la contingencia de la LT Tapachula Potencia - A3T30 – Angostura o Tapachula T1, incluso la demanda máxima en la zona, alcanzada al año 2023 superó por 175 MW el Límite Operativo para evitar afectación de carga que es de 154 MW. • El CENACE ha propuesto tres proyectos que han sido instruidos para su construcción por parte de CFE Transmisión y permiten resolver las problemáticas existentes en la región. El primero, propuesto en PAMRNT 2015-2029 denominado “Línea de Transmisión en Corriente Alterna en Tapachula Chiapas”, para atender la contingencia sencilla (N-1) del único circuito de 400 kV Tapachula Potencia – Angostura y que consiste en el tendido del segundo circuito de la LT existente Tapachula Potencia – Angostura, cuya fecha factible de termino ha sido diferida por CFE hasta abril de 2026. El segundo, propuesto en el PAMRNT 2020-2034 denominado “Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal”, para atender la sobrecarga del transformador Angostura T6 y saturación en la Red Eléctrica de 115 kV ante contingencia sencilla (N-1), esto al incrementar la capacidad del Angostura T6, así como adicionar una LT de 115 kV, de la cual, CFE Transmisión ha informado su fecha de entrada en operación para diciembre de 2026, pero aún está en análisis por parte de CFE; y el tercero, recientemente propuesto en PAMRNT 2021-2035 denominado “Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal” que consiste en la instalación de dos STATCOM (Equipo de compensación dinámica) en la zona lo cual permitirá incrementar la transmisión para el suministro en esta región para condiciones de Red Eléctrica completa y contingencia sencilla (N-1), cuya fecha de entrada en operación informada por CFE Transmisión es de julio de 2028, pero aún está en análisis por parte de CFE.

... Continuación

CUADRO 5.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

TRANSMISIÓN	• Debido al incremento natural de la demanda, incremento en los flujos de potencia activa en La Compuerta de Flujo de 230 kV Jalacingo – Zocac – Texcoco y la interconexión de proyectos de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en el mismo Corredor de transmisión, se ha provocado la saturación de los Autotransformadores de relación de transformación 230/115 kV instalados en la SE Zocac, cuando se presenta la eventual salida de operación de la LT Zocac – 93110 – La Malinche. Para solucionar esta problemática, se tiene en programa el proyecto instruido denominado "Suministro de energía eléctrica en la zona Tlaxcala", el cual incluye la construcción del segundo circuito Zocac – La Malinche de 230 kV e incremento de capacidad de transmisión en el Corredor Mazatepec – Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras – Zocac, su fecha factible informada por CFE Transmisión es julio de 2029, pero aún está en análisis por parte de CFE.
TRANSFORMACIÓN	• La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano presenta condiciones de saturación derivado de la combinación del incremento natural de la demanda en la zona Veracruz y la presencia de flujos de potencia activa en el sentido del Centro del país hacia la región de Temascal. A fin de evitar superar la capacidad de los bancos, en julio de 2019 se implementó el EAR que consiste en el disparo automático de interruptor de Línea de Transmisión en Red Eléctrica de 230 kV en la zona Veracruz que reduce la saturación en ambos AT de la SE Manlio Fabio Altamirano, sin embargo, se reduce en gran medida la Confiabilidad de suministro en la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de Veracruz; en registros históricos del periodo de enero - diciembre del 2023 se mantuvieron las condiciones para operar dicho esquema por 6,415 horas. Para incrementar la Confiabilidad y eliminar la dependencia del EAR, se tiene instruido el proyecto "Suministro de Energía a la Zona Operativa de Transmisión Veracruz", que contempla el incremento de la capacidad de transformación local. Adicionalmente, con la entrada de dicha transformación se evita la saturación de otros equipos de transformación de la zona de 230/115 kV instalados en las SE Veracruz Dos y Jardín, las cuales alimentan la Red Eléctrica de 115 kV que suministra energía eléctrica al puerto de Veracruz. • Ante la contingencia del transformador Yautepec Potencia de relación de transformación 400/115 kV, se han tenido sobrecargas de hasta 170 % en cada uno de los AT de la SE Zapata con relación de transformación 230/115 kV afectando el Suministro Eléctrico de la ciudad de Cuautla y parte de la ciudad de Cuernavaca. Actualmente para evitar mayores afectaciones y derivado de la topología de Red Eléctrica en la zona, se implementó en febrero de 2020, un EAR-DAC, que actúa en caso de la salida eventual del transformador Yautepec Potencia T3, sin embargo, aún sigue siendo una situación que prevalece, ya que, para evitar la saturación de los AT en la SE Zapata, el esquema abre los interruptores en la SE Yautepec (73680 y 73690), desconectando carga de manera controlada en la zona Cuautla por un monto de hasta 150 MW. En PAMRNT 2021-2035 se realizó la propuesta del proyecto "Suministro de energía eléctrica en Morelos", el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación en diciembre de 2028, cumpliendo también con el objetivo de sustituir el proyecto instruido "Tlaltizapán Potencia Banco 1" que está en proceso de solicitar su cancelación de instrucción por parte de CFE Transmisión a la SENER a consecuencia de las obras asociadas al proyecto "Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec – Valle de México" del que CFE canceló su proceso de Licitación. • En condiciones de Red Eléctrica completa, el transformador Malpaso T7, ha superado su capacidad nominal (50 MVA) alcanzando una carga máxima del 120 %. Esta condición, se ha presentado aún con la apertura de la LT Malpaso – 73930 - Mezcalapa, reduciendo la Confiabilidad de suministro de energía hacia la zona Chontalpa ante contingencias de Línea de Transmisión de 115 kV. • Por otro lado, la salida de cualquiera de las LT de 400 kV de la Compuerta de Flujo Grijalva – Tabasco (Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia o Malpaso II - A3U90 - Tabasco Potencia), provocan incrementos de flujo de potencia en el Transformador Malpaso T7, desconectándose por condiciones de sobrecarga, de esta manera la carga que tomaba el Malpaso T7 es transferida al Autotransformador Malpaso II AT2, incrementando su carga. Los flujos de potencia alcanzados por el banco Malpaso II AT2, a su vez, se incrementan conforme a la transmisión en la Compuerta de Flujo Grijalva - Tabasco, la cual se describió en las secciones previas. Cabe mencionar, que en caso de la salida del Malpaso II AT2, la afectación de carga ya se extiende a las 3 zonas de carga (Chontalpa, Villahermosa y Los Ríos) lo que hace primordial el control de flujo en la Compuerta Grijalva – Tabasco y así evitar afectaciones en cadena. • En PAMRNT 2023-2037 se realizó la propuesta del proyecto "Suministro de energía en Tabasco", el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión, mismo que incluye la sustitución del Malpaso T7 por un transformador de 225 MVA de capacidad, cuya Fecha Factible de Entrada en Operación fue programada para diciembre de 2026. • El transformador de la SE Angostura superó el 100 % de su capacidad nominal durante 37 horas en el periodo de enero – diciembre del 2023, alcanzando un flujo máximo de 248 MVA, equivalente a 111 % de su capacidad nominal, en condiciones de Red Eléctrica completa. Adicionalmente ante la salida de operación del banco de transformación en la SE Tapachula Potencia se presentará alta carga en el AT de la SE Angostura y problemática de abatimiento de la tensión en las zonas Tapachula y San Cristóbal que provoca el requerimiento de cortes de carga, como se menciona en la sección previa (Transmisión), en el PAMRNT 2020-2034 se tiene en programa el proyecto instruido "Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal", que consiste en incrementar la capacidad del transformador Angostura T6, y reducir el riesgo de afectación de carga por EAR-DAC, cabe mencionar que la fecha de entrada en operación del proyecto antes citado informada por CFE Transmisión es diciembre de 2026, pero aún está en análisis por parte de CFE.

... Continuación

CUADRO 5.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

COMPENSACIÓN	• Se siguen presentando afectaciones de carga por problemas de control de tensión en la Red Eléctrica de la Compuerta de Flujo de la Costa Chica y Costa de Oaxaca de 115 kV que alimenta centros turísticos importantes. Esto es, durante el periodo del 01 de enero al 23 de octubre de 2023, se presentaron eventos típicos (contingencias sencillas de Línea en la Red Nacional de Transmisión), con una Energía No Suministrada (ENS) de 466 MWh, en la Línea de Transmisión desde la SE Juchitán II hasta la SE Quemado. • El 24 de octubre de 2023 se presentó un evento particular (Huracán Otis), el cual afectó la mayoría de la RNT en la zona de la Costa Chica y Costa de Oaxaca. No obstante, posterior al evento, el restablecimiento de carga derivó en complicadas maniobras para el control de tensión, alcanzando 1,411 MWh adicionales de ENS, provocadas por afectaciones ante contingencias sencillas (N-1) y/o déficit de control de tensión obligando a la desconexión de carga para mantener la RNT estable, esto, sin incluir la ENS presentada por la incidencia del Huracán, solo se incluye aquella ENS durante el periodo de restablecimiento. Actualmente, se tiene en programa el proyecto propuesto en PAMRNT 2019-2033, "Suministro de energía eléctrica en la zona Huatulco y Costa Chica", que consiste en la instalación de equipos de STATCOM en las SE Pochutla y Agua Zarca en el nivel de tensión de 115 kV, ha sido instruido desde 2019 y su fecha factible para junio de 2024. • Se han tenido afectaciones de carga y operación de EPS por bajo voltaje ante contingencia de la LT Angostura – A3T30 - Tapachula Potencia o el Transformador Tapachula Potencia T1. Para resolver las problemáticas mencionadas, se tiene en programa el proyecto "Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal" que incluye la construcción de dos STATCOM. Este proyecto dará soporte de tensión ante la pérdida del actual circuito Angostura – Tapachula Potencia y completado el proyecto del segundo circuito Angostura – Tapachula Potencia, apoyará ante fallas dobles de la misma Compuerta de Flujo, que pudieran presentarse dado que ambos circuitos comparten estructura, a su vez también dará soporte de tensión y se evitarán afectaciones de carga ante la salida del transformador de Tapachula Potencia T1 ya sea por falla o salidas a mantenimiento.

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

GENERACIÓN	• Para el día de demanda máxima de esta Gerencia, ocurrida el 21 de junio de 2023 a las 16:57 horas, se contó con una generación local de 9,257 MW y se tuvo una importación de 2,239 MW de otras regiones, para atender una demanda total de 11,496 MW. Lo anterior, equivale a que aproximadamente el 19 % de la demanda de la Gerencia fue suministrada por las Compuertas de Flujo con las GCR vecinas. • La demanda máxima instantánea incremento aproximadamente 7.6 % respecto a la presentada en 2022 (de 10,687 MW a 11,496 MW). Esta tendencia al alza se ha mantenido durante los últimos tres años, siendo un indicador de que se ha tenido una recuperación en el consumo de energía eléctrica posterior al evento de pandemia mundial por COVID-19. • Durante el periodo enero – diciembre del 2023, han entrado en operación comercial dos Centrales Eléctricas para una capacidad adicional en el sistema de 507 MW, de los cuales 375 MW son de tecnología fotovoltaica y 132 MW eólica. Asimismo, se encuentran en pruebas preoperativas seis Centrales Eléctricas más, con una capacidad total de 352.99 MW. • La Gerencia típicamente es deficitaria de generación, por lo que se requiere de la importación de energía eléctrica a través de sus Compuertas de Flujo con otras GCR para atender su demanda. Durante todo el 2023 se presentaron 15 horas donde se exportó energía eléctrica hacia las demás GCR, a diferencia del año 2022, donde se importó energía el 100 % del tiempo. • En comparativa con el año 2022, en el año 2023 se presentó un incremento en la energía eléctrica generada en la GCR Occidental tanto con fuentes renovables como convencionales de aproximadamente 5,353 GWh. De los principales cambios identificados respecto al periodo anterior destaca que la generación de tecnología Térmica, Ciclo Combinado y Fotovoltaica aumentaron un 96 %, 22 % y 20 %, respectivamente. Por el contrario, la generación por Cogeneración, Hidráulica y de Combustión Interna tuvieron un decremento del 56 %, 53 %, y 46 %, respectivamente. Al igual que en años anteriores, las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado siguen siendo la tecnología de generación más utilizada en la Gerencia Occidental con un 49 % de participación total en el año 2023. • Debido a una falla en su transformador principal, de junio del 2022 y hasta el 27 de diciembre, estuvo fuera de servicio la CE fotovoltaica Pachamama de 300 MW de capacidad, ubicada en el estado de Aguascalientes.
TRANSMISIÓN	• Se ha detectado la necesidad de incrementar la capacidad de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 69 kV a 400 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las Líneas de Transmisión. En el periodo enero a diciembre del 2023 se realizó la modernización de equipo serie en nueve LT de 115 kV y dos LT de 400 kV con lo que se logró incrementar su capacidad de transmisión de energía eléctrica. El listado de las Líneas de Transmisión con las necesidades de sustitución se encuentra dentro de un proyecto de modernización de Compuertas de Flujo de transmisión, que forma parte de las propuestas del PAMRNT 2019-2033 y fue instruido a CFE Transmisión en el año 2019 bajo el nombre de "M19-TC1 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie" con fecha factible de entrada en operación a diciembre de 2030. • Es importante mencionar que en la RNT, se ha proliferado la ocurrencia de eventos de vandalismo que provocan que Líneas de Transmisión o inclusive en equipos de Subestación Eléctrica, queden fuera de servicio por fallas permanentes, en las que no se cuenta con el refaccionamiento o no es posible hacer una reparación oportuna, provocando que se degrade la Confiabilidad, cambios forzados en la topología y que se incremente el riesgo de abasto eléctrico a Usuarios Finales tanto industriales como residenciales ante la ocurrencia de otra contingencia.

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSMISIÓN	En los comités de confiabilidad se han reportado desde el 2021 a junio de 2023 un total de 382 fallas en la RNT, siendo los estados de Querétaro y Guanajuato los más afectados y con mayor recurrencia de vandalismo. Como parte de esta problemática, y de forma general, durante este periodo se tuvieron en la GCR Occidental diversos eventos a causa de vandalismos con afectaciones a las LT Chipilo – 73800 – La Soledad, Vynmsa Querétaro – 73C20 – Aerotech, Conín – 73820- Estadio Corregidora, Las Delicias – 93100 -Querétaro, Santa María – 73M30 – Celaya Industrial, Celaya II – 73A10 –Amistad Bajío y Querétaro Maniobras – 73580 – Querétaro Potencia, y a las SE Soledad de Graciano, SE Pabellón, SE Querétaro Sur, SE Gómez Portugal y SE Peñuelas. • En 2023 se realizó la modernización de equipo serie en las LT Cerro Blanco-A3590-Tepic II y Cerro Blanco-A3630-Tepic II de 400 kV y en la LT Las Fresas-73F10-Irapuato I de 115 kV, con lo que se logró incrementar su capacidad de transmisión de energía eléctrica. • Desde el mes de julio de 2023, se encuentran deshabilitadas las LT Santa María – 73M30 – Celaya Industrial y Celaya II – 73A10 - Amistad Bajío a causa de vandalismo por robo de acero estructural en 3 estructuras, actualmente continúan los trabajos para poder reestablecer dichas Líneas de Transmisión, dicha condición incrementa el riesgo de desabasto eléctrico de la zona. • En la zona Aguascalientes se mantiene la necesidad de repotenciación de la LT Encarnación - 73680 - Peñuelas, ya que, ante contingencia sencilla (N-1), se tiene flujos de potencia activa superiores al límite térmico del conductor. Actualmente se implementó un EAR con la finalidad de disminuir las afectaciones debidas a dicha problemática. La División de Distribución Bajío tiene programada la obra identificada con la clave de PEM- CLQ, la cual pertenece al paquete 1821E y consta de una Línea de Transmisión para conectar la trayectoria entre las SE Aguascalientes Potencia, Peñuelas y Encarnación, con lo cual se solucionaría esta problemática. La obra tiene la fecha estimada de terminación para primer semestre 2025. • En el mes de febrero del 2023, se finalizaron trabajos requeridos para poner en servicio la LT Calvillo – 73100 – Salitre que se opera normalmente abierta lado Salitre. Dicha Línea de Transmisión es muy importante ya que ante contingencia de la LT Aguascalientes I – 73930 – Taray o Taray – 73800 – Salitre se pierde la carga de las SE Taray, Salitre, Jalpa, Tlaltenango, Bolaños y la empresa Minerales y Minas Mexicanas. Además de que la SE Calvillo está conectada de manera radial desde la SE Aguascalientes I. • Debido a actos de vandalismo, en octubre del 2022 se presentó el disparo de las LT Peñuelas – 73910 – Omega y Omega – 73380 – Aguascalientes Potencia, quedando fuera de servicio hasta el mes de diciembre de 2022 la LT 73380, en ese momento se instaló un puente entre ambas Líneas de Transmisión, lo que se mantiene hasta el cierre de información de 2023 a la SE Omega y su carga con conexión en tap. Debido a esto se tiene la posibilidad de pérdida de carga ante la ocurrencia de la contingencia sencilla (N-1). • En la zona Aguascalientes, desde el 25 de octubre 2022 la LT Aguascalientes Oriente – 73030 – Aguascalientes Norte, salió de servicio por una falla permanente, manteniéndose en ese estado hasta el 31 de octubre del 2023, poniendo en riesgo la carga de la SE Aguascalientes Norte, ante la contingencia de Línea de Transmisión, aproximadamente con un año de indisponibilidad. • En la zona León desde agosto del 2020 la barra de la SE León Malecón se encuentra indisponible debido a vandalismo dentro de la Subestación Eléctrica, por lo que los bancos de transformación de alta a media tensión se encuentran conectados de manera directa a las Líneas de Transmisión de 115 kV que llegan a la SE León Malecón, uno a través de la LT 73730 hacia la SE Cerro Gordo y el otro de la LT 73880 hacia SE León Alfaro, lo cual disminuye la Confiabilidad de la zona al tener alimentada de manera radial la carga de las SE Cerro Gordo, León Alfaro y León Malecón. A la fecha se tiene licencia en muerto con prorroga hasta el 29 de abril del 2024, por lo que acumulará un periodo de aproximadamente 4 años en esta condición de riesgo operativo. • En general se ha identificado una tendencia desfavorable para la Seguridad Operativa del SEN, derivado a los periodos prolongados de restablecimiento de elementos de la RNT ante la ocurrencia de fallas permanentes. • Durante el año 2023 está Gerencia mantuvo su comportamiento del periodo previo como una GCR que importa energía eléctrica del norte del país (GCR NOR, NTE y NES) y la exporta hacia el centro del país, por lo que se considera a la GCR OCC como un punto de transferencia de energía eléctrica debido al gran potencial de generación de energía eléctrica del norte del país y grandes centros de consumo que se encuentran en el centro. Para mitigar los efectos adversos como disminución en los perfiles de tensión de las SE de la GCR OCC o una alta transferencia de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión de 400 kV, actualmente el proyecto “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el 2019, considera la construcción de aproximadamente 250 km de LT de 400 kV, con fecha de entrada en operación actualizada a octubre de 2025. Se considera incluir una Compuerta de Flujo adicional entre el norte y centro del país y evitar la saturación en la Red Eléctrica de 400 kV de la GCR OCC. • El comportamiento de las Compuertas de Flujo se describe a continuación (los valores reportados están en GWh y son calculados a partir de los datos históricos integrados): - La Compuerta de Flujo Las Delicias – Querétaro superó en 2023 su Límite Operativo sin EAR-DAG durante 1,222 horas (13.9 % del año), 995 horas más respecto al año 2022. Aumentó la energía eléctrica que se transmite desde la SE Las Delicias a 4,959.80 GWh. Para solventar esta problemática en julio de 2019, la SENER instruyó a CFE el proyecto “P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro” con fecha de entrada en operación a diciembre de 2025. - La Compuerta de Flujo entre las SE Tepic II y Cerro Blanco compuesta por dos LT de 400 kV operó 18 horas por encima de su Límite Operativo Normal (16 horas en sentido Tepic II hacia Cerro Blanco

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSMISIÓN	y 2 horas en sentido contrario). En total, desde septiembre de 2021 se han acumulado 36 horas de operación por arriba del Límite Operativo establecido. En agosto de 2023, CFE Transmisión reportó la finalización de los trabajos correspondientes a la modernización de equipo serie en La Compuerta de Flujo Tepic II – Cerro Blanco, del proyecto "P18-OC2 Enlace Tepic II – Cerro Blanco", instruido por la SENER en julio de 2018. Con lo anterior se incrementó el Límite Operativo de la Compuerta de Flujo, dando como resultado que desde septiembre 2023 al cierre del año 2023 no se sobrepasara la capacidad de transmisión del Corredor. - La Compuerta de Flujo entre la SE Querétaro – Tula (enlace entre las GCR Occidental y Central), operó 9 horas por encima del Límite Operativo declarado en la compuerta, 8 horas más que en el periodo anterior. Referente al tiempo de envío y recepción de flujo en la compuerta, se tuvo un incremento del 11 % del tiempo de envió quedando en 95 %, mientras que el tiempo de recepción fue del 5 % del tiempo. En la energía eléctrica también se tuvo un incremento de envió del Occidente al Centro del país de 3,699.10 GWh a 5,301.60 GWh, por otro lado, la energía eléctrica recibida en el Occidente paso de 258.40 GWh a 62.80 GWh. El proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", antes mencionado, ayuda a descargar principalmente este Corredor de transmisión. - En la Compuerta de Flujo Ramos Arizpe Potencia a Primero de Mayo formada por las LT Ramos Arizpe Potencia – A3G10 – Salero y Derramadero – A3G00 – Primero de Mayo no se presentó violación del Límite Operativo, sin embargo, se redujo el tiempo de envío de flujo del Noreste al Occidente del país de 94.90 % a 92.40 %. Igualmente, el flujo la energía eléctrica también mostro una reducción respecto al año anterior de 101.7 GWh quedando en 4,705.10 GWh, mientras que el envío de flujo del Occidente al Noreste fue de 88.60 GWh durante el 7.60 % del tiempo. - En la Compuerta de Flujo Mazatlán II – Tepic II: mantiene la tendencia de envío de energía eléctrica en sentido Noroeste a Occidente. Esta Gerencia envió 320.80 GWh a la GCR NOR durante el 14.20 % del tiempo, mientras que en sentido opuesto se recibieron 4,678.40 GWh durante 85.80 % del tiempo. - En la Compuerta de Flujo Primero de Mayo – Cañada: Compuerta de Flujo localizada al interior de la GCR, se reporta de manera nacional debido al incremento considerable de energía eléctrica que se transmite hacia la zona Aguascalientes, se transmitió de norte a sur 4,791.40 GWh durante 97.40 % del tiempo y en sentido inverso 21.20 GWh durante 2.60 % del tiempo. - En la Compuerta de Flujo Anáhuac – El Potosí: a través de esta Compuerta de Flujo con la GCR NES se recibió a la GCR OCC 7,266.80 GWh durante el 100 % del tiempo. - En la Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro: en el ámbito de la Gerencia es la Compuerta de Flujo entre GCR a través del cual circula la mayor cantidad de energía eléctrica, se transmitieron 12,686.90 GWh hacia la SE Querétaro Potencia Maniobras durante el 100 % del tiempo. El proyecto "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" ayuda a disminuir de manera considerable el flujo por este Corredor de transmisión y tiene fecha de entrada en operación estimada para octubre de 2025. - Finalmente, la Compuerta de Flujo Lázaro Cárdenas - Occidente, envió a la GCR OCC 1,374.80 GWh durante el 59.20 % del tiempo y recibió 584.40 GWh durante el 40.50 % del tiempo para este periodo.
TRANSFORMACIÓN	• En el ámbito de la GRT Occidente se cuenta con 102 bancos de transformación de potencia, de los cuales 22 corresponden a bancos trifásicos y 80 a bancos formados por unidades monofásicas, de estos últimos, el 40.0 % (32 bancos) no cuentan con fase de reserva disponible para intercambiar en caso de falla permanente, ya sea por un posible daño o porque se trasladó a otra Subestación Eléctrica para formar nuevos bancos de transformación (Estrategia Operativa emergente por el retraso de Puesta en Servicio de Obras determinadas en el PRODESEN), por lo que, es indispensable que los proyectos PRODESEN instruidos se construyan oportunamente y las fases de reserva puedan regresar a su Subestación Eléctrica de origen, además, de un programa de mantenimiento para reposición de fases falladas con el fin de restituir el nivel de Confiabilidad y Flexibilidad en la operación de la RNT. • Por otro lado, en el ámbito de la GRT Central se cuenta con 24 bancos de transformación de potencia, de los cuales 4 corresponden a bancos trifásicos y 20 a bancos formados por unidades monofásicas, de los cuales, el 45.0 % (9 bancos) no cuentan con fase de reserva disponible para intercambiar en caso de falla permanente, ya sea por falla o por traslado a otra Subestación Eléctrica para formar un nuevo banco de transformación, al igual que lo descrito para la GRT Occidental, se vuelve indispensable que los proyectos PRODESEN instruidos se construyan oportunamente y las fases de reserva sean regresadas a su Subestación Eléctrica de origen, además de aplicar un programa de mantenimiento para reposición de las fases falladas con el fin de restituir el nivel de Confiabilidad en la operación de la RNT. • En la SE Atequiza, el AT-02 de 400/230 kV (300 MVA) estuvo operando con flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal por 2,151 horas a causa de la Licencia en Muerto del AT-01, esto, debido a que el equipo esta fallado (fase C) desde agosto del 2020. Para mitigar las posibles sobrecargas en dicho autotransformador, se aplica una Estrategia Operativa en Red Eléctrica de 230 kV que reduce el flujo tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante la ocurrencia de contingencia sencilla (N-1). Si bien no se alcanzaron flujos superiores al 100 % de la capacidad nominal, gracias a la Estrategia Operativa implementada, se tuvo un incremento importante en las horas con flujo superior al 90 % de capacidad nominal alcanzándose un 24.55 % del tiempo del año en esta condición de riesgo. La operación en dichos umbrales de flujo no pone en riesgo la integridad del equipo, sin embargo, limita de manera considerable las posibles licencias para mantenimiento y ante la indisponibilidad del equipo con falla, imposibilidad de conectar nuevos Centros de Carga, se pone en riesgo más equipos de transformación aledaños ante la

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• ocurrencia de una contingencia, sumado al importante número de maniobras y reducción de la Confiabilidad de la Zona Metropolitana de Guadalajara y Red Eléctrica del estado de Michoacán. • Los bancos de transformación con relación 400/230 kV (375 MVA) de las SE Tlajomulco y Zapotlanejo también han alcanzado flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal a consecuencia de la indisponibilidad del AT-01 de la SE Atequiza, en la SE Zapotlanejo se acumularon 268 horas durante el 2023, mientras que en la SE Tlajomulco fueron 186 horas. Para atender la saturación de la transformación con relación 400/230 kV mencionada se tiene el proyecto instruido "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)". • De igual manera, los Autotransformadores con relación de transformación 400/230 kV (2x300 MVA) de la SE Acatlán experimentaron flujos superiores al 90 % de la capacidad nominal durante 46 y 85 horas, respectivamente. Dicho incremento de flujo además de presentarse cuando el AT-01 de la SE Atequiza esta indisponible, coincide con las fechas en que se alcanzaron las mayores demandas de la GCR OCC. • En la SE Tesistán el AT-02 de 400/230 kV (300 MVA) estuvo operando por encima del 90 % de su capacidad nominal una hora. Sin embargo, esto coincidió con la libranza manual de las LT Tesistán – Acatlán (LT-A3L20 y LT-A3650), mientras que el T-05 de 400/69 kV (375 MVA) también alcanzo una hora con flujo superior al 90 % de su capacidad nominal y sucedió cuando se estaba presentando la Demanda Máxima Coincidente de Gerencia. • En general, los bancos de transformación con relación 400/230 kV instalados en la Zona Metropolitana de Guadalajara han tenido una alta utilización y dependencia para el abasto del suministro eléctrico a los estados de Jalisco y en ciertas zonas de Michoacán y Aguascalientes. • En la SE Tepic II los AT-03 y AT-04 de 400/230 kV (375 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 1 y 5 horas, respectivamente. Esos flujos fueron coincidentes con indisponibilidad de los bancos paralelos. Es importante mencionar que dichos bancos son la única fuente de energía eléctrica de las Zonas Tepic y Vallarta, por lo que, tales licencias ponen en riesgo la seguridad, Confiabilidad y Continuidad de la RNT para dichas zonas. Para atender la problemática en las zonas Tepic y Vallarta, el proyecto: "P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta (400/230 kV)" fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en 2021 y actualmente tiene fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2030. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de suministro eléctrico conforme al crecimiento de demanda descrito en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE Querétaro Potencia los AT-01 y AT-02 de 400/230 kV (2x375 MVA) operaron 5 y 3 horas, respectivamente con flujo por encima del 90 %. Dichas horas se presentaron durante el mes de agosto por falla en el ducto de suministro de gas para las Centrales Eléctricas Bajío y Energía San Luis de la Paz. • En la zona Zapotlán los AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE Ciudad Guzmán operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 215 y 65 horas, respectivamente. Mientras que, el AT-06 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE Acatlán que abastece de energía eléctrica a la zona Costa también operó durante 95 horas con flujo superior al 90 % de su capacidad nominal. Ambas Subestaciones Eléctricas alcanzaron dichos flujos durante condiciones de Red Eléctrica completa. Para dar soporte de transformación y tensión en ambas zonas el proyecto "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa" incorpora un banco de transformación con relación 400/115 kV (375 MVA), fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el 2020 y actualmente tiene fecha de entrada en operación a julio de 2029. • En la zona Los Altos el AT-01 de 230/115 kV (225 MVA) de la SE San Juan Dos, estuvo operando 50 horas por encima del 90 % de su capacidad nominal, esto debido a que se aplicaron Estrategias Operativas para reducir el flujo de los Autotransformadores con relación de transformación 230/115 kV de la SE Ocotlán, derivado de la indisponibilidad del T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha (fuera de servicio desde septiembre de 2022 hasta abril de 2023). Si bien los valores de flujo alcanzados se dieron por la indisponibilidad de un transformador de gran tamaño y dependencia de un solo elemento, para la zona Los Altos se tiene instruido desde 2021 el proyecto "P21-OC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos", que incrementa la capacidad de transformación de la zona y tiene fecha de entrada en operación para diciembre de 2028, conforme a la información manifestada por CFE Transmisión. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE Ocotlán el AT-01 y el AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) operaron 1 hora y 242 horas respectivamente, con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal. Al igual que en la zona Los Altos, los flujos presentados se derivan de la indisponibilidad del T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha (fuera de servicio de septiembre de 2022 hasta abril de 2023). • En la SE Acatlán los transformadores T-03 y T-04 de 230/69 kV (2x100 MVA), estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 11 y 6 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados se presentaron en el mes de mayo, que es de los meses de mayor demanda del año. Cabe mencionar que para evitar que los flujos superaran el 100 % de su capacidad nominal, fue necesario segregar la Red Eléctrica. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa en Red Eléctrica de 230 kV para evitar la posible saturación de los transformadores, tanto en Red Eléctrica completa, como ante contingencia de banco, además se tiene el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2016 y con fecha de entrada en operación actualizada a septiembre 2025, conforme a la información manifestada por CFE Transmisión.

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• En la SE Guadalajara I los transformadores T-01 y T-02 de 230/69 kV (125 MVA), estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 208 y 326 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados se presentaron en los meses de marzo a noviembre, que son los meses de mayor demanda nominal, fue necesario segregar la red. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa en la Red Eléctrica 230 kV para evitar la posible saturación de los transformadores tanto en Red Eléctrica completa como ante contingencia de banco, además se tiene el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2016 y con fecha de entrada en operación actualizada a septiembre de 2025. • En la SE Guadalajara II los transformadores T-03 y T-04 de 230/69 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 2,941 y 2,243 horas, 33.6 % y 25.6 % del año, respectivamente. Actualmente se tiene una Estrategia Operativa en Red Eléctrica de 69 kV con el fin de evitar que se supere el 100 % de la capacidad en Red Eléctrica completa y además se tiene implementado un EAR ante disparo de transformador. Para solventar esas problemáticas se tiene el proyecto "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)" que incorpora un transformador adicional con relación de 230/69 kV de 100 MVA en la SE Guadalajara II instruido por la SENER a CFE Transmisión en el 2020 con fecha de entrada en operación actualizada para abril de 2026. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. Cabe mencionar que el proyecto "P16-OC1 Guadalajara Industrial" también ayuda a disminuir flujo por la transformación 230/69 kV de la SE Guadalajara II ya que se transfiere la carga de la SE Las Pintas a la nueva SE Guadalajara Industrial. • En los meses de octubre y noviembre, el transformador T-01 de 100 MVA de 230/69 kV de la SE Guadalajara Oriente, operó por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 7 horas, debido a la indisponibilidad del banco paralelo. • En la SE Zapopan el transformador T-01 de 230/69 kV (100 MVA) operó 50 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido al alto flujo de reactivos desde la Red Eléctrica de 230 kV hacia la Red Eléctrica de 69 kV de la zona. Para ayudar a disminuir esta problemática, se tiene el proyecto "P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara", que añade 114 MVAr de compensación fija en la Zona Metropolitana de Guadalajara y que fue instruido por la SENER a CFE en el 2018 y tiene fecha de entrada en operación actualizada para abril de 2026. • En la SE Querétaro Potencia el AT-03 de 230/115 kV (225 MVA) presentó flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal durante todo el año. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación de 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2017 con fecha de entrada en operación actualizada a noviembre de 2024. • En la SE Santa Fe, el AT-01 230/115 (225 MVA) estuvo operando 110 horas por encima del 90 % de la capacidad nominal. Estos flujos se presentan principalmente en los meses de marzo a junio, y además en escenarios nocturnos donde no se cuenta con la generación solar interconectada en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona. Coincide también con Estrategias Operativas aplicadas para evitar la saturación de los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II. Si bien los flujos alcanzados fueron por la aplicación de una Estrategia Operativa para reducir el flujo por los Autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II, para evitar la saturación de la transformación de San Luis de la Paz II, se tiene el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2019, con fecha de entrada en operación actualizada a abril de 2026. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE San Luis de la Paz II los AT-01, AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 848 horas (9.7 % anual), 1,154 horas (13.2 % anual) y 848 horas (9.7 % anual), 360 y 299 horas, de manera respectiva. Actualmente para la zona San Luis de la Paz se tiene diseñada una Estrategia Operativa en Red Eléctrica de 115 kV que segrega la Red Eléctrica con el fin de disminuir el flujo en los Autotransformadores, esta estrategia fue aplicada en diversas ocasiones. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2019 con fecha de entrada en operación actualizada a abril de 2026. • En la SE Carapan Potencia los AT-03 y AT-04 de 230/115 kV (100 MVA) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 87 y 117 horas, respectivamente. La saturación de la transformación y uno de los motivos por los cuales se han alcanzado flujos superiores al 90 % fue la indisponibilidad por falla del transformador T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha del 5 de septiembre del 2022 hasta abril del 2023. • En la SE Zamora Potencia el AT-01 de 230/115 kV de 100 MVA alcanzó 336 horas operando por encima del 90 % de su capacidad y también debido a la indisponibilidad del transformador T-01 de la SE Purépecha. • En la SE Apatzingán, el AT-01 de 161/115 kV (100 MVA) alcanzó un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal durante 136 horas. Esto fue a causa de la indisponibilidad del T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha (fuera de servicio del septiembre de 2022 hasta abril de 2023) y las estrategias operativas que se aplicaron segregando la Red Eléctrica de 115 kV. Se tiene el proyecto "P18-OC4 Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán" que fue instruido en el 2018 por la SENER a la CFE y tiene fecha de entrada en operación factible para diciembre de 2030. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE Uruapan Potencia el AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) estuvo operando 42 horas por encima del 90 % de su capacidad nominal, de las cuales 32 fueron por indisponibilidad del T-01 de 400/115 kV (375 MVA) de la SE Purépecha (fuera de servicio desde septiembre de 2022 hasta abril de 2023) y las estrategias operativas que se aplicaron segregando la Red Eléctrica de 115 kV y 10 horas por estrategias operativas ante la indisponibilidad de las C.H. Cóbano y Cupatitzio. Al igual que en la SE Apatzingán, el proyecto para resolver dicha problemática es "P18-OC4 Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán". • En la SE Morelia Potencia los Autotransformadores AT-01 y AT-02 con relación de transformación 230/115 kV (100 MVA) estuvieron operando por encima del 90 % durante 10 y 4 horas, respectivamente. En ambos casos se trató de Licencia en Muerto por mantenimiento del banco paralelo. • En la SE Colomo el AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) operó 5 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido a dos licencias en muerto del transformador T-03 con relación 400/115 kV de la SE Tapeixtles para mantenimiento, una de ellas debido al sismo del septiembre del 2022. Debido a que esta problemática se agravará con el crecimiento estimado de las zonas Colima y Manzanillo, se propuso el proyecto "P23-OC2 Incremento en la transformación de la zona Colima", el cual fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2023, CFE Transmisión reporta fecha factible entrada en operación diciembre de 2030. Dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE Colima II el AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) opero 11 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido a licencias en muerto del AT-01 con relación de transformación 230/115 kV de la SE Colima II y del T-03 con relación de transformación 400/115 kV de la SE Tapeixtles. Al igual que en la SE Colomo, el proyecto para resolver dicha problemática es "P23-OC2 Incremento en la transformación de la zona Colima", dicho aplazamiento de fecha pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de las Redes Generales de Distribución. • En la SE León III los AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA c/u) operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal por 10 y 6 horas, respectivamente. Los flujos alcanzados fueron durante condiciones de Red Eléctrica completa. Para reforzar la transformación de la SE León III que se ve impactada por los flujos de la generación desde la zona Aguascalientes hacia la zona León se tiene el proyecto "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2018 con fecha de entrada en operación actualizada a abril de 2030. • En la SE Irapuato II, el AT-01 de 230/115 kV (100 MVA) estuvo operando por encima del 90 % durante 23 horas, 21 horas coinciden con la salida por falla de la LT Irapuato II – 73130 – Salamanca y el resto de tiempo se alcanzó durante las demandas máximas de la gerencia. Para solventar esta problemática se tiene el proyecto "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)", que añade 100 MVA de transformación adicional y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2018, con fecha de entrada en operación factible actualizada a julio 2025. • En la SE Silao Potencia los AT-02 y AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) operaron 3 y 2 horas, respectivamente con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal, esto debido a un disparo del AT-01 (banco paralelo) por operación errónea de protecciones. • En la SE La Pila el AT-01 de 230/115 kV (225 MVA) operó 383 horas con un flujo superior al 90 % de su capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa. Para reforzar la transformación en la Red Eléctrica de la SE La Pila se tiene el proyecto "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí" que añade 225 MVA de transformación con relación 230/115 kV y que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en el año 2020 con fecha de entrada en operación actualizada a diciembre de 2027. • En este periodo los AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) de la SE San Luis Potosí operaron por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 30 y 20 horas, respectivamente, en condiciones de Red Eléctrica completa, debido a que se mantiene implementada de manera permanente una Estrategia Operativa en la Red Eléctrica de 230 kV que evita que el flujo proveniente de la zona Aguascalientes llegue directamente a la SE San Luis Potosí, sino que por medio de un bypass se conecta directamente a la SE El Potosí en Red Eléctrica de 230 kV. Para solucionar esta problemática desde el 2018 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P18-OC1: San Luis Potosí Banco 3 (traslado)" con fecha de entrada en operación en agosto de 2025. Para el proyecto P18-OC1 se tiene el traslado del AT-01 de 230/115 (100 MVA) de la SE Salamanca Dos, pero derivado de las problemáticas de sobrecarga presentadas en los Autotransformadores de la SE Chihuahua Norte en la GCR Norte, CFE Transmisión realizó el traslado del AT-01 de la SE Salamanca Dos mientras se concluye el proyecto P15-NT1 con fecha factible de término de octubre de 2024 de acuerdo con el informe pormenorizado de marzo 2023 de CFE Transmisión. • En la SE Villa de Reyes, el AT-03 de 230/115 kV (100 MVA) estuvo operando durante una hora por encima del 90 % de su capacidad nominal, esto coincide con la apertura de la LT La Pila -73660- Logistik como Estrategia Operativa para reducir el flujo sobre el AT-01 de la SE La Pila, mientras se presentaban las demandas máximas de la Gerencia. Al igual que en la SE La Pila, el proyecto para solventar dicha problemática es el "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí".

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

TRANSFORMACIÓN	• En la SE Zacatecas II, el AT-01 y AT-02 de 230/115 kV (100 MVA) estuvieron operando por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 13 y 11 horas, respectivamente. Este incremento en el flujo coincide con los meses de mayor demanda de la Gerencia Occidental. • En lo general, derivado a que no se ha puesto en servicio ningún elemento de transformación adicional, considerando los Proyectos instruidos por la SENER, el 38 % del total de Bancos de Transformación de potencia (total = 125) operan por encima del 90 % de su capacidad (1 transformador con más del 100 % y 46 transformadores entre el 90 – 100 % de su capacidad). Con estos niveles de carga, no es posible el cumplimiento del CdR bajo la Categoría B (n-1), resultado de ello, propicia aplicar estrategias operativas para separar Redes Eléctricas malladas, proliferación de EAR emergentes, operar grandes bloques de carga con alimentación radial y el deterioro de la flexibilidad y Seguridad Operativa del SEN, a su vez es de relevancia considerar que ante la falta de inclusión de elementos de transformación a la RNT, se identifica que se pone en riesgo la capacidad de abasto eléctrico conforme al crecimiento de demanda establecido en el Pronóstico de Demanda por Subestación Eléctrica de la RGD. • Por último, y derivado del crecimiento de aproximadamente 7.6 % en la demanda máxima del 2023, respecto a la del 2022, es indispensable que todos los equipos de transformación, incluyendo las fases de reserva, en el ámbito de la GCR OCC sean puestos en servicio con el fin de soportar los incrementos de demanda esperados para los próximos años, así como poner en servicio los bancos de transformación instruidos en el PRODESEN, en su defecto, se identifica que considerando el crecimiento de la demanda establecida, será poco factible abastecer la demanda a esa tasa de crecimiento, comparado con la inclusión de transformación en la RNT, reto principal que afrontará el SEN en la Región Occidental, la cual abastece aproximadamente al 26 % de la demanda eléctrica del País.
COMPENSACIÓN	• Los perfiles promedio de tensión en la Red Eléctrica de 400 kV durante los periodos de demanda máxima (mayo y junio) de la Gerencia mantienen una tendencia similar a años pasados, excepto para las zonas de operación de transmisión Bajío y Sauz-Querétaro, donde se observa una disminución de la tensión promedio. Las SE Potrerillos, Las Fresas y Salamanca II tuvieron una reducción promedio de tensión de 2.2 kV en el perfil promedio de tensión comparado con el año 2022, mientras que las SE Santa María, Querétaro Potencia y Querétaro Potencia Maniobras muestran una disminución del perfil promedio de tensión de aproximadamente 2.8 kV comparado con el mismo periodo, estas disminuciones se presentan principalmente en el mes de junio que es cuando se alcanzó la Demanda Máxima Coincidente de la Gerencia y derivado a los grandes bloques de energía eléctrica importada del Norte del país que en cierta medida fluye hacia la región central. • En algunas Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de 400 kV se superaron sus Límites Operativos por alta tensión, entre las que se encuentra la SE Mazamitla, que si bien presenta solo 3.35 horas de violación se debe a que para evitar la violación se hace la apertura de la LT Mazamitla – A3110 – Pitirera como Estrategia Operativa para reducir la aportación de reactivos; las SE Salero, Primero de Mayo, El Potosí, Salamanca y Tepic Dos presentaron niveles altos de tensión durante un tiempo menor a 2 horas. • En la Red de Eléctrica de 400 kV, desde el 27 de marzo del 2023 se tiene fuera de servicio el RE-01 de 50 MVAr de la Central Eléctrica La Yesca, además el CEV de Acatlán se encuentra limitado por licencia prolongada y solo tiene de capacidad de absorber 180 MVAr (inductivos). • En la Red Eléctrica de 230 kV, de la Zona de Operación de Transmisión Bajío, se han tenido Subestaciones Eléctricas con tiempos de operación por debajo de 1.0 pu, sin llegar a valores inferiores a 0.95 pu como son León IV, Silao Potencia, Celaya III, Celaya II, León I, León III, Potrerillos e Irapuato, de las cuales la más afectada fue León IV, la cual se mantuvo aproximadamente el 70.95 % del año por debajo del nivel de tensión de 230 kV, clara indicación del incremento de demanda de la zona Bajío. Durante el verano (mayo y junio) las Subestaciones Eléctricas que presentaron una disminución de tensión promedio fueron Celaya II y Celaya III con 0.6 kV y 0.9 kV, respectivamente, derivado de lo anterior, se hace urgente la puesta en servicio del Proyecto “P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío” instruido por la SENER a CFE Transmisión en 2019, con fecha de entrada en operación actualizada a septiembre de 2025 • En la Red Eléctrica de 230 kV de la Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Centro Norte, se presentaron tensiones con la misma tendencia que años anteriores. Las Subestaciones Eléctricas con un mayor porcentaje de tiempo por debajo de 1.0 p.u. durante el 2023 fueron: San Luis Potosí con 39.14 % del año, Fresnillo Potencia con 42.11 %, Zacatecas II con 27.50 %, Charcas Potencia con 13.18 % y Calera con 10.61 %, no se presentaron tiempos de operación por debajo de 0.95 pu. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Sauz-Querétaro se presentó un perfil de tensión similar a los años anteriores. Las Subestaciones Eléctricas con mayor parte del año que tuvieron tensiones por debajo de 1.0 p.u. son Santa Fe con 80.94 % del año, Querétaro I con 60.62 %, Conín con 30.95 % y Dañu con 6.13 %. En el caso de la SE Santa Fe durante el verano se presentó una disminución de tensión de 1.0 kV respecto al periodo 2021-2022, sin embargo, se prevén mejores condiciones ya que se encuentra en proceso de puesta en servicio el proyecto “P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro”, en diciembre 2023 se instalaron tres bancos de capacitores en las SE Querétaro Potencia, Querétaro I y Parque Innovación con capacidad de 30, 15 y 15 MVAr, respectivamente. Se mantiene pendiente la conclusión de obras de tres capacitores más en las SE Conín, Cimatario y Antea para concluir la totalidad de obras del proyecto P18-OC9. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la ZOT Jalisco-Nayarit se tienen tiempos de operación menores al 26 % del año por debajo de 1.0 p.u., los nodos con mayor tiempo bajo esta condición son Ocotlán, Ciudad Guzmán, Tesistán y Vallarta Potencia.

... Continuación

CUADRO 5.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

COMPENSACIÓN	• Por último, el nivel de tensión de las barras de 230 kV de la SE Morelia Potencia y Uruapan Potencia pertenecientes a la Zona de Operación de Transmisión Centro Occidente, muestra tiempos del 10.0 % y 34.2 % del año por debajo de 1.0 pu, respectivamente. • Debido a la utilización de celdas para la conformación de un banco de capacitores en la SE Boquilla de la zona Ixmiquilpan, a la fecha se mantiene con una capacidad disminuida el banco de capacitores de la SE Colinas de Apaseo, por lo que, solo se tienen disponibles 22.5 MVAr de los 30 MVAr originales. • En la zona Querétaro, en febrero del 2023, se instaló un banco de capacitores de 9 MVAr en la SE Vynmsa Querétaro, como una obra de refuerzo asignada y bajo el costo de inversión a un Centro de Carga para mantener el perfil de tensión dentro de Limites Operativos ante contingencias sencillas (N-1) de LT de la Compuerta de Flujo Querétaro I – Tepeyac – San Ildefonso. De la misma manera en octubre 2023, como obra de refuerzo se instaló en la nueva SE Parque Industrial Querétaro un banco de capacitores de 22.5 MVAr, con la finalidad de mejorar el perfil de tensión de las Subestaciones Eléctricas que se encuentran en las zonas Querétaro y San Luis de la Paz.

CUADRO 5.4. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

GENERACIÓN	• Hasta el 31 de diciembre de 2023 se cuenta con 18 Centrales Eléctricas FV que han entrado en operación con una capacidad total de 1,544 MW, de las cuales dos están en pruebas de puesta en servicio, y una CCC de 766 MW que entró en operación comercial el 01 de diciembre de 2023. • La demanda máxima de esta Gerencia se presentó el 20 de julio de 2023 a las 17:00 horas con 5,878.88 MWh/h y la importación neta integrada fue de 285.6 MW/h. • La condición de generación relevante el día de la demanda máxima de esta Gerencia fue la siguiente: Las Centrales de Ciclo Combinado con 3,532 MW. Las Centrales Hidroeléctricas con una capacidad de 941 MW con una generación total de 0 MW. Las CE fotovoltaicas con 1,064 MW. Las Centrales Eléctricas térmicas de gas y/o combustóleo con 996 MW, de un total de los 2,052 MW de Capacidad Instalada. Las CE TG de baja eficiencia fuera de servicio. • En la condición de la demanda máxima del SIN, la Gerencia se encontraba con una importación neta de 321 MWh/h, equivalente al 6 % de la demanda de la GCR Noroeste que era de 5,385 MWh/h.
TRANSMISIÓN	• En condiciones de demanda mínima de la Gerencia, se presenta saturación en las Compuertas de Flujo Hermosillo al SIN, Los Mochis a Guamúchil/Culiacán y Mazatlán a Tepic, derivado de la alta generación de las CCC Empalme Uno, Empalme Dos, Topolobampo Dos y la generación de Centrales Eléctricas FV. • La Compuerta de Flujo Los Mochis a Guamúchil/Culiacán del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, comenzó a presentar un flujo de potencia activa por encima de su Límite Operativo Normal, registrando 25.5 horas en Estado Operativo de Alerta, con un valor máximo de flujo de potencia activa de 1,737 MW, esta problemática se solventará con el proyecto “P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)” de 400 kV, y con el proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte” que considera la LT Choacahui – Culiacán Poniente en 400 kV. Ambos proyectos han sido instruidos por SENER a CFE Transmisión para su construcción y tienen una fecha factible de entrada en operación en julio de 2024 y agosto de 2025 respectivamente. • La Compuerta de Flujo Mazatlán a Tepic registró del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023: 34.6 horas en Estado Operativo de Alerta con flujo de potencia activa por encima de su Límite Operativo Normal, con un valor máximo de 1,295 MW, esta problemática se solventa con el proyecto I20-SIN1 (instruido por SENER a CFE Transmisión) que considera la LT Mazatlán Dos – Tepic Dos en 400 kV, así como compensación dinámica en la SE Mazatlán Dos. • Derivado de la ratificación por parte de CFE Transmisión en la reducción de los Límites Operativos en las LTCPS de 115 kV, se ha registrado un incremento significativo y acumulativo de horas de sobrecarga con Red Eléctrica completa (sin contingencia) y ante contingencia sencilla (N-1), para solventar esta problemática se requieren los proyectos “P19-NO2, Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste”, que consiste en la sustitución de Líneas de Transmisión que contienen tramos con Cable de Potencia Subterráneo en 31 Compuertas de Flujo en las zonas Nogales, Hermosillo, Ciudad Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán, y adicionalmente el proyecto “P20-NO7, Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán”, que considera la sustitución de 11 Líneas de Transmisión con tramos subterráneos que presentan problemática de sobrecarga, ambos proyectos han noviembre de 2027 y marzo 2027 respectivamente, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación de los proyectos mencionados, afectando la Confiabilidad en la Región Noroeste durante las condiciones de verano de cada año. • En la zona Culiacán, se tenía la problemática de sobrecarga de la LT Culiacán Cuatro – 73950 – Costa Rica que suministra en forma radial la carga de las SE Costa Rica, Quilá y El Dorado, la cual se solventó con la nueva LT entre SE La Higuera y Costa Rica que entró en operación el 21 de mayo de 2023. • En la zona Caborca en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, los equipos de transformación AT 01 y AT 02 de la SE Seis de Abril de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 196 y 135 horas respectivamente, por arriba del 90 %. Se prevé la saturación con Red Completa en el corto plazo y en el periodo diurno restricción en la evacuación de la generación fotovoltaica instalada en la zona Puerto Peñasco principalmente ante contingencia sencilla de uno de los bancos de transformación, por el retraso del proyecto instruido “P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco” de abril de 2024 a diciembre de 2028. El proyecto instruido “P20-NO1” incrementará la capacidad de transformación con una nueva SE Mar de Cortes, con lo cual se solucionarán estas problemáticas. Actualmente, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE Transmisión es diciembre de 2028.

... Continuación

CUADRO 5.4. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

TRANSFORMACIÓN	• En la zona Hermosillo, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, el AT-01 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA operó 362 horas por arriba del 90 %, se ha instruido el proyecto "P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo" que incrementará la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE Transmisión es para abril de 2026. En 2024 se realizará un proyecto temporal que permitirá mantener el suministro al norte de la ciudad de Hermosillo, se trasladará el AT de la SE Esperanza para instalarse en la SE Hermosillo Loma, mientras que se trasladará un equipo de transformación de 100 MVA de la SE Subestación Cananea para ser instalado en la SE Esperanza, lo anterior motivado por el diferimiento de este proyecto. • En la zona Mazatlán los AT-04 y AT 05 de Mazatlán Dos de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 614 y 1,009 horas por arriba del 90 % respectivamente y el AT-06 de 400/230 kV operó con 6 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023. SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto "P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la zona Mazatlán" que incrementará la capacidad de transformación en la SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE Transmisión para abril de 2026. • En la zona Los Mochis, el AT-01 de Los Mochis Industrial de 230/115 kV de 225 MVA operó con 573 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto "P22-NO1 Incremento de capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis" que incrementará la capacidad de transformación en la zona de influencia de esta problemática, con lo cual se solucionarán los problemas en ambas zonas, la fecha factible de entrada en operación proporcionada por CFE Transmisión para diciembre de 2030.
COMPENSACIÓN	• En las barras de tensión de 400 kV de SE Mazatlán Dos, se registró en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 una tensión promedio de 415.9 kV y se registraron 759 horas por arriba del nivel de tensión de 420 kV. SENER ha instruido a CFE Transmisión la construcción del proyecto "P20-NO6 Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán", que considera adicionar compensación inductiva en la SE Mazatlán Dos, y con el proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" que han sido instruidos por SENER a CFE Transmisión para su construcción, el cual considera compensación dinámica en SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática. • Se presentaron tensiones por encima del nivel de 420 kV en las SE Seri, Empalme Ciclo Combinado y Bácum, se registraron 1,981, 1,340 y 835 horas respectivamente en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023. Esta problemática se solventa con el proyecto "P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri" que fue instruido por la SENER a CFE Transmisión para su construcción con fecha factible de entrada en operación de marzo de 2025.

CUADRO 5.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

GENERACIÓN	• Durante el 2023 entraron en operación Centrales Eléctricas FV con una capacidad total de 130 MW, por lo que la GCR NTE cuenta a la fecha con un total de 38 Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en operación, con una capacidad neta total de 2,092 MW. • La demanda máxima instantánea de la GCR Norte en 2023 fue de 5,543 MW el 19 de julio de 2023 a las 17:28:07 horas lo que representa un crecimiento del 2.82 %, la Gerencia se encontraba con una exportación neta de 370 MW y el despacho de generación de la siguiente manera: - Fotovoltaica: 1,545 MW - Ciclo Combinado: 3,619 MW - Térmica: 607 MW - Hidráulica: 21 MW - Combustión Interna: 115 MW - Turbo Gas: 5 MW - Biogás: 1.2 MW
TRANSMISIÓN	• En demandas medias y altas en la ZOT Laguna, al evaluar la pérdida de generación en la CCC Iberdrola Laguna, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV que podría originar el disparo de varias Líneas de Transmisión en cascada, pudiendo llevar a la ZOT al colapso. Para mitigar el riesgo que esto suceda, se realiza seccionamiento de la Red Eléctrica de 115 kV, disminuyendo la Confiabilidad de la RNT. Para resolver esta problemática, se tiene instruido el proyecto Zona La Laguna (P16-NT1), que consiste en la instalación de un banco de 375 MVA, 400/115 kV, que incluye la construcción de nuevas Líneas de Transmisión y la recalibración de otras en la Red Eléctrica de 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020; el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2024 de acuerdo con CFE Transmisión.

... Continuación

CUADRO 5.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSMISIÓN	• En 2023 se presentó congestión en las Compuertas de Flujo que interconectan las GCR NTE, NOR y OCC. Para resolver estas problemáticas se realizó una propuesta de proyecto de ampliación en la RNT, con el nombre "Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con la GCR Occidental y Norte", los cuales consisten en incrementar la capacidad de transmisión en las Compuertas de Flujo Norte-Sur. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en 2021 con fecha de entrada en operación de noviembre de 2025. • Derivado de la incorporación de generación en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia activa en los enlaces norte hacia el sur de la GCR NTE, así como hacia la GCR NES, principalmente en escenarios vespertinos en donde se tiene la aportación de las Centrales Eléctricas FV. Debido a lo anterior, en 2023 se ha presentado la saturación de las Compuertas de Flujo que interconectan las ZOT Chihuahua, Camargo y Laguna. En escenarios nocturnos sin la generación FV, el flujo de potencia se invierte provocando la saturación de las Compuertas de Flujo de la GCR NES hacia la GCR NTE. • Cabe destacar que la GCR NOR, NTE y NES cuentan con un gran potencial de generación de energía renovable, principalmente solar y eólica. Actualmente se tienen contratos de interconexión para la incorporación de Energías Limpias Fotovoltaica y Eólica que entran en servicio los próximos años, además de proyectos estratégicos de generación que se incorporan al SEN, lo que puede generar problemas de saturación en algunas Compuertas de Flujo actuales de las GCR NOR, NTE y NES. Para resolver estas problemáticas se realizó una propuesta de proyecto de ampliación en la RNT, con el nombre proyecto "I23-NT1 Red de transmisión para la integración de generación Noroeste-Norte", el cual consiste en incrementar la capacidad de transmisión en los enlaces Noroeste-Norte-Noreste. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE Transmisión en 2023 con fecha de entrada en operación de diciembre de 2030.
TRANSFORMACIÓN	• En la ZOT Laguna, la contingencia sencilla (N-1) de la transformación de la SE Torreón Sur ante diferentes despachos de generación de la CE CC Iberdrola Laguna (CC IEL de 538 MW), provocaría sobrecarga en los Autotransformadores y la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT. Actualmente, se realiza la estrategia de abrir 11 LT en 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia. Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto Zona La Laguna (P16-NT1) de un banco de transformación de 375 MVA 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva LT y la recalibración de otras en la Red Eléctrica de 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020, pero se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2024. Se tienen solicitudes de Centros de Carga en la ZOT Laguna condicionadas a la entrada en operación de las obras mencionadas. • Los AT de 100 MVA de 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), presentaron sobrecargas de 17 % y 11 % respectivamente, realizando afectaciones manuales para disminuir su carga. Para resolver esta situación, en julio de 2018 la SENER instruyó a CFE Transmisión un proyecto de ampliación propuesto por el CENACE que consiste en la ampliación de un nuevo AT de 100 MVA 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes ("P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3"). Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2021 y entró en operación el 21 de octubre de 2023, con la entrada de este proyecto se evitarán sobrecargas en los AT de la SE Nuevo Casas Grandes. • En el verano los AT de la SE Moctezuma de 225 MVA y 100 MVA (AT-97 y AT-99), 230/115 kV presentaron valores máximos de carga de 13 % y 17 % respectivamente. En caso de haberse presentado el disparo del AT-97, la sobrecarga en el AT-99 llegaría a valores mayores al 70 %, con el consiguiente disparo y colapso de la zona. En febrero de 2021 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma", el cual consiste en la instalación de un AT de 225 MVA 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar y compensación de 105 MVAr en el nivel de 115 kV, distribuido en varias Subestaciones Eléctricas de la región, CFE Transmisión reporta fecha de entrada en operación de abril de 2026. Cabe destacar que actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región, los cuales se encuentran condicionados a la entrada en operación de las obras en el PAMRNT mencionados. • El proyecto "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5" y "Ávalos Banco 3 (traslado)", en el cual se considera la instalación de un AT de 300 MVA, 230/115 kV en la SE Chihuahua Norte y el traslado de un AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE Ávalos, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021. Sin embargo, el proyecto se ha diferido y actualmente tiene fecha de entrada en operación de octubre de 2024 conforme a la información por CFE Transmisión. • En el último año, los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 98 % y 99 % respectivamente y los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 100 % y 97 % respectivamente. El retraso de la construcción del proyecto "Chihuahua Norte Banco 5" y "Ávalos Banco 3 (traslado)" impacta en la Confiabilidad del suministro de energía de la zona urbana de Chihuahua. • En 2018 se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga en los Autotransformadores de dicha Subestación Eléctrica, actualmente este transformador ha sido retirado para llevar a cabo trabajos de instalación de un autotransformador provisional de 100 MVA, 230/115 kV (Chihuahua Norte AT-04), este entró en operación en marzo de 2023. Sin embargo, esta medida no fue suficiente. Se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación de las obras mencionadas.

... Continuación

CUADRO 5.5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

TRANSFORMACIÓN	• En 2023, el AT de 300 MVA de 230/115 kV de la SE Terranova (AT-99) presentó valores máximos de sobrecarga de 14 % de su capacidad nominal. El disparo de este AT provocaría la sobrecarga en la LT de 115 kV Reforma – 73290 - Torres, lo que puede provocar el colapso de la región. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga de la región urbana de Juárez. En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P19-NT1 Terranova Banco 2", que consiste en la instalación de un nuevo AT de 300 MVA de 230/115 kV en la SE Terranova, CFE Transmisión reporta fecha de entrada en operación para agosto de 2024. Actualmente se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la zona urbana de la ZOT Juárez, condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Terranova de 300 MVA de capacidad. • Actualmente para soportar la contingencia sencilla (N-1) de un AT en la SE Paso del Norte se solicitó a CFE Transmisión la implementación de un EAR, afectando carga de tipo residencial e industrial. En junio de 2022 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2", que consiste en un nuevo AT de 300 MVA, 230/115 kV, con fecha de entrada en operación de abril de 2026. Este proyecto se pospuso y actualmente tiene fecha de entrada en operación para septiembre de 2025 conforme a la información manifestada por CFE Transmisión. • En región urbana de la ZOT Juárez los transformadores de alta a media tensión de las SE Aeropuerto, Médanos, Oriente XXI, Patria, Tecnológico, Torres, Salvarcar, San Isidro y Zaragoza han presentado sobrecargas ocasionadas por los retrasos en las fechas de entrada en operación de las obras: Cuatro Siglos Banco 1 y Sauzal Banco 1, dichos proyectos fueron instruidos con fecha de entrada en operación para diciembre de 2024. Para disminuir dichas sobrecargas se han instalado transformadores provisionales en la SE Zaragoza y Médanos, sin embargo, en los siguientes años se tendrá la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de alta a media tensión para atender la demanda de la región. • En la zona de Moctezuma-Casas Grandes se han presentado disparos de circuitos de distribución por sobrecarga de transformadores de alta a media tensión, principalmente en las SE de Janos, Casas Grandes y Monteverde. Para los próximos años será necesario incrementar la capacidad de transformación en la región para atender el crecimiento de la demanda. • Los AT de la SE Durango Dos (2x100 MVA) han presentado cargas por arriba del 90 % de su capacidad nominal. Ante el disparo de cualquiera de los AT provoca la sobrecarga del paralelo por arriba del 20 %, para mitigar esta problemática, se solicitó a CFE Transmisión la implementación de un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial y residencial de la ZOT Durango. Sin embargo, esta medida no será suficiente para los próximos años. • Derivado del incremento considerable en la demanda para los próximos años en la Zona Urbana de Durango, Juárez y Chihuahua, en 2029 se presentará la necesidad de proponer Obras de Ampliación para incrementar la capacidad de transformación de 230/115 kV.
COMPENSACIÓN	• En 2023 se presentaron problemas de baja tensión en la región de Mesteñas. La tensión en esta región es muy sensible a los cambios de carga, principalmente bombeo para riego agrícola a través de motores de inducción, lo que ha ocasionado en demandas altas la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al operar el esquema de baja tensión y desconectar carga, la tensión se eleva y entonces operan los esquemas por alta tensión (PR-59) de los bancos de capacitores, lo que trae como consecuencia, variaciones importantes en la tensión de las Subestaciones Eléctricas de esa región. Debido a estas condiciones no será posible otorgar nuevos servicios o incrementos de carga en la región. Para resolver dicha problemática, en febrero de 2021 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P20-NT1 Soporte de tensión para la región Mesteñas" propuesto por el CENACE que consiste en la instalación de compensación dinámica en la SE Oasis en el nivel de tensión de 115 kV y la Instalación de compensación fija en el nivel de tensión de 115 kV en las SE Mesteñas y El Trébol con fecha de entrada en operación de abril de 2026 conforme a la información manifestada por CFE Transmisión. • Debido al crecimiento que la demanda ha venido presentando durante los últimos años en la zona de Moctezuma-Casas Grandes, principalmente bombeo para riego agrícola, así como el crecimiento esperado para los próximos años, se presentarán tensiones menores a las establecidas en el CdR. La topología de la Red Eléctrica provoca problemas para la regulación de tensión en la región, ocasionando en algunos escenarios la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al igual que se mencionó en el apartado de Transformación, la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma", con la finalidad de resolver tanto los problemas de saturación en la transformación como las bajas tensiones en esta región, dicho proyecto tiene fecha de entrada en operación actualizada por CFE Transmisión de abril de 2026. • Debido al crecimiento de la demanda que se ha presentado y que se espera para los próximos años en la ZOT Chihuahua, Camargo, Laguna y Durango, en el PAMRNT se presentó la necesidad de proponer la instalación de Bancos de Capacitores en el nivel de tensión de 115 kV, con la finalidad de resolver problemas de bajas tensiones en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla (N-1). Proyecto "P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua", "P22-NT3 Soporte de Tensión en la zona Camargo", "P23-NT1 Soporte de tensión zona La Laguna red de 115 kV" y "P23-NT2 Soporte de tensión zona Durango red de 115 kV". Estos proyectos fueron instruidos por la SENER a CFE Transmisión en 2023 con fecha de entrada en operación de diciembre de 2030 actualizada por CFE Transmisión.

CUADRO 5.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

GENERACIÓN	• Durante el periodo de enero – diciembre del 2023 entraron en operación comercial y en periodo de pruebas una UCE con tecnologías eólica con 96 MW, una UCE con tecnología de Cogeneración de 22 MW y dos UCE de Combustión Interna con biogás con 2 MW • En el escenario de máxima del SIN (con 11,370 MW en la GCR Noreste), del 21 de junio de 2023 a las 16:23:57 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: - La generación total de la Gerencia con 13,424 MW. - La generación EO con 819 MW. - Generación FV con 25 MW. • En el escenario de máxima de la GCRNE se presentó un valor de demanda de 11,594 MW, ocurrido el 21 de junio de 2023 a las 15:43:42 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: - La generación total de la Gerencia con 13,393 MW. - La generación EO con 742 MW. Generación FV con 11 MW. • En el escenario de mínima de la GCRNE se presentó un valor de demanda de 3,432 MW, ocurrido el 01 de enero de 2023 a las 10:47:56 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: - La generación total de la Gerencia con 5,582 MW. - La generación EO con 320 MW. - Generación FV con 26 MW.
TRANSMISIÓN	• Corredor de transmisión Champayán-Güémez-Lajas-Huinalá - Se presentó saturación de la Compuerta de Flujo en el mes de junio 2023, debido a una condición atípica en el SIN, alcanzando valores de flujo de potencia activa en el Champayán-Güémez de hasta 1,722 MW, superando su Límite Operativo con EAR-DAC de 1,700 MW por menos de una hora, por lo que se realizaron cortes de carga para tratar de controlar el flujo de potencia activa. - En enero de 2021, el Transportista solicitó que se considerara la contingencia doble igual de probable que la contingencia sencilla (N-1) en el tramo Güémez-Lajas. - Como proyecto legado, se tiene programada la entrada en operación de una nueva LT que conecta las SE Champayán-Güémez-Regiomontano (Regiomontano entronque Huinalá-Lajas) se completaría el tercer circuito en 400 kV desde Monterrey hasta Tampico, sin embargo, se encuentra suspendido y no tiene definida una fecha de entrada en operación. Adicionalmente se instruyó el proyecto “I16-NE3 Red de transmisión Reynosa – Monterrey” que entre otras obras conecta las SE Regiomontano y Ternium Maniobras. - Actualmente se tiene operando un EAR de tiro automático de carga, que monitorea el flujo de potencia activa entrando a la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y está en proceso la implementación de un nuevo EAR que vigilará el flujo de potencia activa hacia afuera de la ZMM y en caso de haber sobrecargas desconectaría Centrales Eléctricas de la ZMM. • Corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Potencia Maniobras: - Tuvo un tiempo acumulado de 441.8 horas operando por encima de su Límite Operativo Normal y con el EAR activado. - En el PAMRNT 2019 – 2033 el CENACE propuso el proyecto: “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” que consta de 2 LT de 400 kV entre las SE Mesas y Jilotepec, así como un doble circuito que emana de la SE Jilotepec Potencia para realizar un entronque en la LT Nopala-Victoria. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE Transmisión y tiene fecha de entrada en operación factible para octubre 2025 reportada por CFE Transmisión. • Corredor de transmisión Derramadero – Primero de Mayo, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo. - Tuvo un tiempo acumulado de 2.55 horas por encima de su Límite Operativo de 1,300 MW y alcanzó un flujo máximo instantáneo de 1,385 MW. - En el PAMRNT 2019 – 2033, el CENACE propuso el entronque de la LT entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero en la SE Derramadero, para incrementar el Límite Operativo y eliminar el EAR que se tiene implementado actualmente. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE Transmisión y tiene fecha de entrada en operación factible para abril de 2025 reportada por CFE Transmisión. • Corredor de transmisión Champayán – Altamira, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Champayán – A3E80 y A3E90 – Altamira. - Tuvo un tiempo acumulado de 44.3 horas operando por arriba de su Límite Operativo de Estado Operativo Normal de 1,580 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 1,810 MW que superan el Límite Operativo con EAR (1,775 MW). - Se espera se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal con el proyecto “I19-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” con fecha de entrada factible en octubre de 2025 reportada por CFE Transmisión. • Corredor de transmisión Altamira – Tamós, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 – Tamós - Tuvo un tiempo acumulado de 53.35 horas operando por arriba de su Límite Operativo de Estado Operativo Normal de 1,480 MW, alcanzando valores de hasta 1,673 MW que superan el Límite Operativo con EAR (1,655 MW).

... Continuación

CUADRO 5.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSMISIÓN	• Corredor de transmisión Tamós – Poza Rica II, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Tamós - A3490 y A3790 – Poza Rica II y la LT de 230 kV Minera Autlán – 93160 – Pantepec - Tuvo un tiempo acumulado de 25.7 horas operando por arriba de su Límite Operativo de 1,640 MW, alcanzando instantáneamente valores de hasta 1,806 MW. - Al igual que con la Compuerta de Flujo arriba mencionado, se espera que con el proyecto "I19-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en octubre de 2025 se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Corredor de transmisión Frontera – Monterrey, compuesto por la LT en 400 kV Presa Grande – A38E0 – Ternium, Aeropuerto – A3G20 – Villa de García, Aeropuerto – A3G30 – Glorias y la LT de 230 kV Ventika Maniobras – 93170 – Cuchillo. - Tuvo un tiempo acumulado de 7.45 horas operando por arriba de su Límite Operativo de 2,170 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 2,264 MW. - En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la obra "I16-NE3 Red de transmisión Reynosa – Monterrey" para incrementar la capacidad de transferencia del Corredor de transmisión Bravo – Monterrey, a través de la LT Regiomontano – Jacalitos – Aeropuerto, la cual fue instruida por la SENER a CFE Transmisión, con fecha de entrada en operación en abril de 2023, sin embargo, está fuera de las prioridades para la RNT por CFE Transmisión. - Para mitigar esta situación se tiene implementado un EAR de disparo automático de generación que reduce el flujo de potencia activa a través de la Compuerta de Flujo cuando excede la capacidad de transmisión ante contingencia. • Corredor de transmisión entre la GCR Norte y la GCR Noreste, compuesto por las LT: Hércules Potencia – A3000 – Río Escondido, Maniobras Villa Nueva – A3700 – Ramos Arizpe Potencia y Andalucía – 93050 – Maniobras Eólica de Coahuila - Tuvo un tiempo acumulado de 2.15 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al Límite Operativo establecido en el sentido de flujo Norte → Noreste, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2023. - Tuvo un tiempo acumulado de 5 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al Límite Operativo establecido en el sentido de flujo Noreste → Norte, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2023. • Corredor de transmisión Huinalá – Monterrey, compuesto por las LT de 400 kV Huinalá -A3D10 y A3D20 - Monterrey Potencia. - Tuvo un tiempo acumulado de 42.4 horas por arriba de su Límite Operativo de 1,550 MW y alcanzó un flujo máximo instantáneo de 1,729 MW. • Las Líneas de Transmisión que presentaron sobrecarga con Red Eléctrica completa (sin contingencia) durante el periodo de enero-diciembre de 2023 fueron: Huinalá – 73430 – Monterrey Potencia, Lajas – 73090 -Ladrillera, Nueva Rosita – 73260 – Bajío, Pánuco – 73880 – Tempoal Dos y Apodaca – 73810 – Monterrey Potencia; y ante la contingencia sencilla (N-1) se presentó sobrecarga en la LT Anáhuac Tamaulipas Potencia – 93900 – Llano Grande. • Durante el periodo enero a diciembre de 2023 se incorporaron a la RNT 4 Líneas de Transmisión que representan un incremento en la capacidad de transmisión hacia la RNT de 3.9 km-l.
TRANSFORMACIÓN	• SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas - Se tiene falla mayor de un transformador de relación 230/34.5 kV, 100 MVA sin fecha oficial de reparación. - La carga de la zona se suministraba por un solo AT de relación de transformación 230/115 kV y, para evitar el riesgo de afectación de carga por saturación de la transformación, en el verano de 2019 se trasladó un banco de transformación desde la SE Mezcala. Cuando se tenga reparado el transformador fallado, se regresará a su condición de operación normal. - En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de relación de transformación de 230/115 kV de 112 MVA en la SE Nueva Rosita con fecha factible de entrada en operación para abril de 2023, CFE Transmisión reporta fecha de entrada en operación de diciembre de 2027. Una vez concluido este proyecto se regresará el banco de transformación proveniente de la SE Mezcala. • SE Nava, de la zona Río Escondido - Desde inicios de 2018 se presentó por falla mayor en el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV, sin fecha oficial de reposición. - Ante esta situación se ha tenido que recurrir al seccionamiento de la Red Eléctrica en 138 kV para evitar la sobrecarga del banco en paralelo (AT-01 de 40 MVA), lo cual ha tenido un efecto considerable en la degradación de la Confiabilidad de la zona Río Escondido. - Ante las condiciones de demanda y generación de la zona, se corre el riesgo de que se presente sobrecarga y disparo en el banco de Nava ante la pérdida del banco de Piedras Negras Potencia o del banco de Novillos. - Debido a la problemática de seccionamiento de la Red Eléctrica en 138 kV para evitar la sobrecarga del banco AT-03 en la zona Piedras Negras. Se aprobó el traslado del banco AT-04 de la SE Arroyo del Coyotea la SE Nava, con una capacidad de 100 MVA para solventar la problemática, el cual quedó energizado el 03 de abril de 2023.

... Continuación

CUADRO 5.6. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

TRANSFORMACIÓN	• SE Novillos, de la zona Río Escondido - La pérdida del banco de transformación de la SE Novillos puede ocasionar sobrecargas en los bancos de transformación de Piedras Negras Potencia y Nava, así como baja tensión en los elementos de la Red Eléctrica lo cual podría desencadenar un colapso en la zona. - En el PAMRNT 2022-2036 se propuso el proyecto "P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras" que consiste en un segundo banco de transformación de relación 230/115 kV y 225 MVA en la SE Novillos, CFE Transmisión reporta fecha de entrada en operación de diciembre 2025. • Zona Matamoros - El banco de Matamoros Potencia alcanzó durante el 2023, valores de flujo de hasta 215 MVA, lo que representa operar al 95 % en condiciones de Red Eléctrica completa, mientras que los bancos de Llano Grande y Lauro Villar empiezan a presentaron saturación y saturación ante la contingencia sencilla (N-1). - En el PAMRNT 2020-2034 se propuso el proyecto "P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación de la zona Matamoros", que consiste en un segundo banco en Matamoros Potencia y dos LT de refuerzo en 138 kV, CFE Transmisión reporta fecha factible de entrada en operación de abril de 2026. • Los elementos de transformación que presentaron un flujo de potencia aparente igual o mayor al 90 % de su capacidad nominal durante el periodo de enero a diciembre de 2023 fueron: Huinalá AT8 de 230/115 kV, Glorias T1 de 400/115 kV y Río Bravo AT6 de 230/138 kV. - Durante el periodo de enero-diciembre de 2023 no se incorporaron nuevos bancos de transformación a la RNT y se incorporaron 19 bancos de transformación en la RGD perteneciente al MEM, que representan una capacidad total de 444.125 MVA en el ámbito de la GCR NES.
COMPENSACIÓN	• Recursos para control de tensión indisponibles - Durante el periodo de enero a diciembre de 2023 salieron por falla los siguientes elementos de compensación: Navidad CP-01, Las Norias CP-01, Cerralvo IN-75010, Domingo CP-01, Arcovial CP-01, Nogalar CP-01, Roque CP-01, Parque Industrial Estrella IN-75010, Nicolas CP-01, Rio Escondido RE-01, Anzalduas CP-01, Reynosa IN-85010 y Altamira RE-05, lo que representa un total de 137 MVAr de compensación inductiva y 259.5 MVAr de compensación capacitiva. • Zona Valles - Se tienen problemas de baja tensión en estado estable en el Corredor de transmisión Valles – Tamazunchale, el cual involucra a las SE Huichihuayán, Huasteca, Axtla y Tamazunchale. - La tensión en estas Subestaciones Eléctricas, al tener una sola fuente de Suministro Eléctrico y estar muy alejadas de esta (136.7 km de Red Eléctrica radial de 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. - En julio de 2019, el CENACE autorizó el traslado de un banco de capacitores de 15 MVAr de la SE Atlapexco a la SE Axtla propuesto y realizado con recursos de CFE Transmisión, el cual ya se encuentra instalado en la SE Axtla, en operación desde julio de 2022. - El 11 de marzo de 2022 a las 13:23:00 horas entró en operación el capacitor, aliviando las problemáticas de baja tensión en el Corredor de transmisión Valles – Tamazunchale. - En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la obra de Las Mesas Banco 1 y fue instruida por la SENER a CFE Transmisión con fecha factible de entrada en operación para diciembre de 2025, dicha obra reforzará la Red Eléctrica de la zona Valles, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a ésta. • Zona Nuevo Laredo - Se presenta insuficiente reserva de reactivos, por lo que ante la pérdida de la LT Arroyo del Coyote - A3H30-Carbon Dos o del banco T1 de Arroyo del Coyote de 400/138 kV, puede presentarse inestabilidad de voltaje. - Actualmente se tiene implementado el esquema de corte de carga por bajo voltaje en las SE Ojo Caliente y Nuevo Laredo. - En el PAMRNT 2020-2034 se propuso el proyecto "P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo", que consiste en la conexión de un CEV de -50/200 MVAr en la SE Nuevo Laredo y un capacitor de 9 MVAr en la SE Falcón, CFE Transmisión reporta fecha de entrada en operación de abril de 2026. Durante el periodo de enero a diciembre 2023 no se incorporaron bancos de capacitores ni de reactores a la RNT.

CUADRO 5.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

GENERACIÓN	• La generación instalada neta despachable en la Península de Yucatán es de una capacidad de 2,104.56 MW, incluidos 252.4 MW de la CCC Campeche, los cuales no apoyan para el control de la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste; por lo tanto, la capacidad neta de generación interna despachable es de 1,852.16 MW. • Desde el 2010, se empezó a presentar problemática de suministro de gas natural hacia la península de Yucatán, de tener una capacidad en el ducto de 300 MMPCD, se tuvo una inyección de 90 MMPCD, el cual incluso decreció hasta 40 MMPCD. A partir de octubre 2020, se incrementó la inyección de gas natural hacia la Península de Yucatán y actualmente se tiene disponibilidad de 190 MMPCD equivalente a 850 MW de 1261 MW entre las principales Centrales de Ciclo Combinado de la GCR Peninsular y también permite operar con gas las CE Mérida Vapor y la CCC Valladolid (Felipe Carrillo Puerto). • La generación instalada neta intermitente asociada a Centrales Eléctricas Renovables (Eólicas y Fotovoltaicas) es de una capacidad de 594.46 MW, incluidos 300 MW de la CE FV La Pimienta, la cual no da soporte en el control en la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste debido a su ubicación; por lo tanto, la capacidad neta de generación interna intermitente es de 294.46 MW. • La Península de Yucatán es deficitaria de generación, por lo cual requiere la importación de energía eléctrica para atender su demanda y consumo. Durante la demanda máxima registrada el 12 de octubre de 2023 de 2,714.5 MW, se contó con un máximo de generación eléctrica interna de 1,560.8 MW y se importó a través de la Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste 1195 MW, es decir, se importó el 44.0 % de la demanda. • La demanda máxima registrada en el año 2023 (2,714.5 MW) representó un incremento del 13.8 % con respecto a la demanda máxima registrada en el año 2022 (2,385.4 MW). Con el repunte del consumo registrado en el presente año (2023) y el déficit de generación, se sigue dependiendo de EAR, los Esquemas de Protección de Sistema y de la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia (648.4 GWh), para poder garantizar la Continuidad del Suministro Eléctrico hacia la Península de Yucatán.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste enlaza al sistema eléctrico de la Península de Yucatán con el SIN. Al ser deficitaria en generación la Península de Yucatán, depende de dicha compuerta para abastecer su consumo eléctrico. En el año 2023, el 29.8 % de la energía eléctrica consumida en la Península de Yucatán se importó a través de la compuerta con el SIN. La Compuerta de Flujo de Escárcega – Sureste está conformado por dos LT de 400 kV entre las SE Tabasco Potencia – A3Q00 y A3Q10 – Escárcega Potencia y dos LT de 230 kV entre las SE Escárcega Potencia – 93210 – Kinich Ahau y Escárcega Potencia – 93220 – Santa Lucía, dicho enlace tiene un Límite Operativo de 1,030 MW en Estado Operativo Normal y entre 1,030 MW y 1,220 MW corresponde al Estado Operativo de Alerta. • A raíz del evento suscitado en junio 2022 en la Red Eléctrica de 400 kV en la Península de Yucatán CFE Transmisión solicitó se considere que la contingencia doble en las LT de 400 kV tenga la misma probabilidad de ocurrencia que la contingencia sencilla (N-1), debido a que es un doble circuito de estructuras auto soportadas en toda la trayectoria de 873 km desde Tabasco Potencia hasta Riviera Maya, se redujo el Límite Operativo del enlace de transmisión de Escárcega al Sureste en Estado Operativo Normal de 1,030 a 280 MW y en Estado Operativo de Alerta de 1,220 a 900 MW. Sin embargo, CFE Transmisión del día 12 de julio del 2023, solicitó se tomen las medidas operativas para no considerar la misma probabilidad de ocurrencia de la contingencia doble como contingencia sencilla (N-1), regresando los Límites de Operación Normal y Alerta a 1,030 MW y 1,220 MW respectivamente en la Compuerta de Flujo de Escárcega al Sureste. • La Compuerta de Flujo Escárcega-Sureste ha alcanzado un flujo de transmisión máximo de 1,272 MW, superando el Límite Operativo Normal (225 horas que equivale al 2.6 % del año). En caso de no haberse despachado generación turbogás con diésel, se hubiera tenido un flujo de potencia activa en el enlace de 1,478 MW, superando el Límite Operativo Normal en 1,189 horas (13.5 % del año), por lo tanto, es necesaria la entrada de generación turbogás de baja eficiencia, a fin de controlar que el enlace Escárcega-Sureste sea menor al Límite Operativo de Alerta. • Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica de transmisión que alimenta la Península de Yucatán, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se tienen dos proyectos de CCC en Mérida (572 MW) y Valladolid (1,155 MW), con fecha de entrada en operación para septiembre y octubre de 2024 respectivamente; asociadas a ellas se realizará un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MMPCD, con lo cual la problemática expuesta se solventaría con estas acciones. • El enlace Cozumel suministra la demanda de energía eléctrica de la Isla de Cozumel. El enlace Cozumel está constituido por dos líneas de subtransmisión submarinas entre las SE Playa del Carmen y Chankanaab Dos en la Red Eléctrica de 34.5 kV (LT-53180 y LT-53170), dicho enlace submarino tiene un Límite Operativo Normal de 15.5 MW y entre 15.5 MW - 31 MW para el Límite Operativo de Alerta. • En junio de 2019, se presentaron tres fallas en los cables submarinos de la Red Eléctrica de 34.5 kV de las SE Playa del Carmen – Chankanaab Dos mencionados anteriormente, a consecuencia del sobrecalentamiento debido a tensiones inducidas a la pantalla metálica del cable, lo cual ha originado degradación del aislamiento. Por tanto, CFE Distribución llevó a cabo un estudio en donde se manifiesta una disminución en la capacidad de cada cable submarino de 35 MW a 15.5 MW para prolongar la vida útil de los mismos.

... Continuación

CUADRO 5.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSMISIÓN	• El 17 de mayo de 2021, se declara indisponible la UCE Chankanaab U2 por problemas mecánicos. Por tal motivo, CFE a través de la Subdirección de negocios no regulados solicitó a CENACE el traslado de UME-13 de una capacidad de 12.5 MW para mantener la Confiabilidad del sistema eléctrico de la Isla de Cozumel. • En 2023, el enlace Cozumel alcanzó un flujo de potencia activa máximo de 32.68 MW, superando el Límite Operativo Normal en 6,819 horas (77.8 % del año). En caso de no haberse despachado generación turbogás con diésel se hubiera presentado un flujo de potencia activa en el enlace de 57.25 MW, superando el Límite Operativo Normal en 8,760 horas (100 % del año), por lo que es necesario sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la SE Chankanaab el 100 % del año (8,760 horas), a fin de evitar sobrecargar los cables submarinos ante Red Eléctrica completa. Adicionalmente se está en riesgo de afectación de carga por EAR el 100 % del año (8,760 horas) ante contingencias sencillas (N-1). • La demanda máxima que se registró en la Isla Cozumel en el año 2023 fue de 57.25 MW, lo que representa un crecimiento de aproximadamente del 11.96 % con respecto a la demanda máxima registrada en el 2022 (51.13 MW), lo que evidencia la recuperación económica posterior a la contingencia sanitaria COVID-19. • En el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 se han registrado 65 eventos, que derivaron en la afectación de carga (931.12 MWh) en la isla Cozumel con un tiempo acumulado de 261 horas 17 minutos, para mantener el flujo de potencia activa en los cables submarinos dentro de los Límites Operativos especificados por CFE Distribución. • En el PAMRNT 2015-2029, la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto identificado por CENACE de “Cable Submarino en 115 kV entre las SE Playacar y Chankanaab Dos”, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión es junio de 2025. • El enlace de transmisión constituido por dos LT de 115 kV entre las SE Sabancuy y Ciudad del Carmen (LT-73160 y LT-73170) suministra la demanda de energía eléctrica de la Ciudad del Carmen, dicho enlace tiene un Límite Operativo Normal de 115 MW y entre 115 MW - 130 MW para el Límite Operativo de Alerta. Este enlace de transmisión ha alcanzado un flujo máximo de 124.59 MW, superando el Límite Operativo Normal en 39 horas (0.44 % del año). En caso de no haberse despachado generación turbogás con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia en el enlace de 130.39 MW, superando el Límite Operativo Normal en 197 horas (2.2 % del año). • La demanda máxima que se registró en la Ciudad del Carmen en el año 2023 fue de 130.39 MW, lo que representa un crecimiento de aproximadamente del 7.9 % con respecto a la demanda máxima registrada en el 2022 (120.84 MW) lo que evidencia la recuperación económica posterior a la contingencia sanitaria COVID-19. • En el PAMRNT 2017-2031, la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto identificado por CENACE de “Puerto Real Bancos 1 y 2” (que incluye un cambio de tensión de operación de 115 kV a 230 kV de la Red Eléctrica de Suministro Eléctrico hacia Ciudad del Carmen), la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para junio de 2025. • El enlace de transmisión de Valladolid – Cancún, suministra la demanda de energía eléctrica de las zonas Cancún y Riviera Maya las cuales conforman uno de los principales puntos turísticos del país. El enlace de transmisión está compuesto por dos LT de 400 kV entre las SE Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Rivera Maya, dos LT de 230 kV entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid - 93060 - Nizuc, y tres LT de 115 kV. Dicho enlace tiene un Límite Operativo Normal de 825 MW y entre 825 MW - 880 MW corresponde al Estado Operativo de Alerta. Por la indisponibilidad de los bancos de capacitores (15 MVAr) en la zona Cancún, el Límite Operativo Normal se reduce a 800 MW y el Límite Operativo de Alerta se reduce a 865 MW. • En 2023, el enlace Valladolid – Cancún alcanzó un flujo máximo de 1,039 MW, superando en 3,129 horas el Límite Operativo Normal ante contingencia sencilla (N-1), lo que representa un incremento en la demanda del 17.4 % con respecto al valor registrado en el año 2022 (877 MW). En caso de no haberse despachado generación turbogás con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia en el enlace de 1,199 MW, superando el Límite Operativo Normal en 4,855 horas (55.4 % del año). • El Límite Operativo de Alerta en el enlace de transmisión Valladolid – Cancún (865 MW) se ha superado en 764 horas (8.7 % del año), por lo que para evitar carga no suministrada en la zona turística de Quintana Roo por abatimiento de tensión, se ha tenido que recurrir a la estrategia operativa de apertura de reactores de LT de 400 kV de la Compuerta de Flujo Dzitnup-Riviera Maya. • Para suministrar la demanda de la zona Cancún y Riviera Maya, se ha tenido la necesidad de sincronizar 579.8 GWh de generación turbogás en Nizuc, Cancún y Chankanaab por aproximadamente 5,699 horas, siendo está de baja eficiencia y con altos costos operativos y altas tasas de indisponibilidad. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía, impactando al MEM y a los Usuarios Finales. • En el PAMRNT 2019-2033, la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto identificado por CENACE de “Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas de Cancún y Riviera Maya”, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión es junio de 2025. En el PAMRNT 2020-2034, se identificó un segundo proyecto complementario al mencionado anteriormente, que permite atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya en el mediano plazo, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión es julio de 2025. • La Transformación en la SE Escárcega Potencia está constituido por dos Autotransformadores de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno, los cuales suministran la totalidad de la demanda a la zona Carmen y parcialmente a la zona Campeche. El Límite Operativo de este enlace de transformación en Estado Operativo Normal es de 110 MW y se puede incrementar la transferencia

... Continuación

CUADRO 5.7. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TRANSFORMACIÓN	de potencia hasta el Límite Operativo de Alerta de 195 MW con posicionamiento de EAR mediante Disparo Automático de Carga. • La Transformación en la SE Escárcega Potencia, ha llegado a operar por arriba de su capacidad nominal (100 MVA), por crecimiento en la demanda eléctrica. Ante dicha condición de operación se ha recurrido a la estrategia operativa de seccionamiento de Red Eléctrica con el objetivo de lograr una redistribución de los flujos de potencia activa. La finalidad del seccionamiento es llevar la carga en la transformación con relación 230/115 kV a condiciones normales de operación y con ello evitar la afectación de carga, debido a que la generación de la CE Turbogás Carmen es insuficiente para este fin. En 2023, se presentó un flujo de potencia activa de 216 MW en la sumatoria de la transformación de Escárcega Potencia, lo cual representa un incremento del 10.2 % de carga con respecto a la registrada en el año 2022 (196 MW). Durante 2023, el Límite Operativo Normal se superó en 6,800 horas (77.6 % del año). • En 2020 entró en operación un banco de transformación de 330 MVA con una relación de 400/230 kV en la SE Escárcega Potencia, derivado de la propuesta de solución por CFE Transmisión ante la pérdida del Corredor de transmisión de 400 kV de Escárcega a Ticul registradas en el año 2019. Esto impactó en un incremento del flujo de potencia a través de los bancos de transformación de la SE Escárcega Potencia con relación de 230/115 kV, que ante la ausencia del proyecto instruido Puerto Real Bancos 1 y 2 e incremento de la demanda principalmente de zona Carmen, se espera que se presente con mayor frecuencia sobrecargas en dicha transformación 230/115 kV, requiriendo sincronizar generación de la CE Turbogás Carmen, las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior incrementa el costo total de producción de energía, impactando al MEM y a los Usuarios Finales. En caso de no contar con la disponibilidad de la generación o de no ser suficiente la generación en zona Carmen, se optará por seccionamiento de Red Eléctrica más frecuentes y de no ser suficiente, se requerirá de la afectación de carga en dicha zona. • Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2, actualmente instruido y la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión es junio de 2025. • La Transformación en la Zona Mérida está constituido por los Autotransformadores de relación 230/115 kV de las SE Norte (225 MVA), Caucel Potencia (225 MVA) y Kanasín Potencia (2x100 MVA), los cuales suministran aproximadamente el 80 % de demanda de energía eléctrica de la zona Mérida. Dicho enlace de transformación tiene un Límite Operativo Normal de 410 MW y entre 410 MW - 600 MW para el Límite Operativo de Alerta. • El enlace de transformación en la SE Mérida alcanzó un flujo de potencia máximo de 615 MW, superando el Límite Operativo Normal en 3,510 horas (40 % del año). Durante el verano del 2023, el AT-2 de la SE Kanasín Potencia superó su capacidad nominal de operación, alcanzando una carga de 103 MW (3 % de sobrecarga). Ante dicha condición de operación se tomó la estrategia operativa de seccionamiento de Red Eléctrica con el objetivo de lograr una redistribución de los flujos de potencia activa. La finalidad del seccionamiento es llevar la carga en la transformación a condiciones normales de operación y con ello evitar la afectación de carga en dicha zona. En caso de no haber estado disponible la CE Mérida Dos se hubiera alcanzado un flujo por el enlace de transformación de la SE Mérida de 712.7 MW y superando el Límite Operativo Normal en 5,632 horas (64.3 % al año). • Desde el PAMRNT 2016-2030 se identificó la necesidad del proyecto Chichí Suárez Banco 1 que consiste en una nueva SE con un banco de transformación de 225 MVA, relación 230/115 kV, con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para enero de 2025. Sin embargo, en 2023 se realizó una reevaluación de proyecto, cambiando la ubicación del banco de 225 MVA, relación 230/115 kV a la SE Nachicocom, donde se abre la actual LT Norte – 93120 – Kanasín Potencia, la fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión es julio de 2025. • La transformación 230/115 kV de la SE Valladolid alcanzó un valor máximo de 174.2 MW, es decir el 105 % de su capacidad ante Red Eléctrica completa (166 MVA) y superando en 948 horas (10.8 % al año) el 90 % de su capacidad nominal (149 MW). Actualmente se cuanta con un Esquema de Acción Remedial para evitar la sobrecarga del AT-7 de la SE Valladolid Potencia.
COMPENSACIÓN	• Desde 2017, en la Isla de Cozumel se han tenido que sincronizar unidades con tecnología turbogás para mantener el perfil de tensión en valores dentro del rango estipulado por CdR, en las condiciones de demanda máxima de la isla. En el PAMRNT 2015-2029 se propuso la instalación de 6 bancos de 3.6 MVAr, cada uno, con una tensión de operación de 34.5 kV y distribuidos uniformemente entre las tres SE: Cozumel, Chankanaab y Chankanaab Dos dentro del proyecto del cable submarino en Red Eléctrica de 115 kV. Sin embargo, fue hasta el PAMRNT 2018-2032 que se tomó la decisión de que fuera un proyecto independiente para que pudieran entrar en operación antes que el cable submarino y permitiera mantener el suministro en la isla hasta 2024. Sin embargo, debido a la disminución de la capacidad de transmisión de los cables submarinos existentes, en agosto de 2019 CFE Distribución solicitó a CENACE una reevaluación del proyecto en donde se determinó un requerimiento de 3 bancos de capacitores de 3.6 MVAr, distribuidos en cada una de las Subestaciones Eléctricas. La fecha factible de entrada en operación está indefinida y con el cambio de alcance del proyecto “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”, ya no sería compatible el proyecto de compensación. El proyecto de compensación actualmente está definido dentro del alcance del proyecto de la Línea de Transmisión submarina instruida y con fecha de entrada en operación factible reportada por CFE Transmisión para junio de 2025.

CUADRO 5.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

GENERACIÓN	• La demanda máxima se presentó el 26 de julio de 2023 a las 15:30 horas, alcanzando un valor instantáneo de 3,471 MW. Esta demanda consta de la demanda medida en el SIBC con un valor de 3,448 MW y 23 MW de carga transferida a la Compañía Eléctrica Imperial Irrigation District a través de la Red Eléctrica de 34.5 kV. Se transfirió carga de las SE Centro y SE Cetys a la SE Bravo. Al momento de la demanda máxima los circuitos transmitían 15 MW de la SE Centro y 8 MW de la SE Cetys. • Actualmente, el SIBC es deficitario de generación durante la temporada de verano, por lo que se requirió una importación de energía eléctrica de Estados Unidos de América a través del Path 45 por 556 MW para suministrar la demanda. La generación turbogás de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 219 MW en total. Se presentó generación indisponible el día de la demanda máxima en Unidades de las Centrales Eléctricas: - Presidente Juárez - TG Tijuana - Cerro Prieto Cuatro - Cerro Prieto Tres • Se contrató protocolo correctivo: • Paquete 1 (del 1 de junio al 30 de septiembre, 24 horas al día) • Paquete 2 (del 1 de julio al 15 de septiembre, de las 10:00 a las 24:00 horas) • CFE Generación III EPS interconectó capacidad con UME. • Debido a la interconexión de las unidades del Protocolo Correctivo y el incremento en la capacidad de importación del Path 45, no se tuvieron cortes de carga por disparo de generación. • Se han declarado a la fecha, alrededor de 1,903.4 MWh como carga interrumpible para cumplir con la Reserva Operativa. • Se tienen proyectos de generación con sus Obras de Refuerzo asociadas para solventar el déficit de capacidad de generación y proporcionar el Suministro Eléctrico en el SIBC en los años futuros, en cumplimiento de lo establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
TRANSMISIÓN	• En la Red Eléctrica de 230 kV y 161 kV de la zona eléctrica de San Luis Río Colorado, se presenta la problemática de baja tensión en la SE Chapultepec en condiciones de Red Eléctrica completa, operando el esquema de bajo voltaje en varias ocasiones, afectándose un total de 21.373 MWh, principalmente de usuarios residenciales. Estos problemas de tensión se agravan ante el disparo de la LT Cerro Prieto Dos – 93470 – Chapultepec, adicionalmente, el disparo del banco de la SE Parque Industrial AT-20 o disparo del CEV de la SE Tecnológico ocasiona bajas tensiones de operación en diversas Subestaciones Eléctricas a pesar de tener toda la compensación capacitiva instalada y disponible en servicio. La problemática se resolverá con la compensación capacitiva en la zona eléctrica de San Luis Río Colorado con fecha estimada de marzo de 2025 y el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey con fecha de entrada en operación factible de diciembre de 2030. Estos proyectos han sido instruidos por SENER a CFE. Además, con el Proyecto CCC San Luis Río Colorado y su Red Eléctrica de transmisión asociada establecido en el PND 2019-2024 de rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional que actualmente se encuentra en construcción con fecha de entrada en operación marzo de 2025. • En la Red Eléctrica de 115 kV se tienen problemas de baja tensión en la parte radial de Ensenada en condiciones de Red Eléctrica completa. Estos problemas se agravan debido al disparo de cualquiera de las LT del Corredor de transmisión Ciprés – Cañón de 115 kV y el disparo de la LT Jovita – 93680 – Ciprés. SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto San Simón MVAr que incorpora 7.5 MVAr en la SE San Simón con fecha factible de marzo de 2025 de acuerdo con listado pormenorizado actualizado con las obras de CFE Transmisión. Se programó la obra Maneadero entronque Ciprés – Cañón y el proyecto El Arrajal Banco 1 para resolver la problemática de largo plazo, las cuales ya han sido instruidas, con fechas factibles de entrada en operación de abril de 2026 y julio de 2027, respectivamente. Adicionalmente, en el PAMRNT 2020 – 2034 se identificó la necesidad de un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín que permita incrementar el suministro de energía eléctrica en el Corredor de transmisión entre las SE Cañón, SE San Quintín y SE San Simón a la capacidad de transmisión del conductor de menor calibre de la LT Cañón – San Quintín, la fecha estimada por CFE Transmisión es abril de 2026. • Actualmente, la problemática de tensión al sur de la zona Ensenada ocasiona que se límite la trayectoria Tijuana – Ensenada, como Estrategia Operativa se procedió a trasladar e instalar temporalmente uno de los capacitores en nivel de tensión de 115 kV y de capacidad de 7.5 MVAr de SE Cañón a la SE San Simón con la finalidad de incrementar en nivel de tensión en las Subestaciones Eléctricas más alejadas. • En la Red Eléctrica de 69 kV, se presentan alarmas de sobrecargas en las LT Cárdenas – 63110 – Rubí y LT Guerrero – 63570 – Rubí donde el disparo de una de ellas provoca la sobrecarga de la Línea de Transmisión restante. De igual manera, se presentan sobrecargas en las dos LT de SE Tijuana a SE Industrial (LT-63190 y LT-63210), donde el disparo de una Línea de Transmisión sobrecarga el enlace restante. Se han programado los proyectos Rubí entronque Cárdenas – Guerrero y Frontera entronque Industrial – Universidad como solución a la problemática de transmisión en la ciudad de Tijuana y han sido instruidas, con fecha factible de entrada en operación para abril de 2026 ambos proyectos, de acuerdo con CFE Transmisión. La LT Panamericana Potencia – 63640 – Hipódromo y LT Panamericana Potencia – 63650 – Hipódromo se encuentran limitadas en su capacidad de transmisión por falla en su sistema de tierras (no cuentan con protección 51) lo que limita su capacidad de transmisión a 63 MVA. Se espera que los trabajos de reparación del sistema de tierras se concluyan previo al verano de 2024, quedando ambas Líneas de Transmisión con una capacidad de 92 MVA.

... Continuación

CUADRO 5.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

TRANSMISIÓN	• Se han tenido problemáticas de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas de zona Tecate ante el disparo de la LT Herradura – 63740 – Tecate Uno. Se hace necesaria compensación capacitiva en Tecate Uno en la Red Eléctrica de 69 kV para evitar esta problemática. En el PAMRNT 2021 – 2035 se incluyó el proyecto de un capacitor de 15 MVAr que atiende la problemática y que ha sido instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización, con fecha factible actualizada por CFE Transmisión para abril de 2026.
TRANSFORMACIÓN	• Desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 se tuvieron Estados Operativos de Alerta en las siguientes Compuertas de Flujo: Enlace WECC – CFE con 8 horas con 3 minutos de emergencia. Enlace Valle – Costa con 30 minutos de emergencia. Enlace Tijuana – Ensenada con 38 horas con 6 minutos de emergencia. Enlace 230/161 kV con 87 horas con 45 minutos de alerta y 109 horas con 30 minutos de emergencia. Enlace 230/69 kV con 988 horas con 57 minutos de alerta y 51 horas con 39 minutos de emergencia. • De lo anterior se observa que se requiere incrementar la capacidad de transformación en la zona Tijuana. Para disminuir las horas de Estado Operativo de Alerta de la Compuerta de Flujo 230/161 kV, se mantuvo el arreglo 3A, el cual consiste en conectar en serie las LT Packard – 83320 – Cetys y LT Skyworks – 83410 – Cetys. Otra forma de disminuir las horas de alerta de esta Compuerta de Flujo fue la interconexión de generación de protocolo correctivo en la Red Eléctrica de 161 kV, se conectaron un monto total de 291 MW a la barra de la SE González Ortega 161 kV. • Para la región Costa, los bancos de transformación T10 y T20 de la SE Tijuana durante el verano 2023 operaron en el 93.9 % de su capacidad en condición de Red Eléctrica completa. La disminución de horas de operación por debajo de su valor nominal respecto al año anterior (2022), se debe a la interconexión de generación de Protocolo Correctivo en la SE Herradura en la Red Eléctrica de 69 kV, operando a dos barras separadas de 69 kV en dicha Subestación Eléctrica para forzar el flujo de la generación hacia los transformadores de la SE Tijuana y disminuir el flujo de 230 kV a 69 kV. • Los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia presentaron un flujo de 102 MW durante verano 2022 mientras que durante verano 2023 se redujo el flujo a 89 MW, esto se debió principalmente a la entrada de un banco provisional de 60 MVA de relación de transformación de 230/69 kV conectado a la barra de 230 kV de la SE Panamericana Potencia mientras que en nivel de tensión de 69 kV se opera a barras separadas, con lo anterior se deja al T30 de la SE Panamericana Potencia suministrando una carga menor a su capacidad declarada. Con la incorporación del tercer banco en la SE Panamericana Potencia se presenta sobrecarga en T10 y T20 ante disparo de T10 de la SE Rubí, con valores de hasta el 140 % de su capacidad nominal. Al igual que en SE Tijuana I, se modificó el EAR para la transformación de la SE Panamericana Potencia con el fin de mitigar las sobrecargas con un menor monto de carga y no recurrir a tiro de carga por acción del operador. SENER ha instruido a CFE Transmisión el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 como solución para esta problemática, el cual tiene fecha de entrada en operación factible de julio de 2025. • En la región Valle, sin la entrada de generación en la Red Eléctrica de 161 kV por protocolo correctivo, se tiene sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Santa Isabel AT-30 y AT-40 ante el disparo del banco de transformación en paralelo. Esto resulta en alarmas de violación a la Compuerta de Flujo de 230/161 kV. Para mitigar la problemática, se cuenta con un EAR que realiza seccionamiento de Red Eléctrica. La adición del protocolo correctivo durante el periodo de verano ha eliminado esta problemática. • En la transformación de alta a media tensión de zona Valle, los transformadores de las SE Aeropuerto Dos, Centenario, Centro, Cetys, González Ortega, Mexicali Oriente, Mexicali Dos, Orizaba, Packard, Rio Nuevo, Santa Isabel, Sánchez Taboada, Tecnológico, Valle de Puebla, Wisteria, Xochimilco, Chapultepec, Parque Industrial, Hidalgo, Ruiz Cortines y San Luis Rey operaron arriba del 90 % de su capacidad, se espera la saturación en el corto plazo. El día 11 de julio de 2023 toma carga por primera vez T30 de SE González Ortega. • SENER instruyó a CFE Distribución los proyectos de transformación Victoria Potencia, Libramiento y González Ortega para resolver la problemática en los próximos años. Adicionalmente, se ha identificado la necesidad de realizar los proyectos Paredones Potencia y Mexicali Oriente en el mediano plazo con lo que se resuelve la problemática de saturación en transformadores de alta a media tensión de las zonas Mexicali y San Luis Rio Colorado. • Para la región Costa, los transformadores de las SE Ciprés, Durazno, Ensenada, Francisco Villa, Florido, Frontera, Hipódromo, Industrial, Lago, La Mesa, México, Metrópoli, Pacifico, San Simón, San Quintín, Seminario, Tecate Uno, Tecolote, Tijuana Dos, Universidad y Valle las Palmas estuvieron operando al 90 % de su capacidad. SENER ha instruido a CFE Distribución los proyectos incremento de capacidad Pacífico (en servicio el 23 de mayo de 2023) y La Encantada con estrada en operación programada de noviembre de 2024, con los que se solucionará la problemática en la ciudad de Tijuana. Adicionalmente, se instruyeron los proyectos: Toreo, Durazno, Alamar y Panamericana en el mediano plazo con lo que se resuelve la problemática de saturación en transformadores de alta a media tensión de la zona Tijuana.

... Continuación

CUADRO 5.8. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

COMPENSACIÓN	• Las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado tienen un déficit de potencia reactiva mayor a 100 MVAr. El CEV ubicado en la SE Tecnológico estuvo limitado al 70 % de su capacidad en los días de demanda máxima debido a alarma de temperatura en el transformador, con relación de 230/14.40 kV. • El esquema de bajo voltaje instalado en la SE Chapultepec, operó múltiples veces sin falla aparente. Esta Subestación Eléctrica alimenta Redes Eléctricas de media tensión rurales 34.5/13.8 kV y dichos alimentadores son muy longitudinales y no cuentan con telemetría que pueda apoyar en el análisis de los eventos de operación del esquema. • Las siguientes UCE tienen limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de tensión: - Cerro Prieto Cuatro Unidad 10, 11 y 12. - Cerro Prieto Tres Unidades 08 y 09 estuvieron fuera de servicio. • En la SE Tecate Uno no se cuenta con compensación reactiva en media tensión para atender la problemática de baja tensión. En el PAMRNT 2021-2035, SENER instruyó a CFE Transmisión instalar un capacitor de 15 MVAr en nivel de tensión de 69 kV para marzo de 2027de acuerdo con CFE Transmisión. • En la parte sur de zona Ensenada se requiere de compensación reactiva en Red Eléctrica de 115 kV en la SE San Simón para el soporte de tensión en las Subestaciones Eléctricas del Corredor de transmisión costero al sur de la ciudad de Ensenada, entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón. Para tener un mayor soporte de tensión se procedió a mover uno de los bancos de capacitores ubicados en SE Cañón para reubicarlo en SE San Simón, esto con el objetivo de acercar la fuente de potencia reactiva al punto de consumo y así evitar un poco la caída de tensión. SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto San Simón MVAr que incorpora 7.5 MVAr. SENER instruyó a CFE Transmisión un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín mediante un STATCOM, que permitirá atender el crecimiento de la demanda manteniendo la tensión dentro de los Límites Operativos establecidos.

CUADRO 5.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

GENERACIÓN	• La demanda máxima instantánea se presentó el 03 de agosto de 2023 a las 16:36 horas, alcanzando un valor pico de 680.8 MW, lo que representa un crecimiento de demanda del 13.4 % con respecto a los 600.3 MW de demanda del 2022. Debido a la alta indisponibilidad de generación, SIBCS se encontraba en Estado Operativo de Alerta por violación de reserva, la indisponibilidad entre todas las tecnologías a la hora de la demanda máxima fue 332.5 MW, lo que representa un 31.9 % de la capacidad total. • La aportación de energía eléctrica por Centrales Eléctricas FV y EO a la hora de la demanda máxima fue de 78.4 MW. • En el periodo de enero a diciembre de 2023, se registró en 20 ocasiones la operación del esquema automático de corte de carga por baja frecuencia ocasionada por la desconexión fortuita de generación. • Se ha observado un incremento en el despacho de generación de las unidades de turbogás diésel de la CE Turbogás Los Cabos. Para el periodo de enero a diciembre de 2023, la CE Turbogás Los Cabos estuvo generando potencia activa durante 8,255 horas de las 8,760 horas del año. Por esta razón es importante la construcción de los proyectos de transmisión instruidos entre las regiones de La Paz y Los Cabos, y la expansión de Centrales Eléctricas y SAE con Baterías cercanos a la zona de carga de Los Cabos. • La problemática en la degradación de las UCE convencionales del SIBCS se agravó en los últimos años, y no se ha podido llevar a cabo un plan que resulte efectivo a corto y mediano plazo para resolverlo.
TRANSMISIÓN	• La Compuerta de Flujo La Paz a Los Cabos está formado por dos LT de 230 kV entre la SE Olas Altas – 93130 y 93140- El Palmar y la LT El Triunfo – 73130 – Santiago de 115 kV, presentó sobrecarga en su Límite Operativo de 237 MW durante 19 horas, llegando a un valor máximo de 244.9 MW. Además, se registraron valores por encima del 95 % de su capacidad durante 510 horas. Cabe señalar que se aumentó el despacho de generación en la CE Turbogás Los Cabos requerido para controlar el flujo de dicho enlace. Por esta razón es importante el incremento de la capacidad de transmisión entre estas zonas de carga, se tiene el proyecto instruido P23-BS1 con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión de julio de 2028. • La máxima cargabilidad de la Compuerta de Flujo de zona La Paz a Zona Constitución fue de 93.73 MW con un Límite Operativo de 80 MW (cargabilidad del 86.9 %) por 26 horas. Esto se debe al incremento de capacidad de generación renovable en la zona de carga de Villa Constitución. • La máxima cargabilidad del AT-10 de la SE Olas Altas fue de 86.8 MVA. La capacidad AT-10 de la SE OLA es de 100 MVA (tiene declarado un Límite Operativo de 85 MVA por estabilidad), el cual estuvo rebasado durante 5 horas. Dada la condición de indisponibilidad que se pueda presentar en CCI y TG en la Central Eléctrica Baja California Sur (Coromuel) y en Central Eléctrica Turbogás Los Cabos se tendría que despachar la UCE ubicadas en el nivel de 115 kV ubicadas en las zonas de Villa Constitución y La Paz incrementando la probabilidad de tener condiciones de flujos de la zona La Paz a Los Cabos con Estados Operativos de Alerta o Emergencia. • La SE Punta Prieta es de gran importancia por el número de elementos conectados en la barra, por lo que se requiere la modernización de la configuración actual de barras por una que otorgue mayor Confiabilidad. • Derivado del incremento de carga en la zona de Los Cabos y de la generación en la CE Turbogás Los Cabos, en 2023 se registró un incremento de flujo por la Compuerta de Flujo por la LT Turbogás Los Cabos – 73330 – Cabo San Lucas Dos y la LT Turbogás Los Cabos – 73340 – Cabo Falso con capacidad de 120 MVA cada una, debido a restricciones por TC's de 600 Amperes y Trampas de Onda de 630 Amperes. Por lo anterior, durante los meses de alta demanda de verano, este enlace excedió su capacidad de transmisión por encima de 120 MVA, que ante la primera contingencia de cualquiera de las Líneas de Transmisión que lo conforman una sobrecarga del 8 %. Se requiere la sustitución de los TC's de 600 a 900 Amperes y el retiro de Trampas de Onda en la SE Turbogás Los Cabos y la SE Cabo San Lucas Dos.

... Continuación

CUADRO 5.9. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

TRANSFORMACIÓN	• Durante la temporada de verano del 2023, se observó un incremento en la cargabilidad de los transformadores de las RGD del MEM, debido a la alta demanda de energía. Los transformadores que alcanzaron valores superiores al 90 % son: - Punta Prieta T-10 94.3 %. - La Paz T-20: 93.9 %. - Palmira T-10: 90.6 %. - El Recreo T-10: 91.1 %. - San José del Cabo T-30 93.5 %. - San José del Cabo T-40 97.5 %. - Cabo del Sol T-10: 91.7 %. - Cabo San Lucas Dos T-10: 98.4 %. - Cabo San Lucas Dos T-20: 96.3 %. - Cabo San Lucas Dos T-30: 97.6 %. - Cabo Falso T-10: 98.2 %. - Monte real T-10: 90.1 %. - Villa Constitución T-10: 93.7 %. • Para evitar la saturación de la SE Palmira y SE Punta Prieta, se ha identificado el proyecto de ampliación de capacidad en la SE Punta Prieta en el mediano plazo, así como CFE Distribución implementará estrategias en la Red Eléctrica de media tensión para reconfigurar cargas en las Subestaciones Eléctricas colindantes, sin embargo, en el mediano plazo se observa la necesidad de ampliar la capacidad de transformación instalada al poniente de la zona La Paz. • Con el propósito de no alcanzar a sobrecargar los transformadores de las RGD del MEM en la zona Los Cabos, el Distribuidor implementó estrategias de reconfiguración de cargas entre las Subestaciones Eléctricas colindantes, además de la relocalización de los transformadores móviles existentes en las SE Santiago, Cabo San Lucas Dos, San José del Cabo y Cabo Falso. Estos transformadores móviles fueron necesarios para cubrir la demanda durante el verano 2023, por lo que se requiere un plan integral para incrementar la capacidad de transformación de las RGD del MEM del SIBCS para el corto y mediano plazo, pues se prevé que el crecimiento de la demanda seguirá aumentando, sobre todo en la zona de carga de Los Cabos. • En la SE Monte Real se rebasó el 90 % de su capacidad de transformación, por lo que se hace necesario proyectar una ampliación de capacidad de transformación en el mediano plazo. • Con el fin de resolver parte de la problemática de sobrecargas en los transformadores de las RGD del MEM, SENER instruyó a CFE Distribución la construcción de los proyectos de transformación Cabo Falso y Buena Vista para la zona Los Cabos, las fechas de entrada en operación factible es de septiembre de 2024 y enero de 2025, respectivamente.
COMPENSACIÓN	• En la zona Villa Constitución se ha presentado una problemática de baja tensión en algunas Subestaciones Eléctricas, sin embargo, se han mantenido dentro de los Límites Operativos, mediante la asignación de unidades fuera de mérito por Confiabilidad que, aunque incrementa el costo de operación, permite mantener la tensión de operación dentro de los Límites Operativos establecidos, por lo que no se han requerido la operación de acciones remediales. • En Ciudad Insurgentes y Loreto se observa una problemática de requerimientos de compensación capacitiva en la RGD, en julio de 2018 la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto Loreto MVAr propuesto por el CENACE, CFE Transmisión proporcionó la fecha de entrada en operación factible actualizada por CFE Transmisión para abril de 2026. • Se presentaron problemáticas de baja tensión ante contingencia sencilla (N-1) en las SE Camino Real, Recreo y SE Santiago en la Red Eléctrica de 115 kV. En el mediano plazo se cuenta con los proyectos Bledales MVAr y Camino Real MVAr con lo cual se solucionará la problemática. Estos proyectos han sido instruidos a CFE Transmisión por parte de SENER para su construcción con fecha factible de marzo de 2025 para el capacitor en la SE Bledales y para el capacitor en la SE Camino Real en julio de 2027. • Se ha observado en estudios que, ante contingencia sencilla (N-1) se puede presentar saturación en el CEV de El Palmar degradando el perfil de tensión en la zona de los Cabos y la capacidad de transmisión del enlace de La Paz–Los Cabos, por lo que se han instruido los proyectos de ampliación y modernización de compensación capacitiva de la zona Los Cabos, los cuales contemplan la repotenciación de la compensación existente en la Red Eléctrica de 115 kV y la construcción de proyectos de refuerzo capacitivo en Subestaciones Eléctricas del Corredor de transmisión de 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos. Dichos proyectos tienen una fecha estimada de diciembre de 2030 y julio de 2027, respectivamente.

CUADRO 5.10. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

GENERACIÓN	• Se presentó la demanda máxima instantánea con 35.66 MW a las 14:43:38 horas el 07 de agosto de 2023. • La capacidad declarada de la CCI Vizcaíno es de 22.53 MW como generación base, durante el 2022 y 2023 la Central Eléctrica ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 14.53 MW (64 %) siendo su principal causa el decremento en su capacidad. El día de demanda máxima la Central Eléctrica participó con una disponibilidad de 14.13 MW, esto ocasiona disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia con tecnología turbogás y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos. • Actualmente el Sistema Interconectado Mulegé cuenta con una capacidad de generación instalada de 75.98 MW, de dicha capacidad únicamente se cuenta con 46.98 MW (61.83 %) disponibles ya que se tiene indisponibilidad y degradación de Unidades de Central Eléctrica. • En el año 2022, se presentaron 47 eventos de operación de Esquema de Protección de Sistema por Baja Frecuencia 81 y en 2023, se presentaron 29 eventos. Este Esquema de Protección ha operado de la siguiente forma: el 1er paso a 59 Hz, 16 veces, el 2do paso a 58.8 Hz, 12 veces y 5to paso a 58.2 Hz en 1 ocasión. • Dentro de las principales problemáticas es la degradación que presenta en general en las unidades de Central Eléctrica de la zona Vizcaino (Unidades 1, 2, 3 de la CE Guerrero Negro Dos y Unidades 4, 5 de la CE Guerrero Negro Tres) las cuales están previstas se resuelvan durante el primer semestre del año 2024. • La Central Geotérmica Tres Vírgenes están decrementadas por falta de vapor, no se tienen proyectos de incremento de vapor. • En lo que respecta al parque de generación de unidades de emergencia (turbogás) ambas unidades (U21 CE Santa Rosalía y U03 CE Vizcaino) han tenido problemas con arranques fallidos. • Con el incremento de demanda registrado en la zona Santa Rosalía durante el verano del 2023 se observa que ante una indisponibilidad de la LT Santa Rosalía – 73110 – Mezquital no se cubre con la demanda en dicha zona al tener déficit de generación. • Con la entrada de la CE Guerrero Negro Cuatro para mediados del 2024 se ve la necesidad de reforzar el enlace de SE Vizcaino a SE Guerrero Negro Dos por lo que se requiere incluir una línea de distribución en paralelo de amarre de buses entre Subestaciones Eléctricas con la finalidad de tener una segunda trayectoria para la disponibilidad de generación y un restablecimiento de carga en la zona de Vizcaíno, Guerrero Negro y Bahía de los Ángeles.
TRANSMISIÓN	• En la Red Eléctrica de 115 kV, se han presentado contingencias de la LT Vizcaíno – 73120 – Bahía de Asunción, ocasionando con ello pérdida de carga de la zona Pacífico Norte. El 4 de abril de 2023, se pierde la LT Vizcaíno – 73140 – Bahía de Asunción con un flujo de potencia activa de 1.28 MW, afecta una carga de 1.28 MW y una ENS de 7.143 MWh. El 30 de agosto de 2023, sale de servicio LT Vizcaíno – 73110 – Bahía de Asunción (línea caída) con un flujo de potencia activa de 1.5 MW, afecta una carga de 1.5 MW con ENS de 0.511 MWh. • La SE Santa Rosalía es de gran importancia por el número de elementos conectados en la barra, por lo que se requiere la modernización de la configuración actual de barras por una que otorgue mayor confiabilidad, SENER ha instruido a CFE la realización de este proyecto y se tiene una fecha de entrada en operación de diciembre de 2030.
TRANSFORMACIÓN	• El 25 de junio de 2023, sale de servicio el interruptor T80 perdiendo la carga del Bus de Red Eléctrica de 13.8 kV en SE Santa Rosalía, con falla simultánea en alimentador de Red Eléctrica de 13.8 kV en SE Santa Rosalía. • La SE Vizcaíno cuenta con dos transformadores de 9.375 MVA cada uno, esa Subestación Eléctrica es de gran importancia derivado a los elementos conectados en la barra y al ser la única trayectoria de salida de generación, por lo que se requiere de modernización y aumento de capacidad de transformación.
COMPENSACIÓN	• En la zona de Guerrero Negro se presenta degradación del perfil de tensión derivado al incremento de carga, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos y no se han requerido acciones remediales. Sin embargo, en el mediano plazo ante contingencia de la LT SE Guerrero Negro Uno y Guerrero Negro Dos se presentará baja tensión en la zona de Guerrero Negro, por lo que se requiere incorporar compensación capacitiva en el nivel de tensión de 34.5 kV.

5.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA Y CONSUMO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DURANTE 2023

Para identificar el comportamiento de la Demanda máxima integrada y el Consumo bruto, se muestran a continuación para los cuatro Sistemas Interconectados (SIN, SIBC, SIBCS y SIMUL) gráficas integradas por 52 semanas (año móvil) de los tres últimos años.

Los efectos económicos, climáticos y sociales tienen un fuerte impacto en la demanda y oferta de productos y servicios, y estas consecuencias se ven reflejadas en las gráficas que se presentan.

COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA Y CONSUMO BRUTO DEL SIN

En la Figura 5.2.1 se muestra el comportamiento de la Demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color verde indica la demanda semanal del 2023.

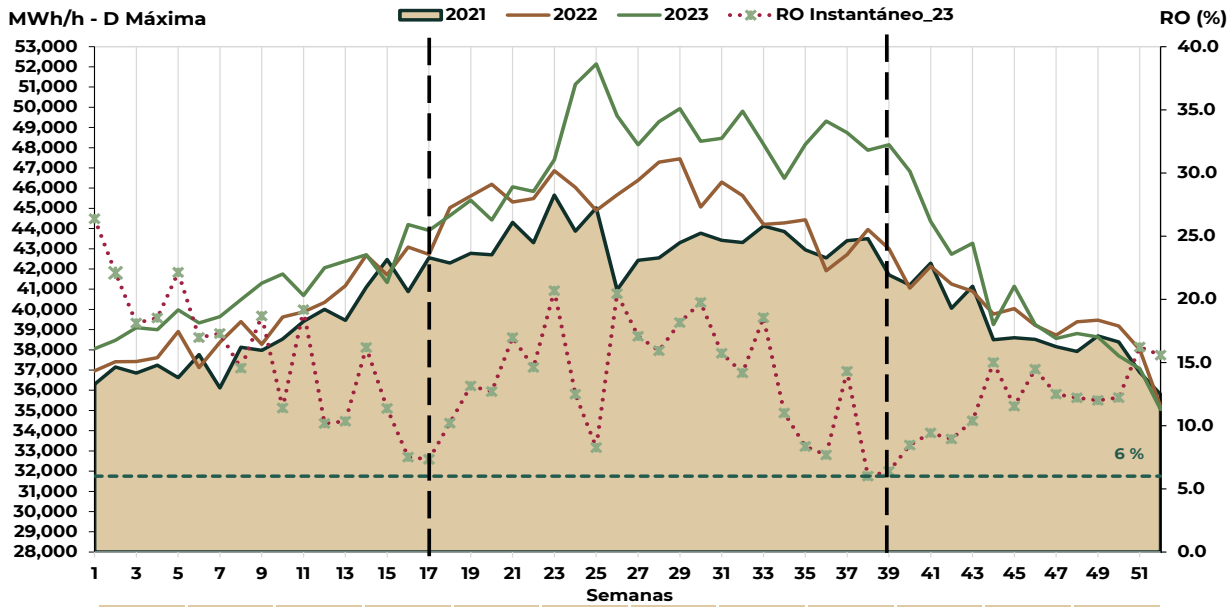
En el año 2021, la demanda máxima se presentó el 09 de junio, en el 2022 ocurrió el 21 de julio y en el 2023 se presentó en junio, con un crecimiento del 9.9 % respecto al 2022. Se observa que hasta el año 2023 la magnitud de la demanda máxima alcanzada es superior a la del 2019 con un 13.5 % de crecimiento, es decir, que después de cuatro años se presenta una Demanda máxima integrada superior a las ocurridas antes de la contingencia sanitaria, por otra parte, con respecto al 2020 hay un crecimiento del 20.5 % que es cuando se presentó la contingencia sanitaria, la Tasa media de crecimiento anual (TMCA) del 2020-2023 es de 3.2 %, hay que resaltar que el crecimiento que se dio en el 2023 se debió principalmente a la ola de calor que se presentó en el país en el mes de junio.

De mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas y los ciclos agrícolas de bombeo en el norte del país (Figura 5.2.1). En la época invernal se tienen los menores niveles de demanda por una reducción notable en los registros de temperatura y el ciclo agrícola en el norte del país; para el 2023, el crecimiento del promedio de las demandas máximas semanales de invierno a máxima de verano fue de 13,341 MWh/h.

En la misma Figura 5.2.1 se indica el comportamiento de la Reserva Operativa instantánea de la generación, que corresponde a la escala de la derecha. Partiendo de la base que la Reserva Operativa en Estado Operativo Normal mínimo por Confiabilidad del SIN es del 6 %[14], durante este periodo el SIN se operó de manera general dentro de adecuados márgenes de Confiabilidad, pero hubo dos semanas cuyos valores del sistema se encontraron cerca del margen operativo del 6 %.

[14] Tabla 1.1.6 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, Código de Red.

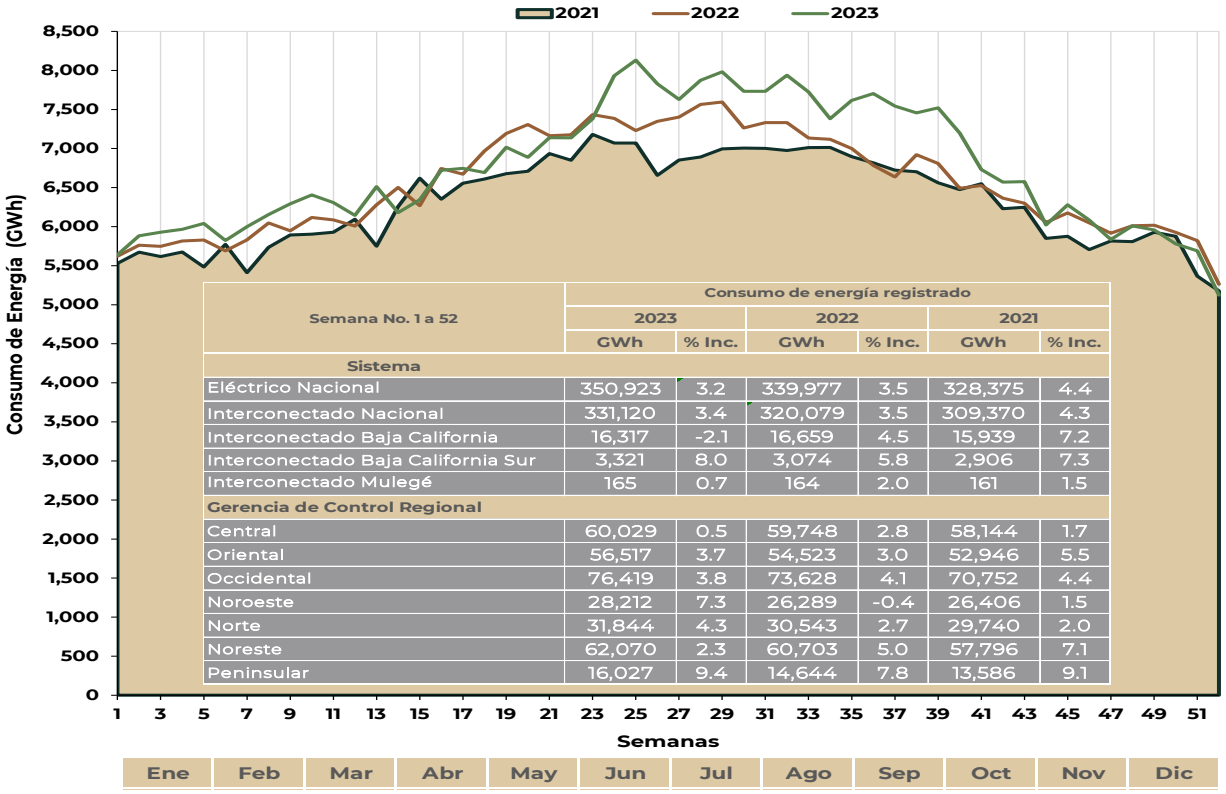
FIGURA 5.2.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA SEMANAL DEL SIN EN 2021, 2022 Y 2023 (MWH/H)



Semana No. 1 a 52 01/01/2023 al 30/12/2023	Demanda máxima integrada registrada								
	2023			2022			2021		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Sistema Interconectado Nacional	52,137	21-jun	9.9	47,453	21-jul	3.9	45,653	09-jun	5.5

Para el SEN en la Figura 5.2.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica del 2021-2023 similar al comportamiento de la demanda, durante el periodo mayo–septiembre, se alcanzan los valores máximos del consumo de energía eléctrica por un efecto dominante de las temperaturas y el riego agrícola en el área norte del país; en el año 2023 el SEN tuvo un crecimiento menor al que se presentó en el año 2022, al registrarse un crecimiento del 3.2 % del 2023 con respecto al 2022. Se identifica una mayor recuperación del consumo de energía eléctrica en cuatro de las siete GCR y SIBCS.

FIGURA 5.2.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2021, 2022 Y 2023 (GWh)

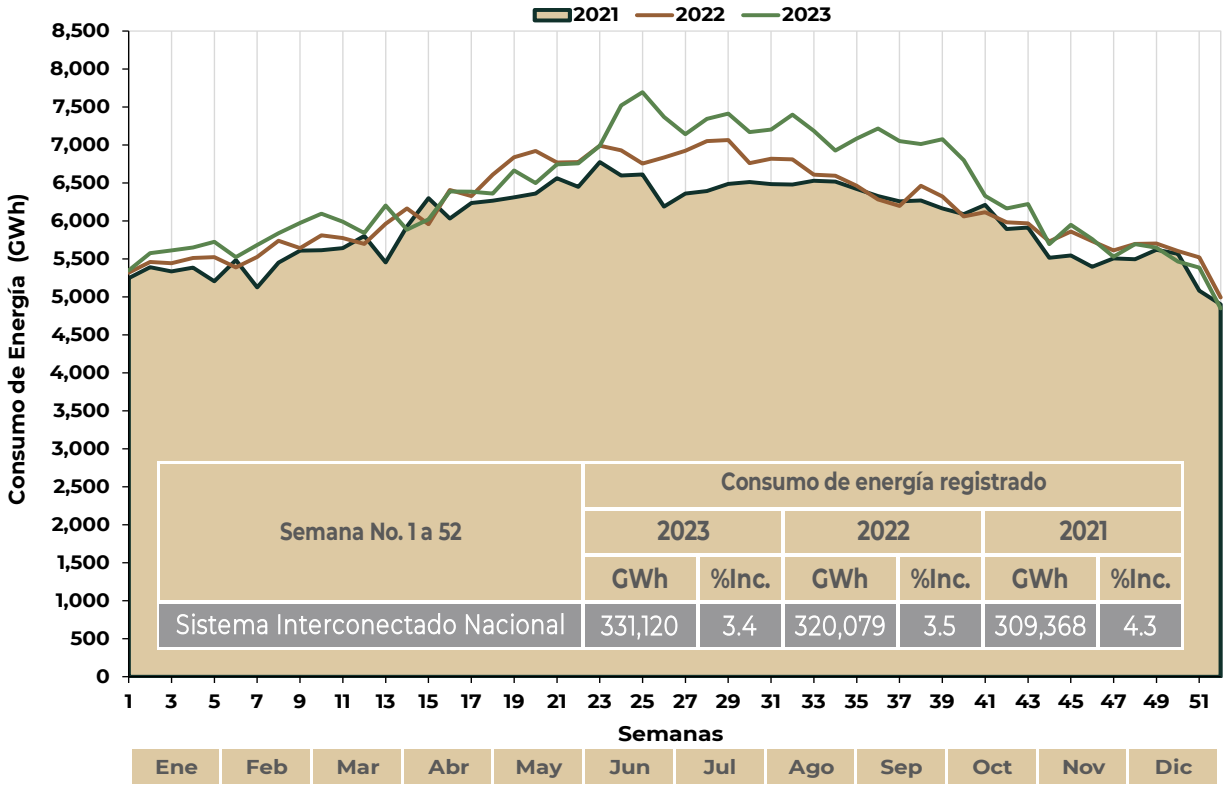


Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
Eléctrico Nacional	350,923	3.2	339,977	3.5	328,375	4.4
Interconectado Nacional	331,120	3.4	320,079	3.5	309,370	4.3
Interconectado Baja California	16,317	-2.1	16,659	4.5	15,939	7.2
Interconectado Baja California Sur	3,321	8.0	3,074	5.8	2,906	7.3
Interconectado Mulegé	165	0.7	164	2.0	161	1.5
Gerencia de Control Regional						
Central	60,029	0.5	59,748	2.8	58,144	1.7
Oriental	56,517	3.7	54,523	3.0	52,946	5.5
Occidental	76,419	3.8	73,628	4.1	70,752	4.4
Noroeste	28,212	7.3	26,289	-0.4	26,406	1.5
Norte	31,844	4.3	30,543	2.7	29,740	2.0
Noreste	62,070	2.3	60,703	5.0	57,796	7.1
Peninsular	16,027	9.4	14,644	7.8	13,586	9.1

Para el SIN, en la Figura 5.2.3 se muestra el comportamiento del consumo bruto de energía eléctrica del 2021-2023. En el último año registró un volumen de energía eléctrica de 331,120 GWh cuyo valor representa un crecimiento del 3.4 % en relación con el 2022, debido a la recuperación de las GCR: ORI, NOR, NTE y PEN, mientras que la GCR CEN y NES presentaron menores crecimientos en 2023.

Para el SEN y el SIN se identifica un perfil similar de comportamiento de la demanda integrada máxima, durante el periodo mayo – septiembre se alcanzan los valores máximos del consumo de energía eléctrica por un efecto dominante de las temperaturas en el norte y en especial este año 2023 por la ola de calor que se presentó.

FIGURA 5.3. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN 2021, 2022 Y 2023 (GWh)



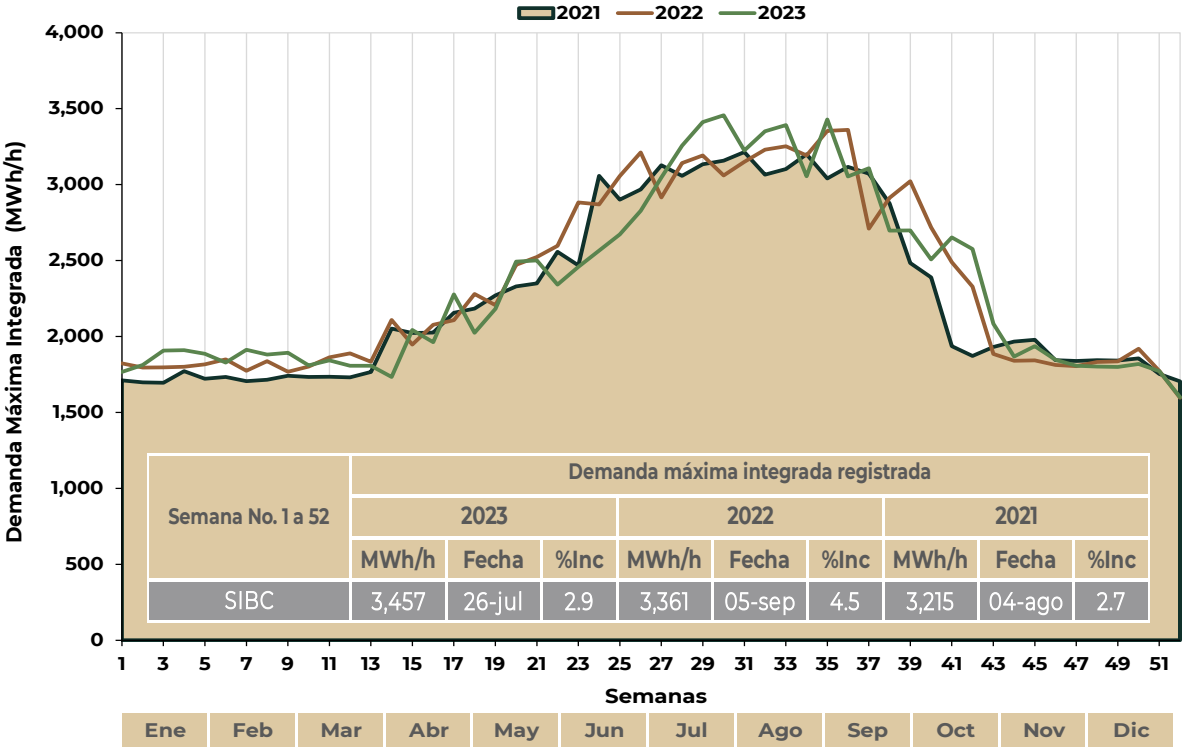
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Sistema Interconectado Nacional	331,120	3.4	320,079	3.5	309,368	4.3

5.3 COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA Y CONSUMO BRUTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

En la Figura 5.3.1 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal de SIBC. Se observa que de enero – abril y noviembre – diciembre las demandas son muy similares. En el período de mayo – octubre, se advierte el crecimiento de la demanda, en donde se alcanza el pico máximo, e inicia el descenso de esta. En julio de 2023 se presentó la demanda máxima anual en el SIBC con un 2.9 % con respecto al año anterior. De acuerdo con la demanda máxima bruta integrada entre el periodo de invierno a verano; se tuvo un crecimiento del orden de 1,624 MWh/h entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

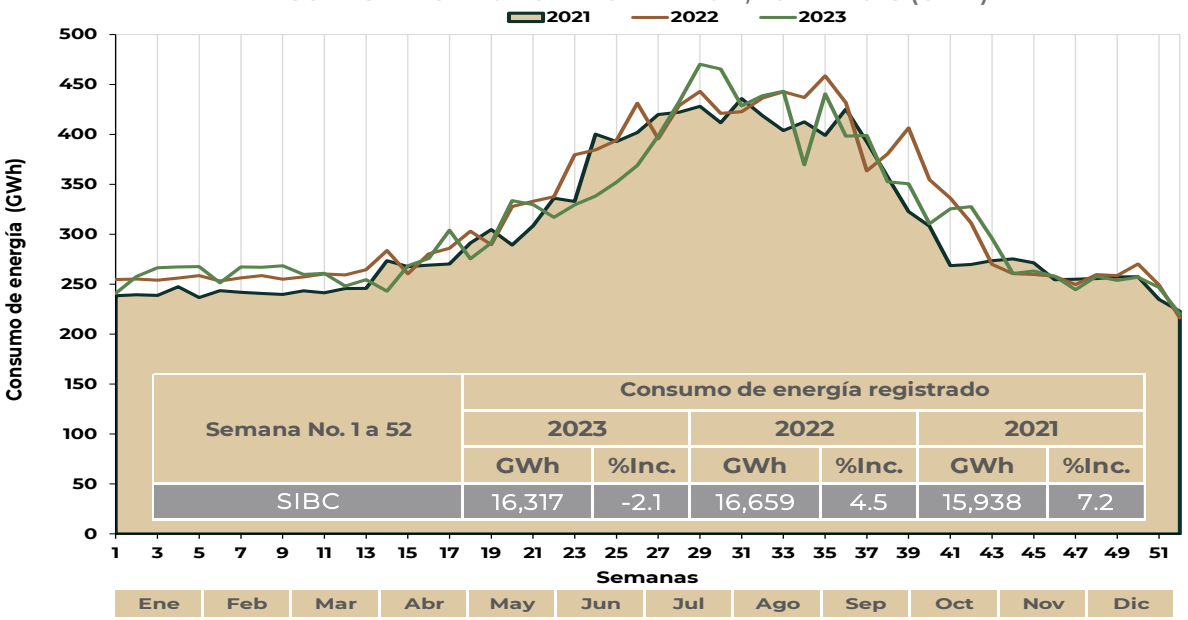
En la Figura 5.3.2 se muestra el comportamiento del consumo bruto semanal de energía eléctrica del SIBC, con el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2023 se presentó un consumo de 16,317 GWh, con un decremento del -2.1 % con respecto al año 2022.

FIGURA 5.3.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 2021, 2022 Y 2023 (MWh/h)



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2023			2022			2021		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIBC	3,457	26-jul	2.9	3,361	05-sep	4.5	3,215	04-ago	2.7

FIGURA 5.3.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA 2021, 2022 Y 2023 (GWh)



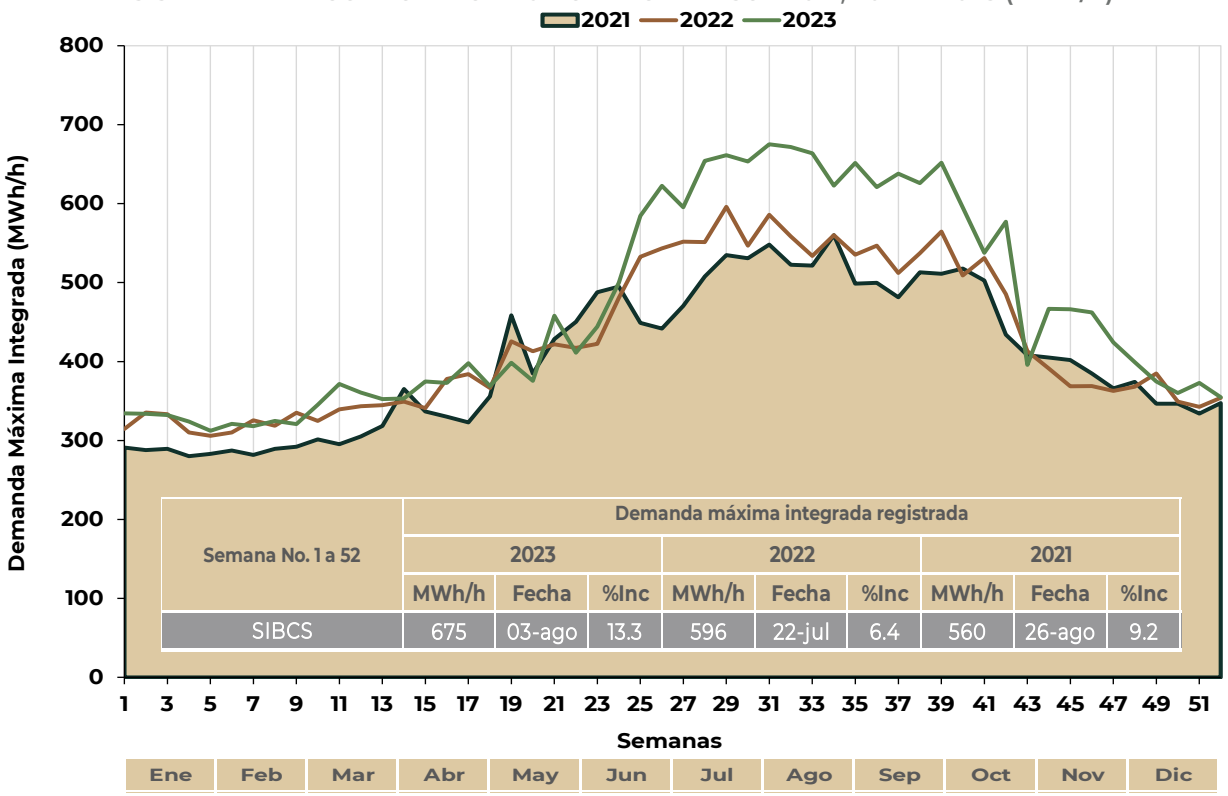
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIBC	16,317	-2.1	16,659	4.5	15,938	7.2

5.4 COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA Y CONSUMO BRUTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

En la Figura 5.4.1 se observa el perfil de la demanda máxima integrada semanal del 2021-2023 en el SIBCS. El trazo en color verde corresponde a la demanda de 2023, el trazo en color café corresponde a la demanda de 2022 y el trazo sombreado a la demanda de 2021. En agosto de 2023, se presentó la demanda máxima de 675 MWh/h, marcando un crecimiento de 13.3 % con relación al 2022, este incremento refleja una recuperación del sistema ya que en el 2022 fue de 6.4 % respecto al 2021.

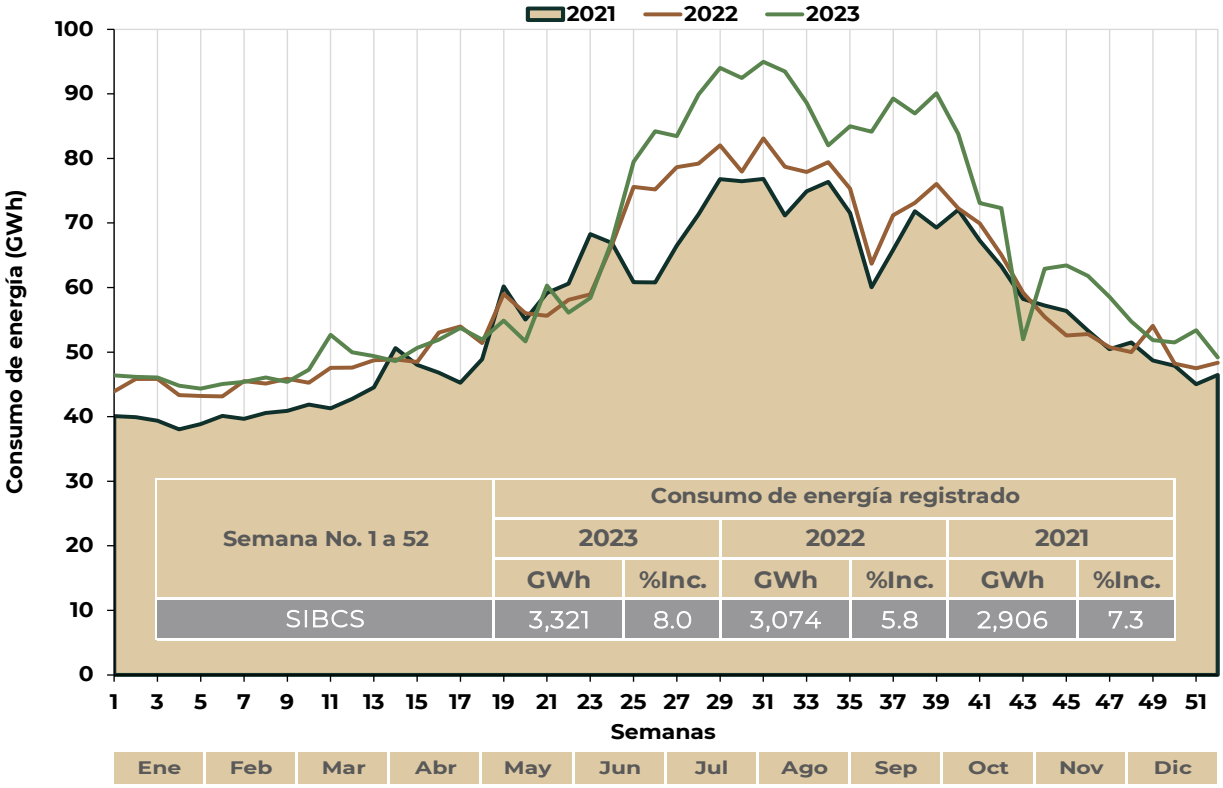
En la Figura 5.4.2 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los últimos tres años (se observa un perfil muy parecido a la demanda), con un crecimiento del 8 % con relación al 2022. Sobre todo, por el flujo de turistas internacionales y nacionales, uno de los sectores económicos que mueve el consumo de dicho sistema eléctrico.

FIGURA 5.4.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 2021, 2022 Y 2023 (MWh/h)



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2023			2022			2021		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIBCS	675	03-ago	13.3	596	22-jul	6.4	560	26-ago	9.2

FIGURA 5.4.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR 2021, 2022 Y 2023 (GWh)

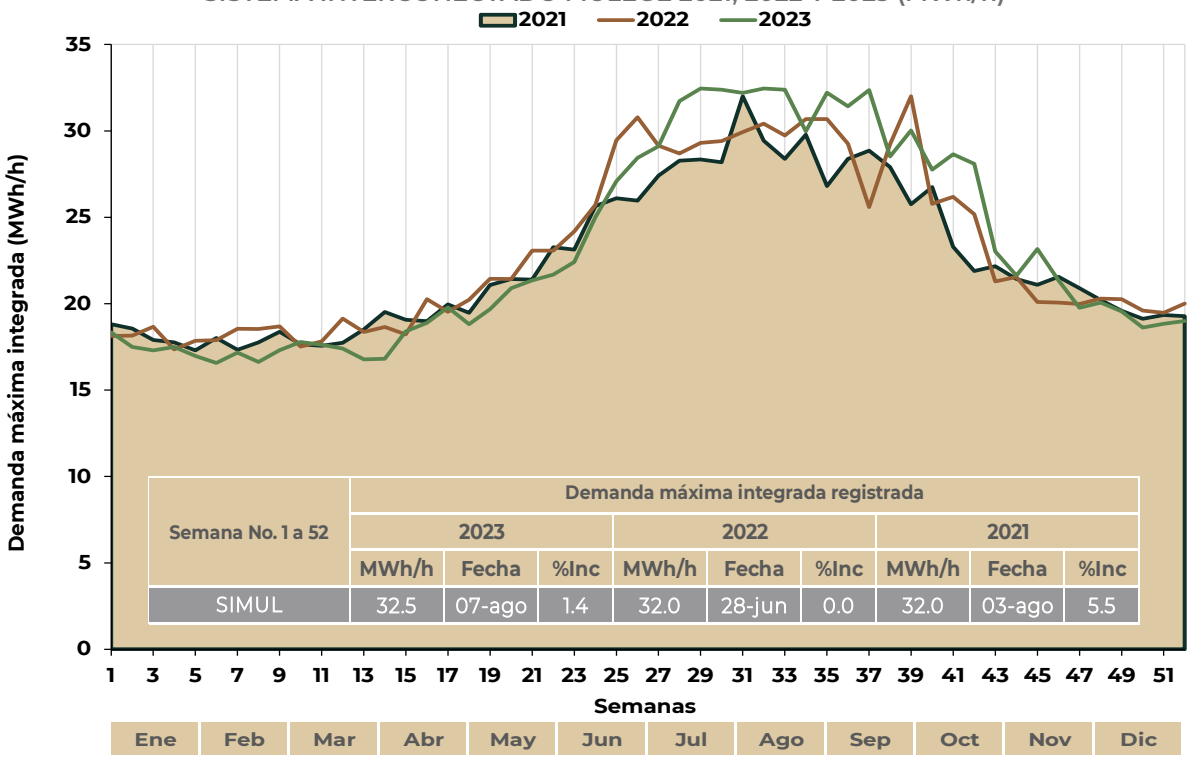


Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIBCS	3,321	8.0	3,074	5.8	2,906	7.3

5.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA SEMANAL Y CONSUMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

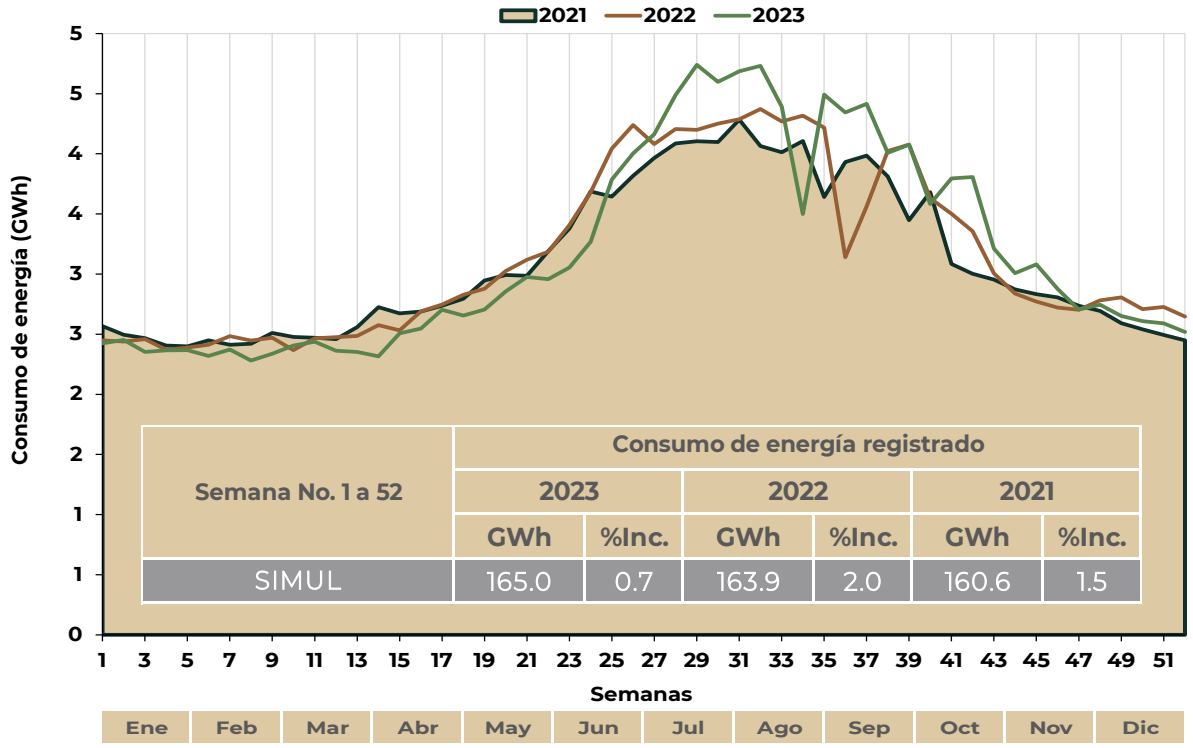
En las Figuras 5.5.1 y 5.5.2 se presenta el comportamiento de la demanda máxima bruta integrada semanal y el consumo bruto de energía eléctrica, del 2021-2023. Los perfiles son los característicos de la zona norte del país, con incrementos considerables de mayo a septiembre. Este pequeño sistema interconectado alcanzó en 2023 una demanda máxima integrada de 32.5 MWh/h y un consumo de 165 GWh, lo que significó un crecimiento de 1.4 % y 0.7 % respectivamente con respecto al 2022.

FIGURA 5.5.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA INTEGRADA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 2021, 2022 Y 2023 (MWh/h)



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2023			2022			2021		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
SIMUL	32.5	07-ago	1.4	32.0	28-jun	0.0	32.0	03-ago	5.5

FIGURA 5.5.2. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ 2021, 2022 Y 2023 (GWh)



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
SIMUL	165.0	0.7	163.9	2.0	160.6	1.5

5.6 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA

En la Figura 5.6.1 se muestra el comportamiento de la energía hidroeléctrica almacenada y la generación acumulada en los grandes embalses del SEN durante el 2023.

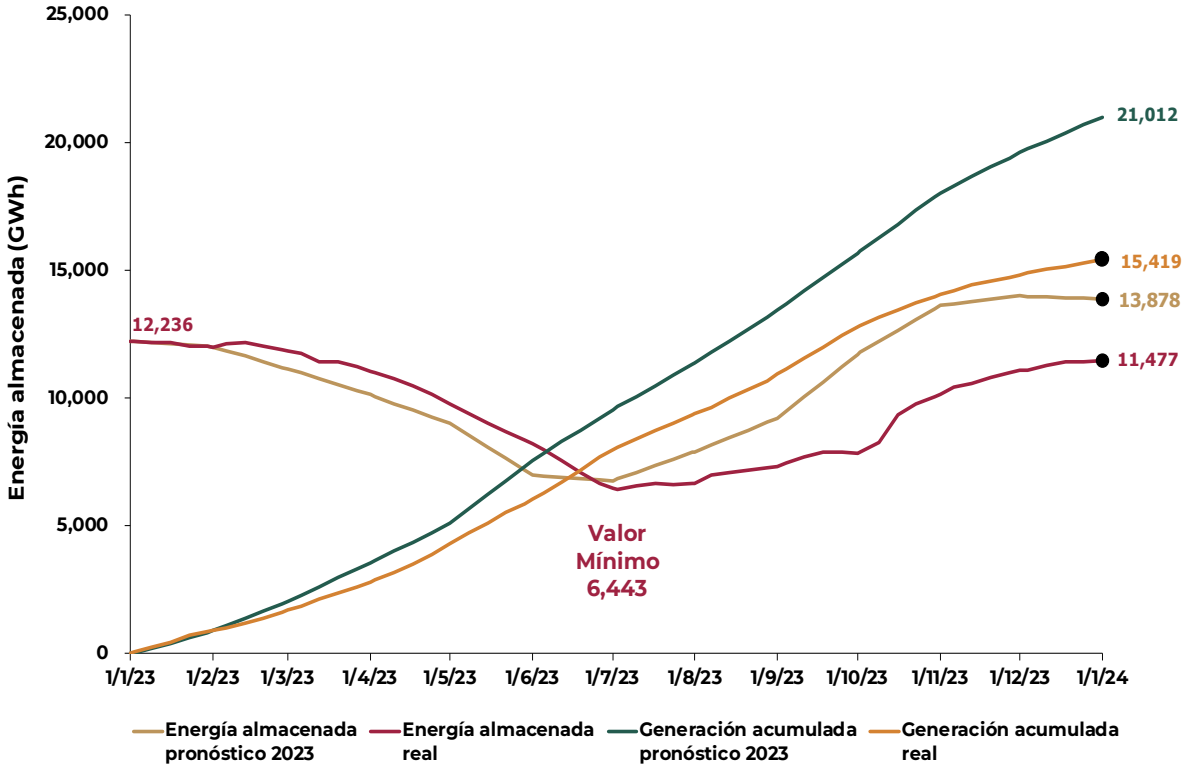
Para el año 2023, la condición inicial de energía eléctrica almacenada se ubicó en 12,236 GWh, la cual fue aprovechada en la temporada de estiaje, de acuerdo con el despacho óptimo de generación hasta alcanzar su valor mínimo en el mes de julio del orden de 6,443 GWh.

Las cuencas del Grijalva y Papaloapan presentaron aportaciones por arriba de la media, a diferencia de las cuencas del Balsas, Santiago y Moctezuma que presentaron aportaciones por debajo de la media.

La recuperación de energía eléctrica almacenada en el periodo de lluvias alcanzó los 11,477 GWh al final del año, lo cual represento un decremento de 759 GWh respecto a la condición inicial de año. Debido al déficit de aportaciones en las cuencas del Balsas, Santiago y Moctezuma se tuvo una diferencia de 2,401 GWh entre el valor real y el pronosticado de energía eléctrica almacenada.

La generación acumulada de los grandes embalses alcanzó un valor del de 15,419 GWh que representa una diferencia de 5,593 GWh por debajo de la meta a final del año.

FIGURA 5.6.1. COMPORTAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ALMACENADA EN LOS GRANDES EMBALSES 2023 (GWh)



5.7 RESERVA OPERATIVA

La Reserva Operativa es la reserva rodante del sistema más la capacidad de generación disponible no sincronizada que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado, más la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.

La Reserva Operativa en el SIN debe ser mayor o igual al 6 % para considerar al Sistema en Estado Operativo Normal; se considera al Sistema en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 3 % ≤ RO < 6 %[15].

En la Figura 5.7.1 se muestra el comportamiento de la Reserva Operativa y la demanda máxima instantánea semanal de los últimos tres años del 2021-2023 del SIN.

Se observa que a partir de la semana 18 en mayo a la semana 39 o 40 en septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima instantánea anual y en consecuencia la Reserva Operativa presenta los menores valores del año, e incluso durante el periodo mencionado se registran valores muy cercanos al límite mínimo de estado operativo normal del 6 %.

En 2021 la Reserva Operativa se presentó con un valor de 6.8 % en la semana 17. En 2022 la Reserva Operativa del SIN fue de 10.2 % en la semana 45, y en 2023 el valor mínimo de la Reserva Operativa fue de 6 %, como se observa en las Figuras 5.2.1 y 5.7.1.

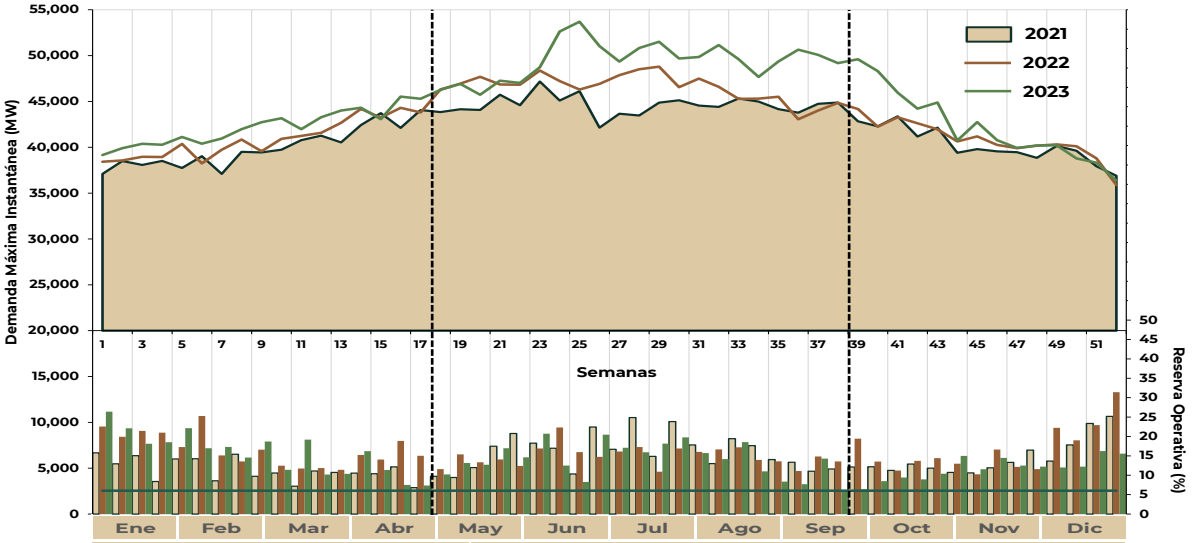
Las Figuras 5.7.2 y 5.7.3 muestran el comportamiento de la demanda máxima instantánea y la Reserva Operativa del SIBC y SIBCS de 2021-2023.

La Reserva Operativa en los SIBC y SIBCS debe ser mayor o igual al 11 % para considerar un Estado Operativo Normal; se consideran en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 4 % ≤ RO < 11 %[1]. Dado que el SIBC se interconecta síncronamente con el WECC, se encuentra obligado a cumplir cabalmente con ciertas condiciones, tales como, estándares internacionales de confiabilidad, por ejemplo, “WECC Standard BAL-002-WECC-2[a]—Contingency Reserve”, que establece los requerimientos de la Reserva para garantizar la Confiabilidad en condiciones normales y anormales.

En 2021 la Reserva Operativa del SIBC se presentó con un solo valor por debajo del 11 %, esto fue en la semana 40. En 2022 la Reserva Operativa fue de 11.3 % en la semana 33, y en 2023 el valor mínimo de la Reserva Operativa fue de 11.3 % en la semana 51.

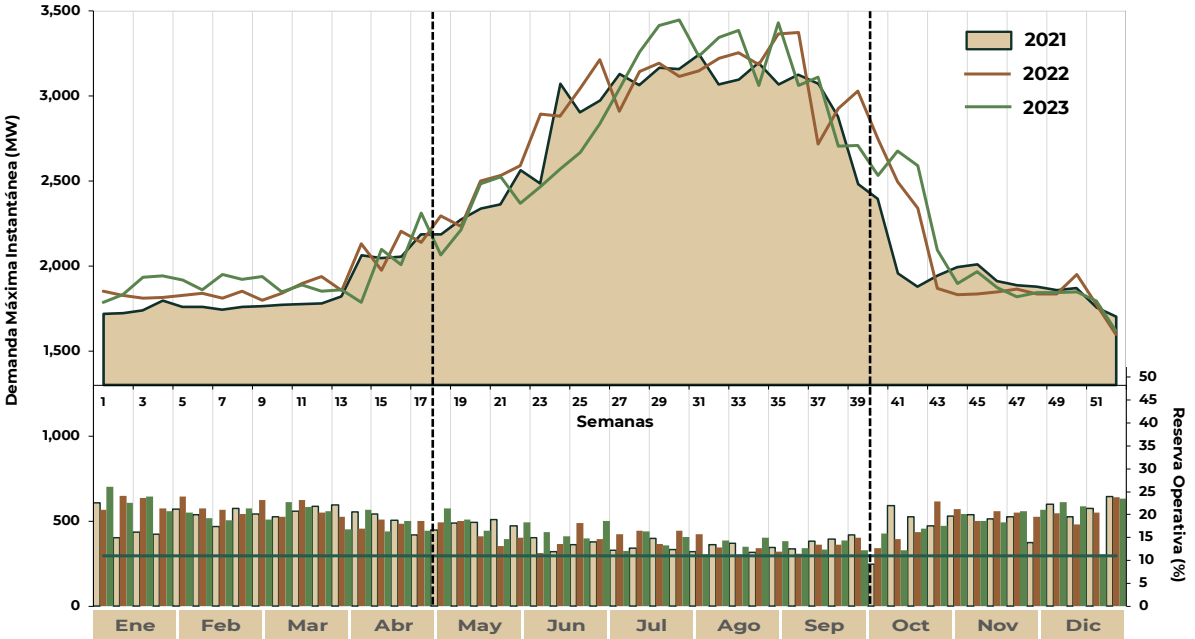
[15] Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red

FIGURA 5.7.1. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2021, 2022 Y 2023 DEL SIN (MW)



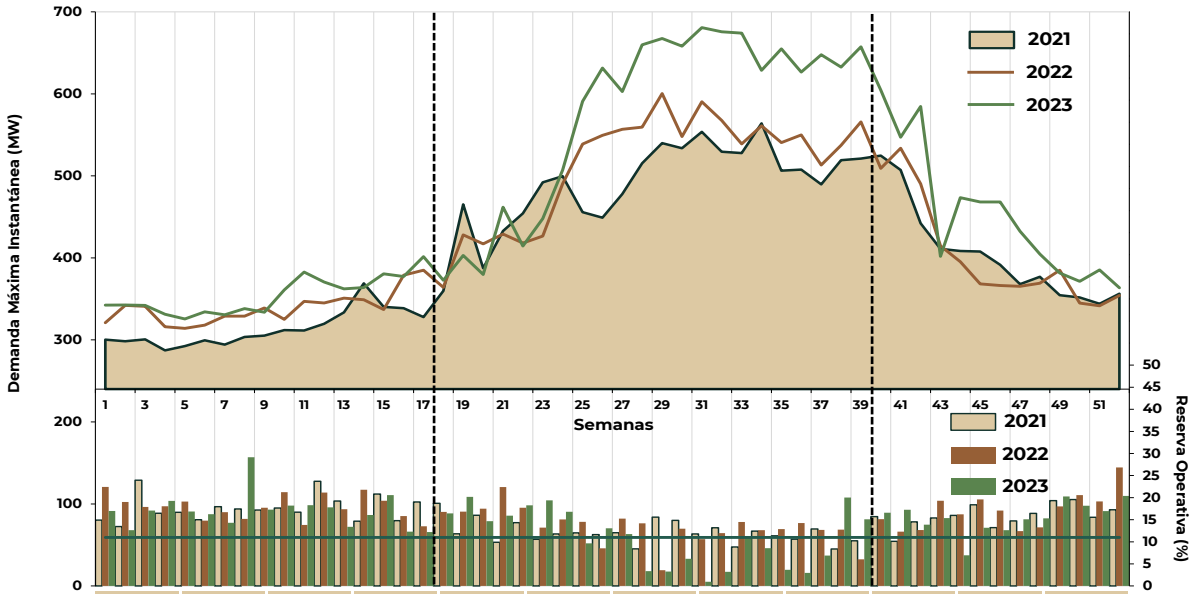
Semana No. 1 a 52 01/01/2023 al 30/12/2023	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2023		2022		2021	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
Sistema Interconectado Nacional	53,702	8.3	48,795	10.9	47,180	18.3

FIGURA 5.7.2. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2021, 2022 Y 2023 DEL SIBC (MW)



Semana No. 1 a 52 01/01/2023 al 30/12/2023	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2023		2022		2021	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
SIBC	3,448	15.1	3,375	11.4	3,245	11.8

FIGURA 5.7.3. COMPORTAMIENTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO Y DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA SEMANAL EN 2021, 2022 Y 2023 DEL SIBCS (MW)



Semana No. 1 a 52 01/01/2023 al 30/12/2023	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2023		2022		2021	
	MW	RO (%)	MW	RO (%)	MW	RO (%)
SIBCS	681	1.0	600	3.6	564	12.4

5.8 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TERMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La política de Confiabilidad vigente establece una Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN eficiente (VIRPe-MR) y mínima (VIRPm-MR) en 21.3 y 13 %.

La Figura 5.8.1 muestra para la demanda máxima neta integrada del SIN, el valor de la Capacidad efectiva, de la Capacidad disponible, la Indisponibilidad y el VIRP-MR. Se puede observar que para el SIN en 2023 dada la indisponibilidad de Centrales Eléctricas (Convencionales y de Energía Limpia intermitente) se presentan ya valores por debajo del valor mínimo. Por lo que se debe poner atención a estas condiciones operativas del SIN y el por qué se están presentando.

La Figura 5.8.2 presenta, del mes de enero a diciembre 2023 el comportamiento para la demanda máxima neta vespertina, escenarios con mayor aportación de energía eléctrica de las Centrales Eléctricas FV.

La Figura 5.8.3 presenta, del mes de enero a diciembre 2023 el comportamiento para la demanda máxima neta nocturna, escenarios con nula aportación de energía eléctrica de las Centrales Eléctricas FV y de la GD-FV.

Para lograr alcanzar valores eficientes se requiere reducir la indisponibilidad y de la adición de SAE con Baterías en el futuro como establece el PIIRCE 2024-2038.

FIGURA 5.8.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2023

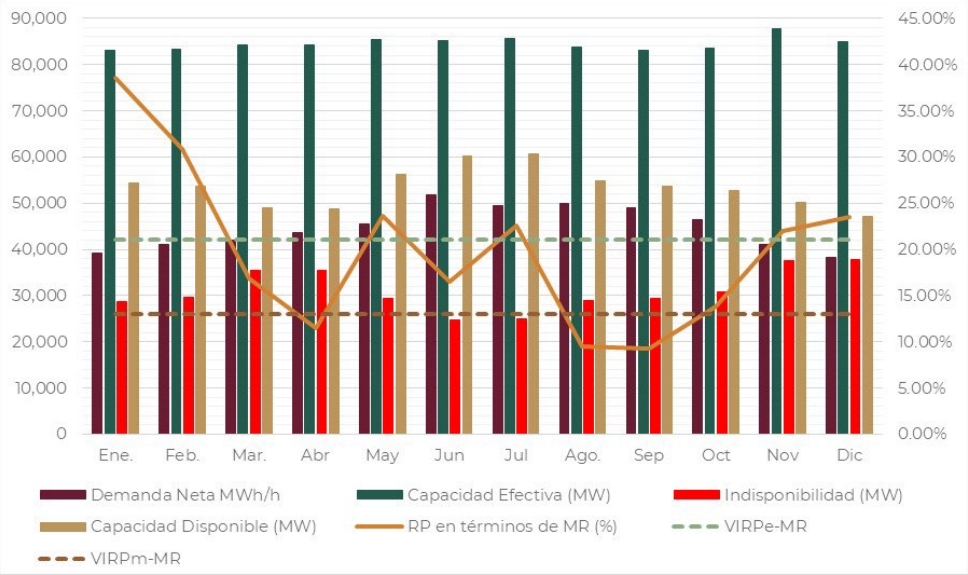


FIGURA 5.8.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA VESPERTINA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2023

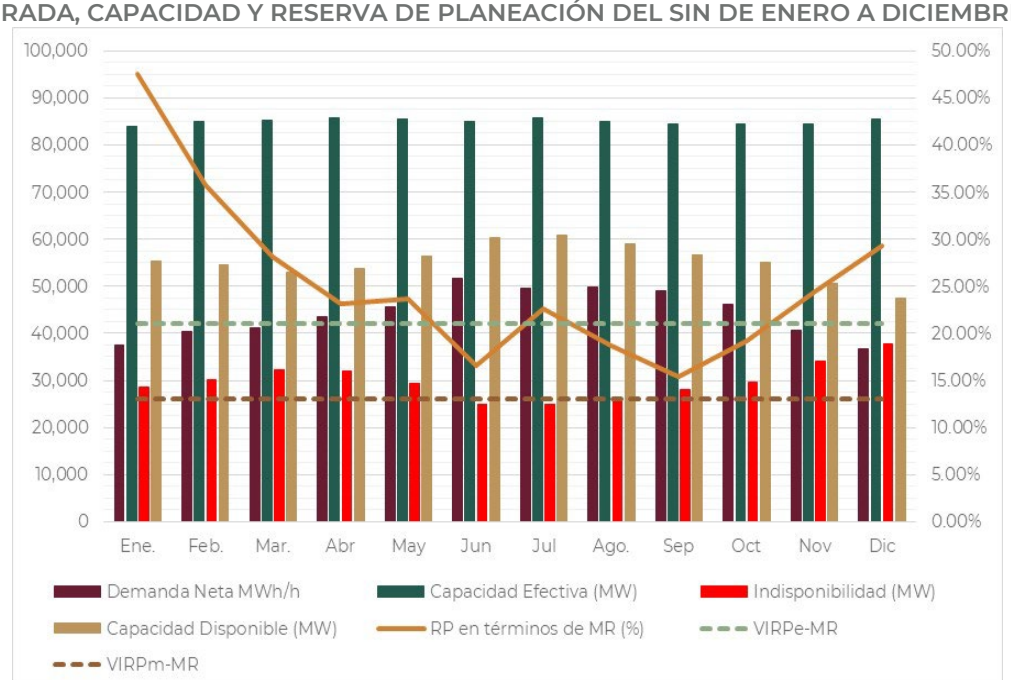
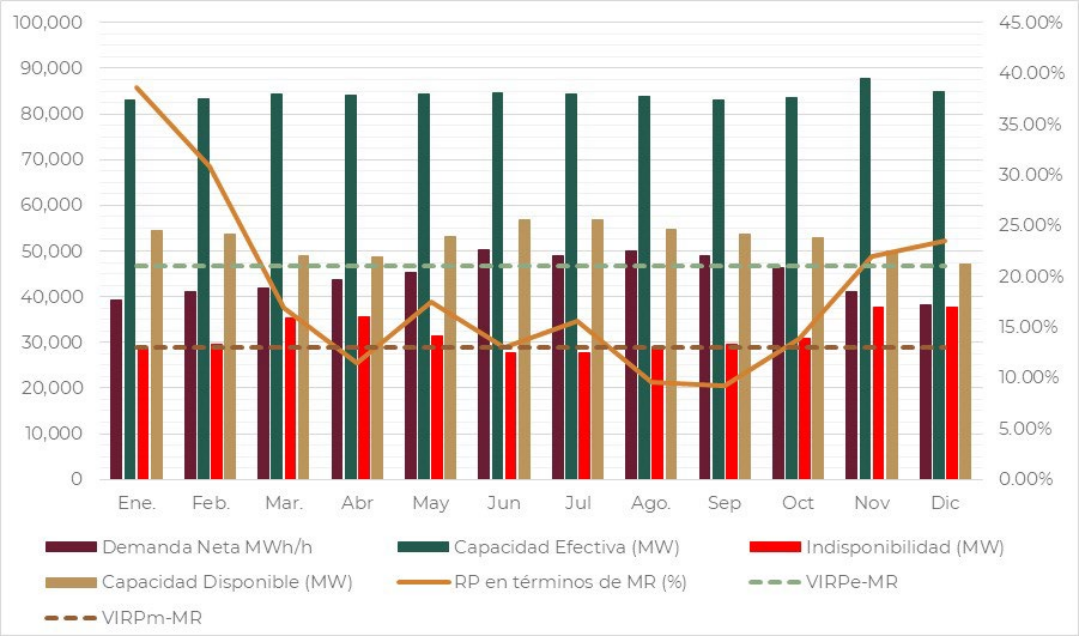
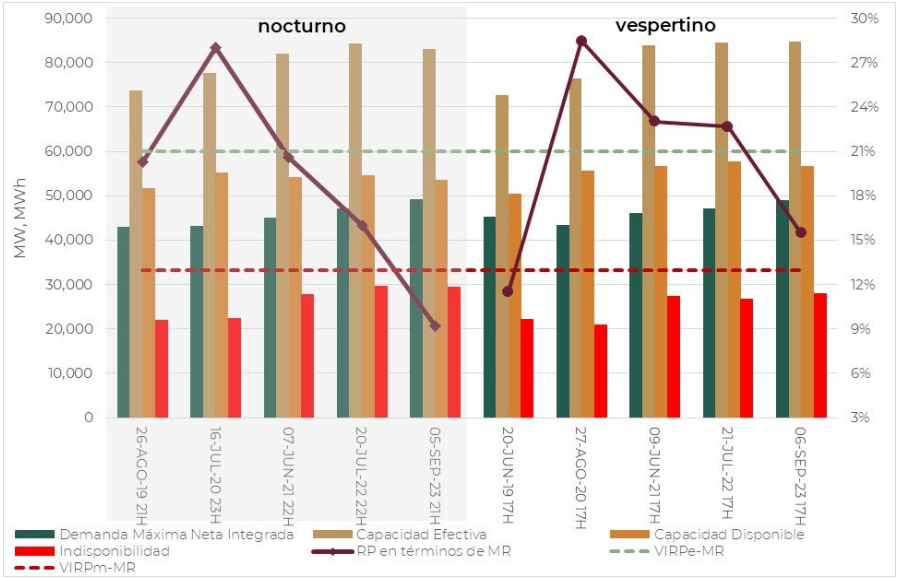


FIGURA 5.8.3. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA NETA NOCTURNA MENSUAL INTEGRADA, CAPACIDAD Y RESERVA DE PLANEACIÓN DEL SIN DE ENERO A DICIEMBRE 2023



La Figura 5.8.4 muestra el comportamiento de la Reserva de Planeación en términos de Margen de Reserva del SIN vespertina y nocturna de 2019 a 2023 para la condición de demanda máxima neta integrada, donde se observa que previo a la pandemia y con la incorporación de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Fotovoltaica y con mayor participación de GD-FV, se ha desplazado del horario vespertino al nocturno la menor Reserva de Planeación. La Capacidad Efectiva ha ido aumentando, pero la indisponibilidad también ha aumentado.

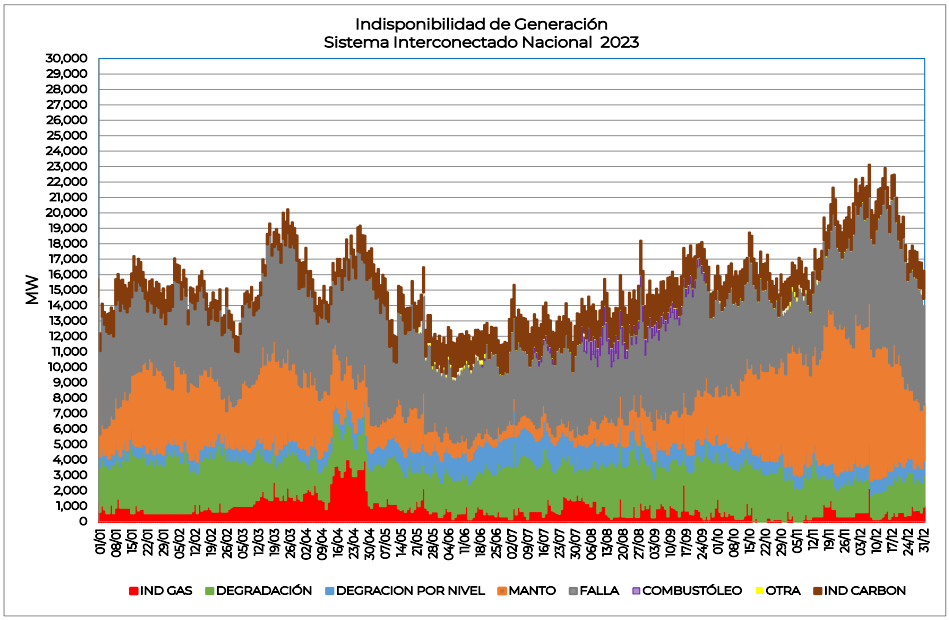
FIGURA 5.8.4. COMPORATAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA VESPERTINA Y NOCTURNA 2019-2023.



5.9 INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

La Figura 5.9.1 muestra las causas de la indisponibilidad en 2023 del SIN, se mantiene como periodos de mantenimiento alto los meses de marzo-abril y de octubre-diciembre con un promedio anual-diario de 2,205 MW. Por falla se presenta un promedio anual-diario de 5,427 MW, y la degradación un promedio anual-diario de 2,864 MW.

FIGURA 5.9.1. COMPORTAMIENTO DE LA INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN DEL SIN EN 2023



5.10 CONDICIONES OPERATIVAS EN LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN LOS PRINCIPALES COMPUERTA DE FLUJO DE TRANSMISIÓN DEL SEN EN LA DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 2023

La demanda máxima del SIN se presentó el miércoles 21 de junio de 2023 con una demanda instantánea de 53,702 MW a las 16:23 h. En el año 2022 esta demanda máxima anual ocurrió el miércoles 20 de julio. De acuerdo con la estadística, las condiciones operativas más críticas suelen ocurrir en junio debido a que en este mes se está en la parte final del periodo de estiaje, los embalses de las grandes Centrales Eléctricas se encuentran en los niveles mínimos e incluso en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas, fallas de Líneas de Transmisión por incendios y altas demandas.

A partir de finales de junio se inicia el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del norte del país, pero sobre todo un abatimiento en el occidente. Para el mes de agosto se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación hidroeléctrica se incrementa y ello contribuye a que las transferencias de potencia en algunas Compuertas de Flujo puedan reducirse.

En las Figuras 5.10.1 a 5.10.3[16] se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales el 21 de junio a las 16:23 h. El color de la flecha para cada Compuerta de Flujo indica qué tan cercano se encuentra al límite de transmisión de flujo de potencia activa, es decir si ésta es color verde, el flujo de potencia activa está por debajo del 80 % del límite de transmisión, si es color amarillo está entre el 80 % y 100 % y si es color rojo está por encima del 100 % del límite de transmisión.

Como se puede observar, en el Norte del país las Compuertas de Flujo Juárez – Chihuahua, Güémez – Monterrey y Tamazunchale – Querétaro estuvieron operando por encima del 80 % de su límite de transmisión.

En la parte Centro y Sur del país las Compuertas de Flujo Las Delicias – Querétaro, Cerro Blanco – Tepic II, Laguna Verde – Puebla y Grijalva – Tabasco, de igual manera operaron con alta cargabilidad.

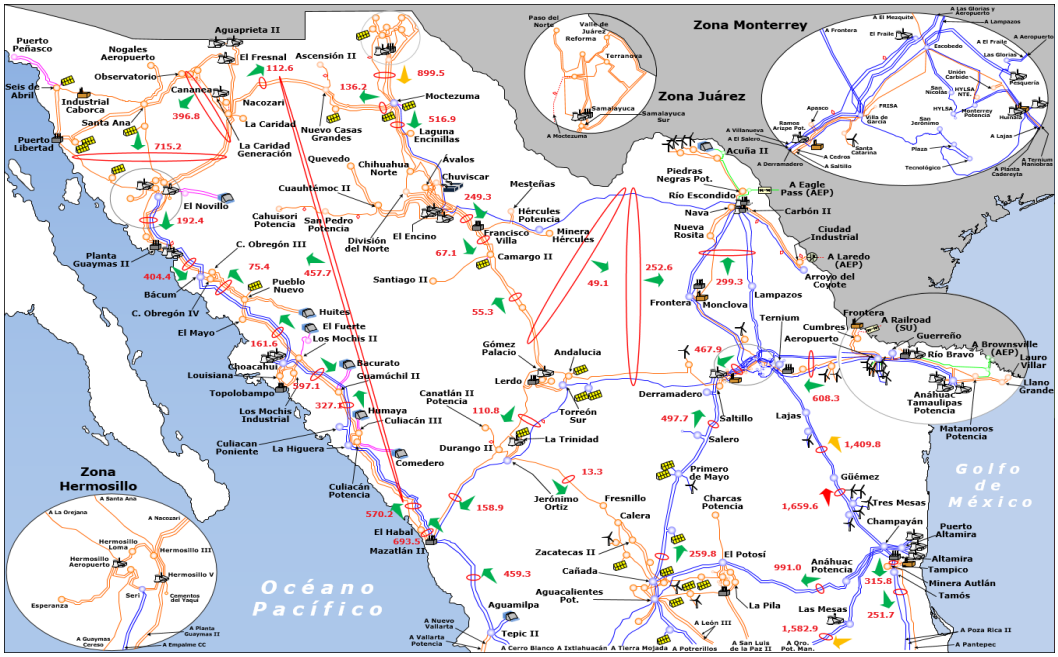
Además, las Compuertas de Flujo Huasteca – Güémez, Valladolid – Cancún y Dzitnup – Riviera Maya estuvieron un 6 %, 11 % y 26 % por encima del límite de transmisión, respectivamente.

Mediante el enlace de transmisión con Guatemala, se exportaron 256 MW, superando la capacidad máxima del enlace.

De las Centrales Eléctricas del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, así como también de las CE del Golfo de México. Del Oriente – Sureste se transfiere energía eléctrica al Centro y se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán.

En cambio, del Sur del país se transmite energía eléctrica hacía el Norte por los enlaces de transmisión de 400 kV de Cerro Blanco – Tepic Dos – Mazatlán Dos, Huasteca – Güémez y Primero de Mayo – Ramos Arizpe.

FIGURA 5.10.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 21 DE JUNIO DE 2023 A LAS 16:23 HORAS EN EL NORTE DEL PAÍS



[16] No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 5.10.2. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 21 DE JUNIO DE 2023 A LAS 16:23 HORAS EN EL CENTRO Y SUR DEL PAÍS

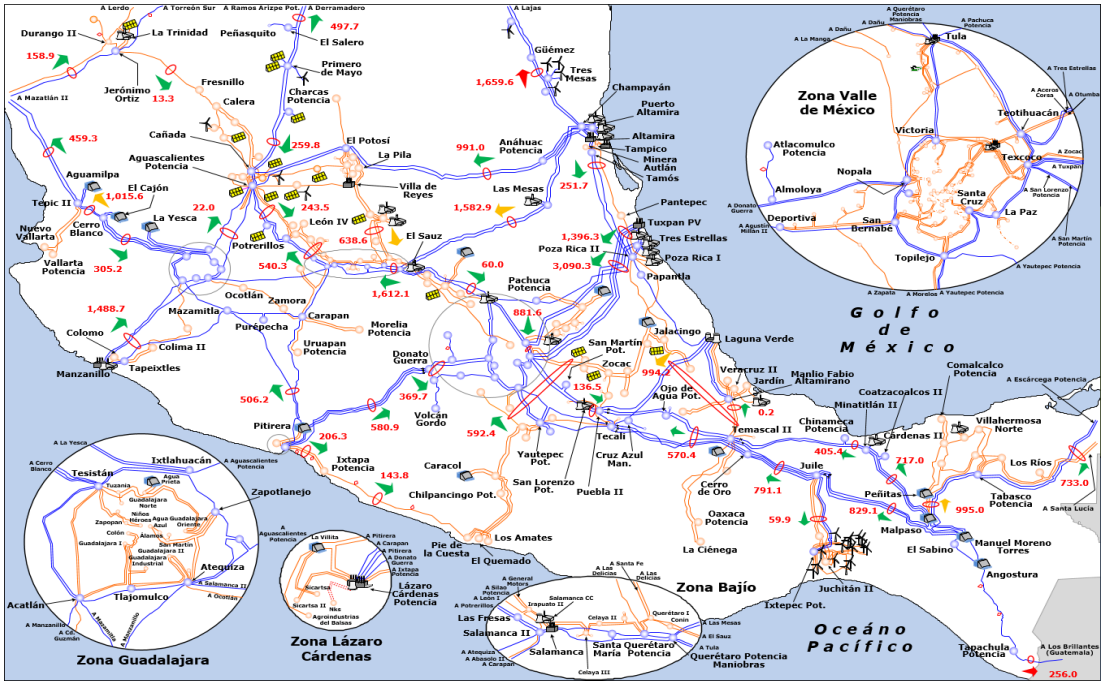
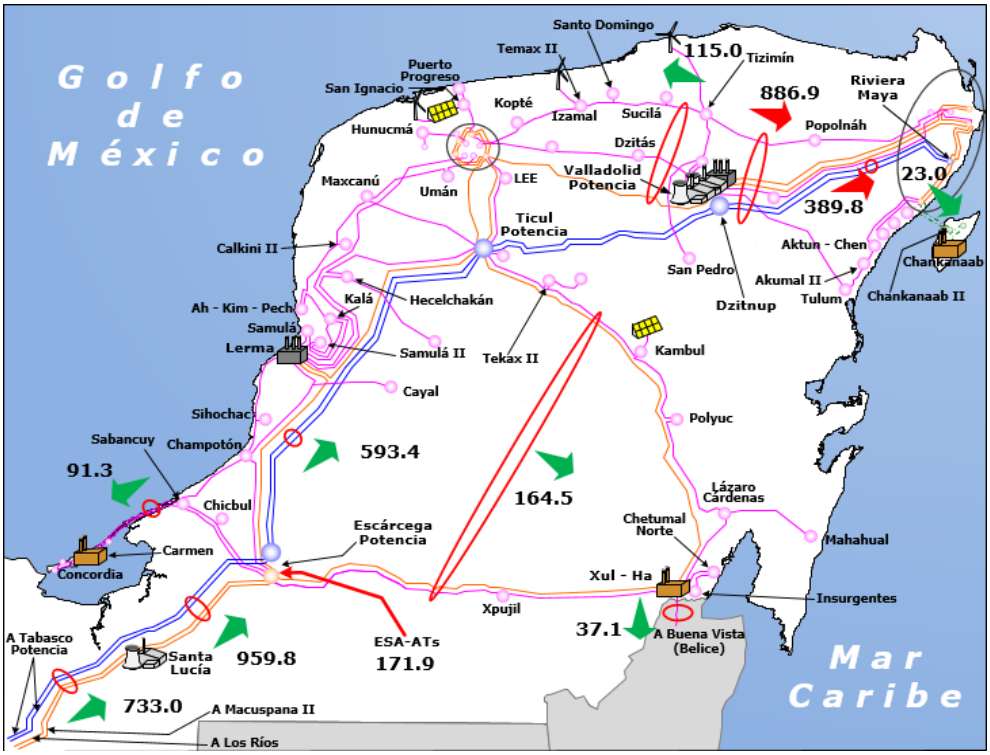


FIGURA 5.10.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 21 DE JUNIO DE 2023 A LAS 16:23 HORAS EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN



5.11 CONDICIONES OPERATIVAS DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN LAS PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO DE TRANSMISIÓN DEL SIN EN LA DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE NOCHE 2023

La demanda máxima de noche del SIN se presentó el martes 20 de junio de 2023, con una demanda instantánea de 52,993 MW a las 19:48 h.

En las Figuras 5.11.1 a 5.11.3[17] se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales el 20 de junio a las 19:48h. El color de la flecha para cada Compuerta de Flujo indica qué tan cercano se encuentra al límite de transmisión de flujo de potencia activa, es decir si ésta es color verde el flujo de potencia activa está por debajo del 80 % del límite de transmisión, si es color amarillo está entre el 80 % y 100 % y si es color rojo está por encima del 100 % del límite de transmisión.

Como se puede observar, en el Norte del país las Compuertas de Flujo Juárez – Chihuahua, Huasteca – Güémez y Tamazunchale – Querétaro estuvieron operando por encima del 80 % de su límite de transmisión.

En la parte Centro y Sur del país las Compuertas de Flujo Laguna Verde – Puebla, Tabasco – Escárcega y Escárcega/Mérida – Chetumal, de igual manera operaron con alta cargabilidad.

Además, las Compuertas de Flujo Grijalva – Tabasco, Valladolid – Cancún y Dzitnup – Riviera Maya estuvieron un 16 %, 10 % y 31 % por encima del límite de transmisión, respectivamente.

Mediante el enlace de transmisión con Guatemala, se exportaron 274 MW, superando la capacidad máxima del enlace.

De las Centrales Eléctricas del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, así como también de las CE del Golfo de México. Del Oriente – Sureste se transfiere energía eléctrica al Centro y se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán.

En cambio, del Sur del país se transmite energía eléctrica hacía el Norte por los enlaces de transmisión de 400 kV de Tepic Dos – Mazatlán Dos, Huasteca – Güémez, Primero de Mayo – Ramos Arizpe. No obstante, en otras condiciones operativas sí se alcanzaron los Límites Operativos máximos de transmisión para algunas Compuertas de Flujo que se muestran en la siguiente sección.

[17] No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 5.11.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 20 DE JUNIO DE 2023 A LAS 19:48 HORAS EN EL NORTE DEL PAÍS

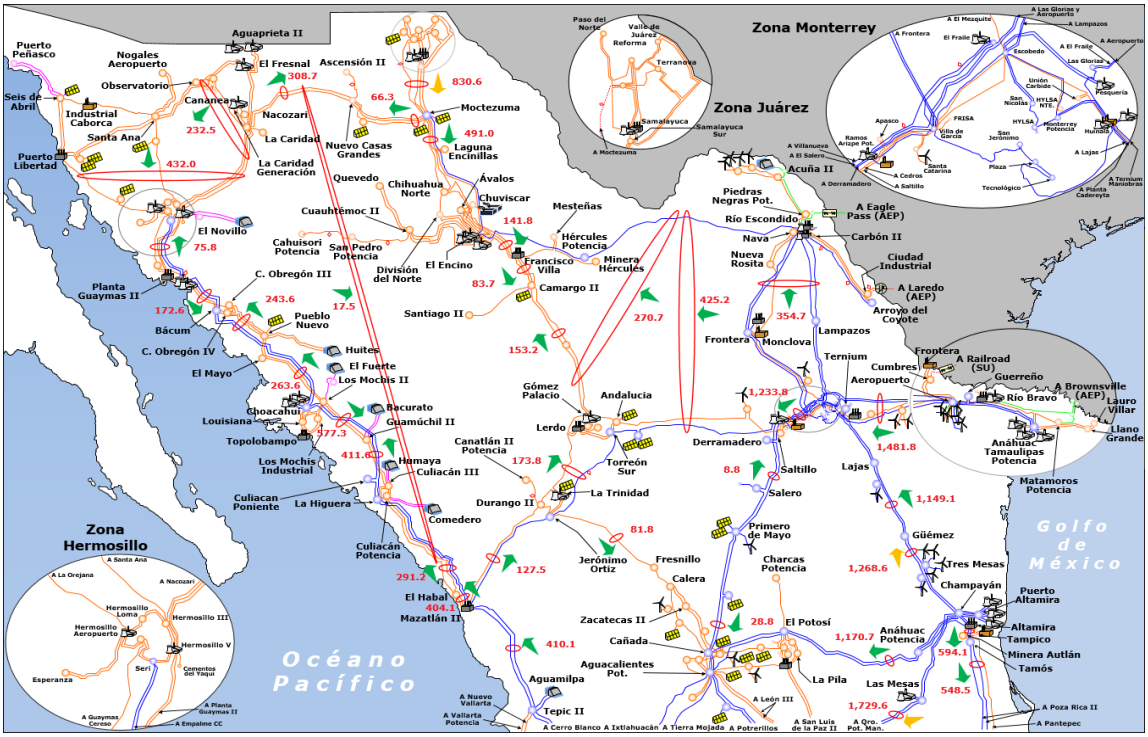


FIGURA 5.11.2. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 20 DE JUNIO DE 2023 A LAS 19:48 HORAS EN EL CENTRO Y SUR DEL PAÍS

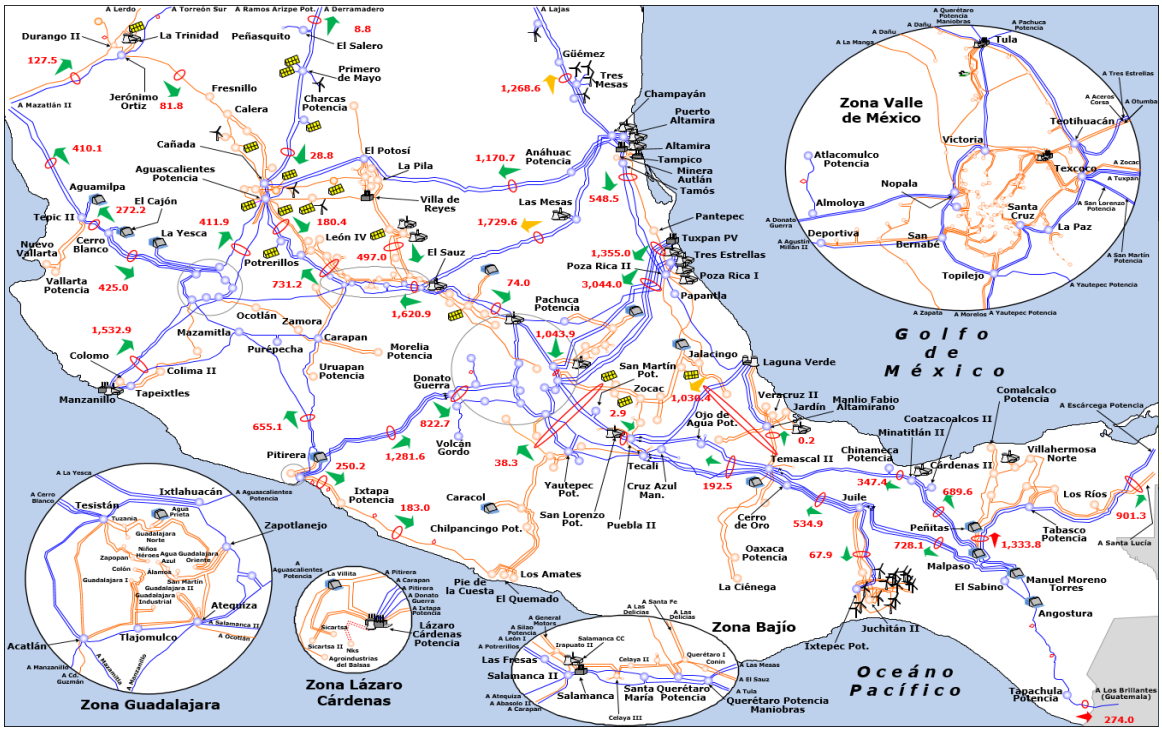
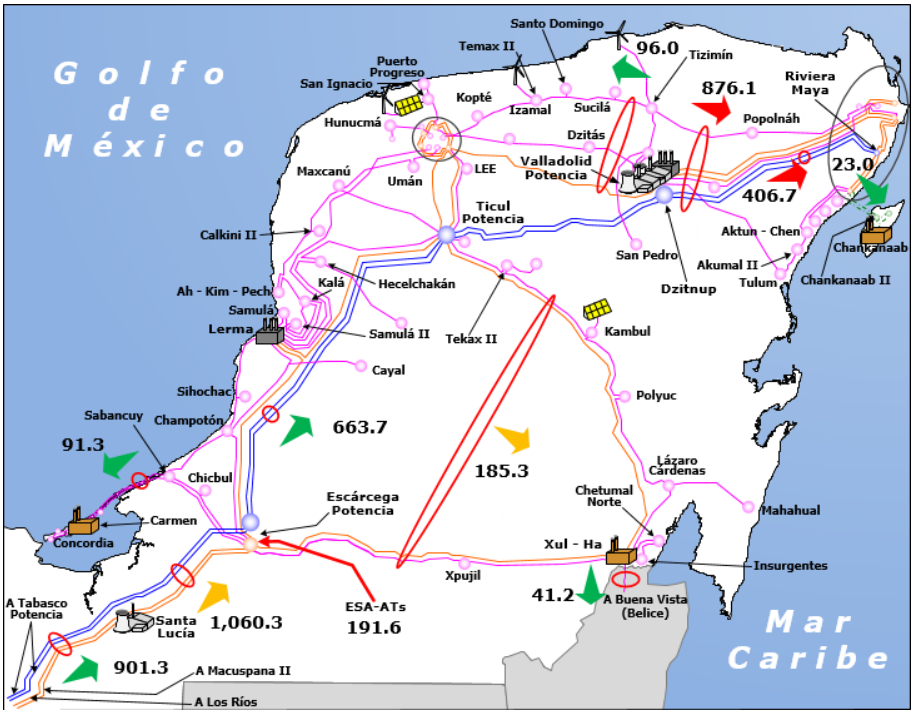


FIGURA 5.11.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 20 DE JUNIO DE 2023 A LAS 19:48 HORAS EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN



5.12 PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO SATURADAS

Por diferentes circunstancias operativas en el año 2023, algunas Compuertas de Flujo se operaron al límite máximo operativo; entre las causas más recurrentes se listan: altas demandas de verano, bajas demandas en días hábiles y fines de semana de invierno, reducciones por horas de la demanda después de la demanda máxima vespertina y nocturna, indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas natural, calidad del gas natural, retraso de mantenimientos programados en la generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas Centrales Eléctricas.

Durante estas condiciones operativas y para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas (N-1), se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Las principales Compuertas de Flujo con Límites Operativos alcanzados se controlan para no violar límite:

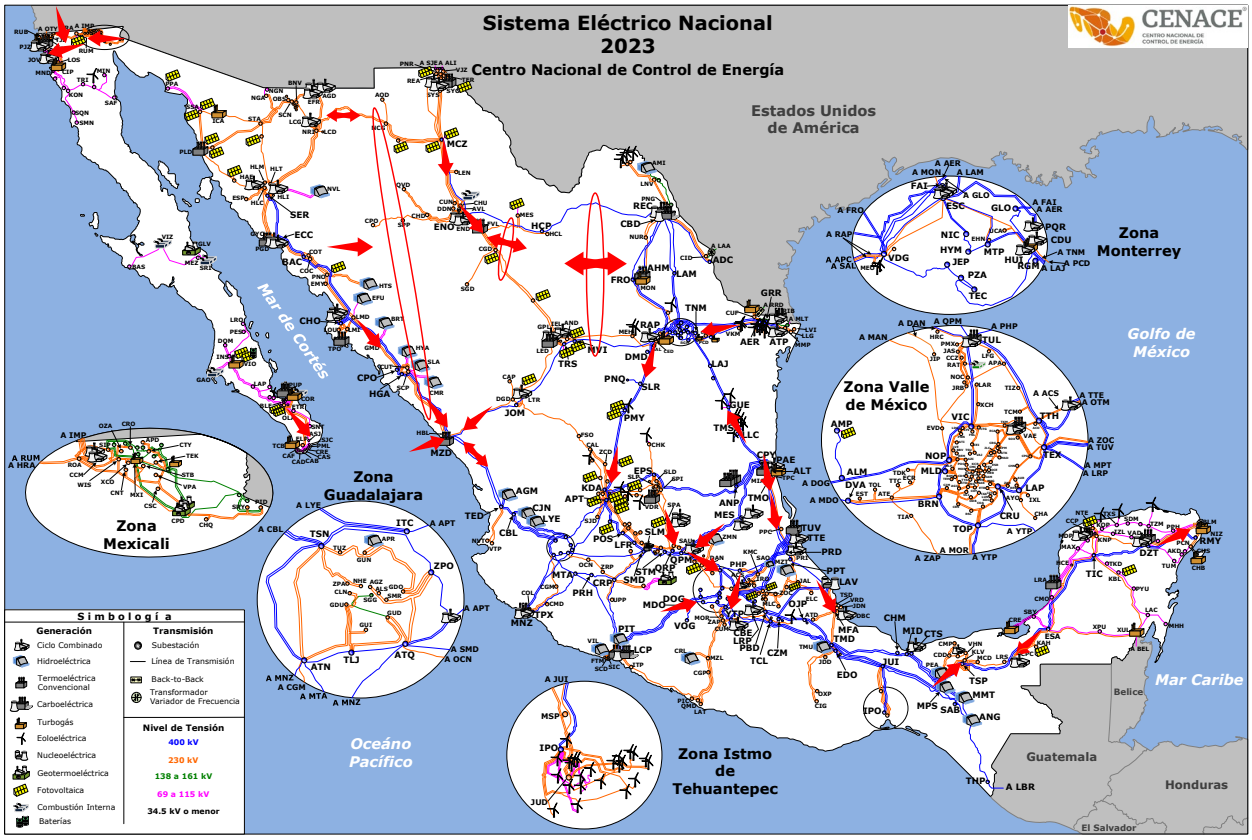
- 2 LT de 230 kV de Tijuana I – Otay Mesa, La Rosita – Imperial Valley
- 2 LT de 230 kV de La Herradura – Rumorosa y La Herradura – La Rosita
- Enlace 230 kV a 161 kV Cetys – AT10, Mexicali – AT20, Mexicali – AT70, Centro – AT50, Santa Isabel – AT30, Santa Isabel – AT40, Parque Industrial – T20.
- 2 LT de 230 kV de Olas Altas – El Palmar y 1 LT de 115 kV de El Triunfo – Santiago.
- 2 LT de 230 kV de zona Sonora Norte – zona Juárez.
- 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán y 2 LT de 230 kV de Nacozari – Nueva casas Grandes.
- 1 LT de 400 kV Moctezuma – El Encino y 2 LT de 230 kV Moctezuma – Chihuahua Norte.
- 2 LT de 230 kV de Encino II – Francisco Villa y 1 LT entre Ávalos – Francisco Villa.
- 3 LT de 230 kV de Francisco Villa – Camargo II.
- 2 LT de 230 kV de Camargo II – Gómez Palacio y 1 LT de 400 kV entre Encino y Hércules Potencia.
- 2 LT de 400 kV y 1 LT de 230 kV del enlace de transmisión Noreste – Norte.

- 1 LT de 400 kV de Choacahui – La Higuera, 1 LT de 400 kV de Choacahui – Culiacán Poniente, 2 LT de 230 kV de Los Mochis Dos – Guamúchil Dos, 1 LT de 115 kV de Los Mochis Industrial – Ruíz Cortines y 1 LT de 115 kV de Los Mochis Industrial – Juan José Ríos.
- 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán y 2 LT de 230 kV de Culiacán Potencia – El Habal.
- 1 LT de 400 kV de Jerónimo Ortiz – Mazatlán II y 1 LT de 230 kV entre Durango II – Mazatlán II.
- Compuerta de Flujo compuesto por los Autotransformadores de Mazatlán II.
- 2 LT de 400 kV de Mazatlán II – Tepic II.
- 1 LT de 400 kV Aeropuerto – Villa de García, 1 LT de 400 kV Aeropuerto – Glorias, 1 LT de 400 kV Presa Grande – Ternium y 1 LT de 230 kV Ventika Maniobras – El Cuchillo.
- 1 LT de 400 kV Tres Mesas – Güémez y 1 LT de 400 kV Llera de Canales – Güémez.
- 1 LT de 400 kV Derramadero – Primero de Mayo y 1 LT de 400 kV Salero – Primero de Mayo.
- 1 LT de 400 kV Primero de Mayo – Cañada y 1 LT de 400 kV Maniobras Fotovoltaico Potosí – Cañada.
- 1 LT de 230 kV de Las Delicias – Querétaro I, 1 LT de 230 kV de Las Delicias – Querétaro Potencia, 1 LT de 230 kV de Las Delicias – Santa Fe, 1 LT de 115 kV de Los Nogales – La Fragua y 1 LT de 115 kV de Dolores Hidalgo – San Miguel Allende.
- 2 LT de 400 kV de Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras.
- 2 LT de 400 kV de Tamos – Poza Rica II.
- 2 LT de 400 kV de Altamira – Tamos.
- 2 LT de 400 kV de Teotihuacán – Texcoco.
- 2 LT de 400 kV Querétaro Potencia Maniobras – Tula.
- 1 LT de 400 kV Donato Guerra – Almoloya, 1 LT de 400 kV Donato Guerra – Nopala y 1 LT de 400 kV de Donato Guerra – Agustín Millán II.
- Compuerta de Flujo compuesto por los Autotransformadores de la Subestación Eléctrica Manlio Fabio Altamirano.
- 2 LT de 400 kV Malpaso II – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y 2 LT de 230 kV de Malpaso II – Peñitas.
- 2 LT de 400 kV de Tabasco Potencia – Escárcega, 2 LT de 230 kV Santa Lucía – Escárcega.
- 2 LT de 400 kV Dzitnup – Riviera Maya, 1 LT de 230 kV Valladolid – Balam, 1 LT de 230 kV Valladolid – Nizuc, 1 LT de 115 kV Valladolid – Tulum, 1 LT de 115 kV Valladolid – Chemáx y 1 LT de 115 kV Tizimín – Popolnáh.

Para fines ilustrativos, en el diagrama unifilar simplificado de la Figura 5.12.1 se muestran las Compuertas de Flujo que presentaron saturación por diferentes circunstancias operativas o cercanas a la saturación en el año 2023.

La saturación de las Compuertas de Flujo de transmisión mostrada en la Figura 5.12.1, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido del flujo de potencia activa del Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso a verano.

FIGURA 5.12.1. COMPUERTAS DE FLUJO SATURADAS EN EL AÑO 2023.[18]



La saturación de las Compuertas de Flujo de la región del Grijalva a Tabasco y Sureste a Escárcega se debe principalmente a la indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán.

5.13 ESTADÍSTICA DE LOS ESTADOS OPERATIVOS ALERTA Y EMERGENCIA

En la Figura 5.13.1 se muestra las causas de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2022-2023, la falta de infraestructura de la RNT es la que produce el mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta, seguido de los eventos ocasionados por fallas en la RNT/RGD.

En la misma Figura 5.13.1, también se muestran las causas de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2022-2023, las fallas en la RNT/RGD producen el mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

La reducción del número de Estados Operativos de Alerta del año 2022 al 2023 se debe a que se tomaron las acciones listadas a continuación:

I. Evaluación permanente de las Unidades fuera de mérito por Confiabilidad requeridas para control de tensión, estabilidad, control de flujo y para mantener la mínima energía cinética.
II. Evaluación permanente de los flujos máximos seguros por Compuertas de Flujo con y sin la dependencia de Esquemas de Acción Remedial.
III. Revisión de lineamientos para declaración de Estados Operativos de Alerta.

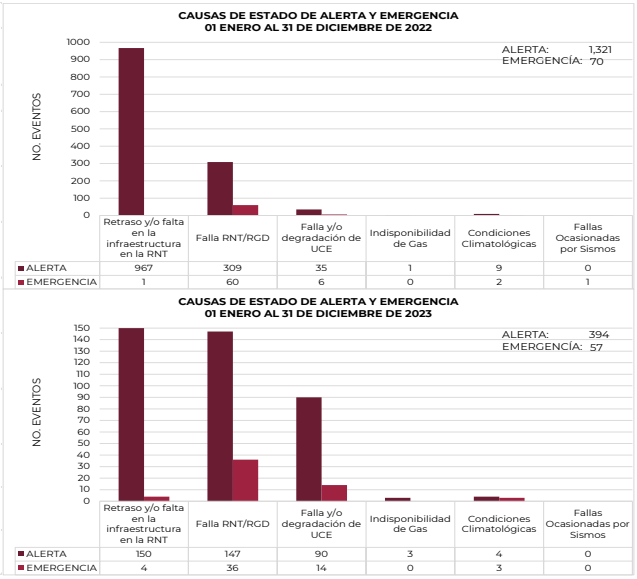
[18] No describe información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

IV. Se tiene una reducción en el número de Estados Operativos de Alerta que contribuyen a mantener la Calidad, Seguridad y Confiabilidad del SIN

De igual manera, se observa que el 38.1 % de los Estados Operativos de Alerta del 2023 son ocasionados por falta de infraestructura; la entrada en operación de los proyectos propuestos por el CENACE en los PAMRNT, documentados en los PRODESEN e instruidos por la SENER a CFE Transmisión y a CFE Distribución, atienden las situaciones reportadas.

FIGURA 5.13.1. ESTADOS OPERATIVOS DE ALERTA Y EMERGENCIA 2022-2023

Causa	01 Enero al 31 de Diciembre			
	Emergencia		Alerta	
	2022	2023	2022	2023
Retraso y/o falta en la infraestructura en la	1	4	967	150
Falla RNT/RGD	60	36	309	147
Falla y/o degradación de UCE	6	14	35	90
Indisponibilidad de Gas	0	0	1	3
Condiciones Climatológicas	2	3	9	4
Fallas Ocasionadas por Sismos	1	0	0	0
Total	**70**	**57**	**1,321**	**394**
Total Acumulado Estados Operativos 2022				**1,391**
Total Acumulado Estados Operativos 2023				**451**

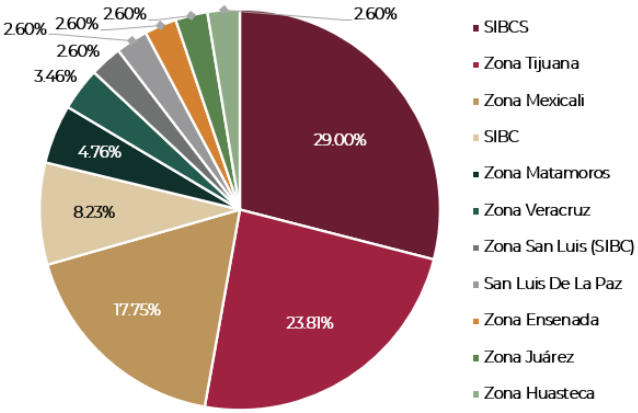


En la Figura 5.13.2a, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2023. El SIBCS, Zona Tijuana y Zona Mexicali son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

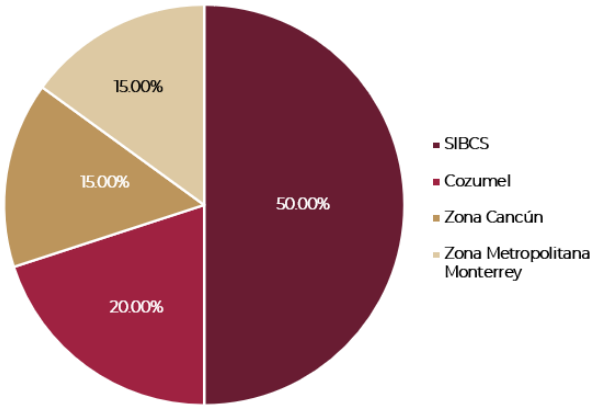
En la Figura 5.13.2b, se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2023. El SIBCS y Cozumel son las que presentaron un mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

FIGURA 5.13.2 ESTADOS OPERATIVOS DE ALERTA Y EMERGENCIA 2023

A. ALERTA



B. EMERGENCIA



5.14 INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Cuadro 5.14.1 se muestra un resumen de las afectaciones de carga por saturación de Compuertas de Flujo, sobrecarga de elementos, bajas tensiones o bajo margen de Reserva Operativa, para preservar la Confiabilidad del SEN. Como se puede observar, las mayores incidencias de cortes de carga se presentaron en la GCR Oriental y Peninsular. De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta ENS asciende a 5.504 millones de dólares (2,600 dólares/MWh).

CUADRO 5.14.1. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESERVAR LA CONFIABILIDAD EN EL SEN EN EL AÑO 2023

EVENTO	SISTEMA	GCR	FECHA	CARGA MÁXIMA COINCIDENTE AFECTADA [MW]	CANTIDAD DE ENS [MW/h]	CAUSA
1	SIN	ORI	11/1/2023	18.10	22.85	Explosión de apartarrayos de la fase “C” en la bahía de Angostura
2	SIN	ORI	23/1/2023	50.79	69.27	Por indisponibilidad del AT1 de la SE Oaxaca Potencia por falla y no soportar la contingencia sencilla (N-1) más severa
3	SIN	ORI	24/1/2023	50.39	79.46	Por indisponibilidad del AT1 de la SE Oaxaca Potencia por falla y no soportar la contingencia sencilla (N-1) más severa
4	SIN	ORI	12/2/2023	3.30	3.34	Afectación de carga por Confiabilidad
5	SIN	ORI	20/4/2023	8.00	9.84	Emergencia
6	SIN	ORI	23/5/2023	42.93	58.76	Boquilla flameada de la fase “BY” del devanado terciario que conecta B31 (34.5 Kv) de la SE Laguna Verde. Se daña una mirilla de aceite
7	SIN	ORI	1/6/2023	18.20	19.95	Boquillas dañadas en fase “A” y “C” del devanado terciario (13.8 kV) del T9 de la SE Manuel Moreno Torres. Se aplicó tiro de carga manual por confiabilidad ante indisponibilidad del T9
8	SIN	ORI	11/6/2023	9.00	9.96	Aplicación de tiro de carga en la zona de carga los Tuxtlas. Derivado de la salida de servicio de la LT Alvarado Dos – 73150 – Tlacotalpan y tener bajo perfil de tensión en la zona (102 kV)
9	SIN	ORI	16/6/2023	61.10	67.45	Libranza manual por revisión por disparo. Se cambió conector del bus neutro de la fase “B”. Dañado por falsos contactos
10	SIN	PEN	19/6/2023	2.50	14.70	Tiro de carga manual para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener disparado el cable submarino PCN-53180-CHS
11	SIN	PEN	19/6/2023	1.80	3.86	Tiro de carga manual para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener disparado el cable submarino Playa del Carmen – 53180 – Chancanab Dos
12	SIN	PEN	20/6/2023	1.30	0.08	Para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener fallado el cable submarino Playa del Carmen – 53180 – Chancanab Dos

... Continuación

CUADRO 5.14.1. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESERVAR LA CONFIABILIDAD EN EL SEN EN EL AÑO 2023

EVENTO	SISTEMA	GCR	FECHA	CARGA MÁXIMA COINCIDENTE AFECTADA [MW]	CANTIDAD DE ENS [MW/h]	CAUSA
13	SIN	PEN	20/6/2023	4.00	21.88	Para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener disparado el cable submarino Playa del Carmen – 53180 – Chancanab Dos
14	SIN	PEN	20/6/2023	3.10	23.67	Para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener disparado el cable submarino Playa del Carmen – 53180 – Chancanab Dos
15	SIN	PEN	20/6/2023	4.30	20.48	Para evitar sobrecarga del cable submarino Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos al tener disparado el cable submarino Playa del Carmen – 53180 – Chancanab Dos
16	SIN	ORI	10/7/2023	14.90	3.87	Árbol cercano a la línea entre las estructuras número 77 y 78. Está en predio en conflicto y van a negociar el corte del árbol. Consideran que ya no hay riesgo de disparo y se procede a transferir la carga de las SE Ayutla y Malinaltepec
17	SIN	ORI	13/7/2023	3.80	1.29	Afectación de carga por Confiabilidad al derratearse la generación de la CE Chilapan de 8 MW a 2 MW y libranza de la LT Catemaco – 73970 – Hueyapan de Ocampo
18	SIN	ORI	30/7/2023	44.40	119.55	Libranza manual por revisión de la línea por falla franca. Se encontró palapa (hoja de palmera) en la estructura número 53 fase “C” entre el conductor y preformado de fibra óptica. Se retiro palapa
19	SIN	ORI	6/8/2023	19.38	42.56	Revisión por disparo (libranza manual). Se encontró palmera derribada entre las fases “A” y “C”, esto entre las estructuras número 102 y 103. Se retiro palmera
20	SIN	ORI	28/8/2023	18.14	18.66	Libranza manual por falla franca. Se encontró árbol que pega en la fase “A “entre las estructuras número 94 y 95. Se podan ramas de árbol
21	SIN	PEN	21/9/2023	2.00	4.43	Por déficit de generación en CE TG Chankanaab y evitar sobrecarga en cables submarinos Playa del Carmen – 53170 – Chancanab Dos
22	SIN	ORI	27/10/2023	33.97	145.95	Afectación de carga por confiabilidad por indisponibilidad de la LT Quemado – 73410 – Papagayo por colapso de estructuras debido al Huracán Otis
23	SIN	ORI	28/10/2023	41.41	373.87	Afectación de carga por confiabilidad por indisponibilidad de la LT Quemado – 73410 – Papagayo por colapso de estructuras debido al Huracán Otis
24	SIN	ORI	29/10/2023	27.83	296.70	Afectación de carga por confiabilidad por indisponibilidad de la LT Quemado – 73410 – Papagayo por colapso de estructuras debido al Huracán Otis

... Continuación

CUADRO 5.14.1. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESERVAR LA CONFIABILIDAD EN EL SEN EN EL AÑO 2023

EVENTO	SISTEMA	GCR	FECHA	CARGA MÁXIMA COINCIDENTE AFECTADA [MW]	CANTIDAD DE ENS [MW/h]	CAUSA
25	SIN	ORI	30/10/2023	19.52	235.05	Afectación de carga por confiabilidad por indisponibilidad de la LT Quemado – 73410 – Papagayo por colapso de estructuras debido al Huracán Otis
26	SIN	ORI	31/10/2023	35.98	394.64	Afectación de carga por confiabilidad por indisponibilidad de la LT Quemado – 73410 – Papagayo por colapso de estructuras debido al Huracán Otis
27	SIN	ORI	10/12/2023	18.73	54.89	Afectación de carga por Confiabilidad de 14:00h a 17:32h, para evitar degradación de tensión en la RNT. Licencia de emergencia en muerto de la LT Tapachula Potencia – A3T30 – Angostura al no concluir a tiempo los trabajos programados

6

Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica

6. PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Ley de la Industria Eléctrica, establece en su artículo 6, fracción I que el Estado a través de la Secretaría de Energía tiene como objetivo garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, y en el 109 que el CENACE desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, en este contexto, la elaboración de los pronósticos de demanda y consumo para asegurar un Suministro Eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores primario, secundario y terciario de la economía por ejemplo: la agricultura, la manufactura, la industria, el transporte, las telecomunicaciones, los comercios, bombeo de agua, servicios públicos, las oficinas y los hogares, todas ellas de suma importancia para impulsar el desarrollo económico nacional y el bienestar de la población.

En el último lustro, se presentó una contingencia sanitaria global y acontecimientos geopolíticos que han tenido efectos en los sistemas energéticos mundiales modificando los patrones de la oferta y demanda, con un cambio en los patrones comerciales, la relocalización de las empresas manufacturas y el incremento de la demanda de bienes y servicios posterior a la contingencia sanitaria, que todo esto ha ralentizado las cadenas de suministro y teniendo como efecto una alta inflación. Además, se han incrementado los cambios en los patrones de los fenómenos climatológicos (huracanes, frentes fríos, olas de calor, El Niño, La Niña), el nuevo desarrollo tecnológico como la electromovilidad y la generación distribuida, así como un cambio cultural por la transición energética.

Con lo anterior, se ha observado una recuperación en la demanda y el consumo de energía eléctrica, por lo que, es así como el sector energético a través de la industria eléctrica es uno de los principales servicios para el desarrollo de la Nación, que requiere estudiar y analizar para garantizar el suministro confiable de la energía eléctrica fundamental para el progreso del país, así como también para la transformación social, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

De aquí la importancia de estudiar y analizar, el comportamiento de la demanda máxima integrada y la energía eléctrica, a través de una planeación robusta, en donde se deben considerar los eventos descritos. En primer orden, el pronóstico de la demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica captura todo lo anterior, y por consiguiente ofrece la mejor y mayor cantidad de información a las demás etapas del proceso de planeación, para realizar los estudios de expansión y modernización del Sistema Eléctrico Nacional.

El pronóstico de la demanda máxima integrada y consumo bruto de energía eléctrica 2024 — 2038, que se muestra en este capítulo, detalla la situación real 2023 y la tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento esencial y fundamental para la planeación de corto, mediano y largo plazos, así como la toma de decisiones en la elaboración de los diversos programas como el PIIRCE, PAMRNT y PAMRGD.

En este capítulo se describirán algunos factores relevantes que influyen en la demanda y el consumo de energía eléctrica; el proceso de elaboración del Pronóstico de Demanda y Consumo; se resumen las dos metodologías empleadas Bottom-Up y Top-Down; se describen las etapas del proceso: 1. Gestión y análisis de la información para la elaboración de pronósticos (entradas, desde la recolección de datos, análisis de datos), 2. Elaboración y validación del pronóstico de demanda y consumo (transformación, modelos de pronósticos, series de tiempo, modelos econométricos y procesamiento horario) y 3. Publicación de resultados del pronóstico de demanda y consumo (salidas).

6.1 RELACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON OTROS FACTORES

Es importante identificar algunos factores que pueden influir en mayor o en menor medida al comportamiento de la demanda máxima integrada y del consumo de energía eléctrica, como:

Crecimiento económico. Toda nación y sociedad tiene como objetivo, mejorar los ingresos con un desarrollo equilibrado y sostenible, y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo de electricidad. Si la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos se dinamiza. Así como considerar la estructura económica vigente, en general se tienen tres sectores: agrícola (primario), industrial (secundario) y servicios (terciario).

Crecimiento poblacional o clientes del servicio eléctrico. Un país presenta de manera paulatina crecimiento poblacional, dicho aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia con más consumo de electricidad en diferentes sectores.

Precio de la electricidad. El importe de las tarifas reguladas y de mercado eléctrico mayorista en cada uno de los sectores de consumo influye en forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, así como, en la demanda máxima integrada.

Estructura de consumo final eléctrico. Se debe considerar como se distribuye el Servicio Público de Energía Eléctrica a través de las diferentes entidades responsables de carga. Estos a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de electricidad.

Estacionalidad. El avance de los meses en el año trae consigo factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas, lluvias, olas de calor—, tienden a elevar la demanda y el consumo de electricidad de un sistema eléctrico o en su defecto a ocasionar disturbios y/o apagones. En algunas situaciones, los factores climáticos —huracanes, frentes fríos, fenómeno de El Niño, La Niña, olas de calor, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda máxima integrada y consumo de electricidad.

Pérdidas de energía eléctrica. En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I^2R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y con menor presencia debido a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

Eficiencia energética. Un atenuador, en el crecimiento del consumo de electricidad, son las medidas de mejora de eficiencia energética y la implementación de Normas Oficiales de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía— en los sectores de consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

Generación distribuida (GD). El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala —instalados en un hogar, comercio, o edificio—, pueden impactar el consumo de electricidad y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local y regional.

Electromovilidad. La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público —mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico de Potencia aumenta el consumo y demanda de electricidad por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

Transición Energética. Este factor está estrechamente ligado al cumplimiento de políticas públicas establecidas por la secretaria de energía, mismas que pueden aumentar de manera significativa el consumo de electricidad o en su caso disminuir la participación de la industria eléctrica en la matriz energética del país, por ejemplo; el cumplimiento de metas de energías limpias, el cambio de energético en algunos procesos industriales que cambian combustibles por consumo de energía eléctrica.

6.2 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO

Para la integración, desarrollo y elaboración de uno o varios escenarios prospectivos con base en las necesidades locales de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica, se utiliza la metodología Bottom – Up y Top – Down, que es ampliamente aplicada en diferentes Sistemas Eléctricos por los planificadores, metodología ocupada incluso en otros sectores de la economía.

Top – Down: los modelos diseñados bajo esta metodología buscan representar principalmente las variables económicas a nivel nacional o regional para la evaluación de los efectos de la energía, así como de las políticas energéticas en unidades monetarias. Principalmente estos modelos se realizan con ecuaciones que toman una visión agregada de las variables de los sectores de energía y economía, así como el empleo, desarrollo demográfico y la tendencia de los precios de combustible.

Bottom – Up: una de sus principales características es el alto grado de desagregación que presentan para la evaluación de la futura demanda y suministro de energía. Por lo general, en esta metodología no se pueden considerar los impactos macroeconómicos de las políticas energéticas, así como no consideran las variables de combustibles incluidas en los modelos Top – Down. Es importante recalcar, que con esta metodología las partes individuales del Sistema Eléctrico se estiman con un mayor detalle y luego son agrupadas para integrar componentes más grandes, que a su vez se enlazan hasta que se forma el sistema completo.

La elaboración del pronóstico de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica integra todas las visiones de los integrantes de la industria eléctrica, así como las directrices económicas y energéticas dictadas por la administración del Estado, consta de tres etapas como se muestra en la Figura 6.2.1.

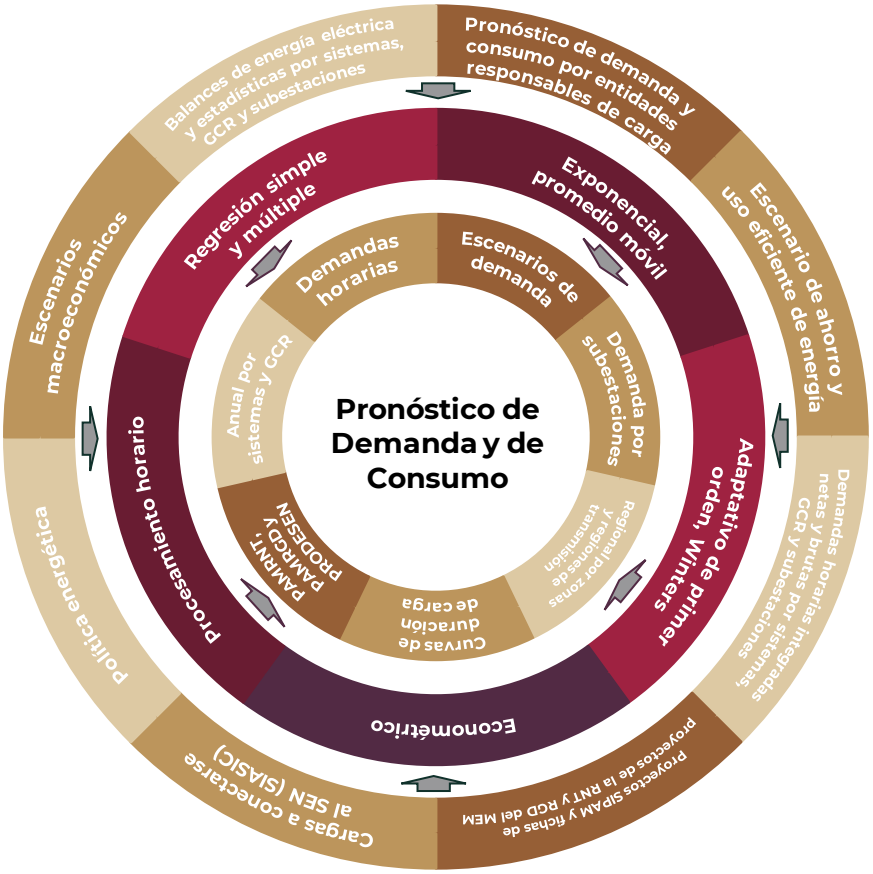
Para la integración, desarrollo y elaboración de uno o varios escenarios prospectivos con base en las necesidades locales de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica, se utiliza la metodología Bottom – Up y Top – Down, que es ampliamente aplicada en diferentes Sistemas Eléctricos por los planificadores, metodología ocupada incluso en otros sectores de la economía.

Top – Down: los modelos diseñados bajo esta metodología buscan representar principalmente las variables económicas a nivel nacional o regional para la evaluación de los efectos de la energía, así como de las políticas energéticas en unidades monetarias. Principalmente estos modelos se realizan con ecuaciones que toman una visión agregada de las variables de los sectores de energía y economía, así como el empleo, desarrollo demográfico y la tendencia de los precios de combustible.

Bottom – Up: una de sus principales características es el alto grado de desagregación que presentan para la evaluación de la futura demanda y suministro de energía. Por lo general, en esta metodología no se pueden considerar los impactos macroeconómicos de las políticas energéticas, así como no consideran las variables de combustibles incluidas en los modelos Top – Down. Es importante recalcar, que con esta metodología las partes individuales del Sistema Eléctrico se estiman con un mayor detalle y luego son agrupadas para integrar componentes más grandes, que a su vez se enlazan hasta que se forma el sistema completo.

La elaboración del pronóstico de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica integra todas las visiones de los integrantes de la industria eléctrica, así como las directrices económicas y energéticas dictadas por la administración del Estado, consta de tres etapas como se muestra en la Figura 6.2.1.

FIGURA 6.2.1. PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.



En la primera etapa de gestión y análisis de la información, se solicita la información estadística a los diferentes integrantes de la industria eléctrica sobre las variables eléctricas de consumo y demanda del año en curso desagregada de manera horaria, así como sus expectativas de crecimiento, avance de obras para el reforzamiento de la infraestructura de la RNT y las RGD del SEN, con el propósito de tener una visión completa y global sobre el suministro actual, adicional en esta etapa se consultan e incluyen las políticas energéticas: eficiencia energética, pérdidas eléctricas, generación distribuida y las prospectivas de crecimiento económico regionales.

Se realiza la integración del balance de energía de regiones para el año n-1 del consumo final para seis sectores de consumo, usos propios de distribución y transmisión, pérdidas totales de electricidad (técnicas y no técnicas de distribución y transmisión), consumo neto, usos propios de generación y consumo bruto.

En primera instancia se homologa la información para las variables de consumo final, usuarios, precio medio, crecimiento económico, por sectores de consumo, zonas y luego por regiones.

Se integra la base de datos de demanda horarias integradas por región para el año n-1, limpiando los datos atípicos ocasionados por errores de medición, maniobras operativas, fenómenos climatológicos, cambios de horario, la cual servirá como curva horaria de referencia.

Durante la segunda etapa de elaboración y validación, se realiza el procesamiento de toda la información de la primera etapa, a partir de las bases de datos que darán forma a los modelados del consumo de energía eléctrica y la estimación de las demandas máximas integradas para el horizonte de planeación, con las metodologías anteriormente descritas (Bottom – Up y Top – Down).

Se elabora el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (incluyendo todos los consumos por entidades de carga) se realiza la proyección de GWh en cada GCR del SEN. Las proyecciones regionales están basadas en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en nuevas solicitudes de conexión de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación a la previsión regional del consumo final por sector —residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran industria—.

Se realiza el estudio del escenario de crecimiento macroeconómico más probable, el cual incluye variables como el Producto Interno Bruto (PIB) por sector y subsector de la economía, población crecimiento, previsión de precios de combustibles, población económicamente activa, entre otros. Se elaboran las proyecciones de las variables de usuarios por sector y región del SEN y precio medio de electricidad por sector y región con el apoyo de modelos de series de tiempo.

Para el consumo bruto y consumo neto, se utilizan modelos econométricos de predicción sectoriales ocupando la información de las etapas anteriores para cada región, cada modelo puede tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo nacional de electricidad, incluyendo las políticas energéticas actuales.

También se realiza un estudio de demanda y sus factores de carga utilizando información de demandas horarias de cada Región GCR, demanda máxima integrada (MWh/h), con lo anterior se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual —aplicada a la energía bruta regional de cada GCR y los factores de carga correspondientes—.

A las estimaciones resultantes de energía eléctrica y demanda integrada, se incorpora la previsión de generación distribuida, energía producida y demanda integrada por GCR.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) —CEL, ORI, OCC, NOR, NTE, NES y PEN— (se refiere al valor máximo de demanda en una hora específica del año) se obtiene mediante el procesamiento horario de la demanda, resultado de la curva horaria de referencia y los pronósticos anuales de demanda y consumo de energía eléctrica. Con dicho procesamiento se integra la base de datos horaria de la demanda, se identifican para cada año, las demandas máximas integradas del SIN, y en esa misma hora para cada GCR se toman las demandas coincidentes correspondientes. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, ya que tales demandas ocurren en diferentes momentos del tiempo.

Posteriormente al tener el pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica por sistemas y regiones, de lo general ahora se lleva a lo particular. Se permea dicho pronóstico a cada zona y a cada sector de consumo.

La tercera etapa de publicación de resultados, se editan y entregan los pronósticos de demanda y de consumo para cinco sistemas, siete GCR, zonas y base de datos horaria de la demanda, los cuales se describirán en las secciones posteriores. En estos productos se consideran las diferentes perspectivas de todos los integrantes de la industria eléctrica en México, con el propósito de contar con un documento único de referencia para los instrumentos de planeación (PAMRNT, PAMRGD y PRODESEN) en el marco de las políticas públicas del Gobierno de México.

6.3 SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La Administración de Información Energética de los Estados Unidos[19] (EIA por sus siglas en inglés) cada bienio actualiza las prospectivas energéticas internacionales, así como los datos sobre indicadores energéticos, demográficos y económicos por países y a nivel global. De acuerdo con esta fuente, durante 2021, el consumo mundial de electricidad per cápita fue de 3,205 kWh por habitante, lo cual representa un incremento de 4.8 % con respecto a 2020. En el mismo sentido, México se ubicó un 26.1 % por debajo del indicador mundial al registrar un consumo per cápita de 2,368 kWh por habitante. Mientras que, el consumo mundial anual de electricidad alcanzó los 25.3 millones de GWh en 2021, el consumo final de energía eléctrica en México se ubicó en 300,957 GWh.

La intensidad energética indica cuánta energía eléctrica se requiere para generar una unidad de riqueza. A nivel mundial para 2021, la intensidad energética fue de 692 kJ/2015USD. En el caso de México se ubicó en 477 kJ/2015USD, por lo que el país es más eficiente en el uso de la energía en comparación con el indicador internacional.

De acuerdo con el reporte “Electricity 2024, analysis and forecast to 2026” publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en ingles)[20] , en 2023, la demanda mundial de energía eléctrica creció 2.2 %. Este crecimiento moderado fue ocasionado por un entorno macroeconómico débil caracterizado por altos niveles de inflación y disminución en la producción manufacturera e industrial.

CONSUMO BRUTO 2023

El consumo bruto refiere a la totalidad de energía eléctrica que resulta de las ventas del suministro: básico, calificado, y último recurso; usuarios calificados participantes del mercado, autoabastecimiento remoto, exportaciones netas, pérdidas de electricidad, así como los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores (solo generación CFE).

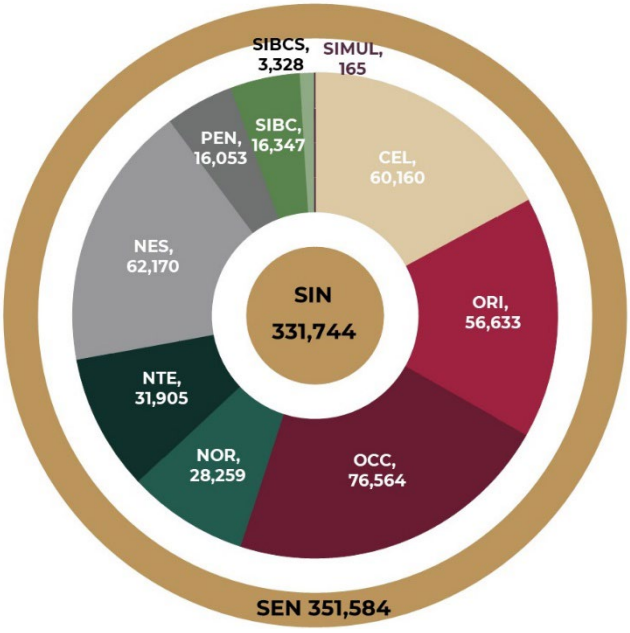
Para 2023, el consumo bruto del país ascendió a 351,584 GWh, siendo 3.2 % mayor que el 2022. El 94.4 % del consumo bruto se utilizó en las siete Gerencias de Control Regional del SIN y el restante de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California. En cuanto al consumo bruto del SIN, en 2023 resultó de 331,744 GWh, teniendo un crecimiento similar al registrado en 2022, con una tasa de 3.4 % para ambos años.

Por Gerencia de Control Regional, la PEN presentó el mayor crecimiento de consumo bruto, con un alza de 9.4 %, seguida de la NOR con 7.3 % y la NTE con 4.3 %. La GCR ORI y OCC aumentaron su consumo en 3.6 % y 3.8 %, en ese orden. Por otra parte, las Gerencias de menor crecimiento fueron la CEL y la NES con 0.5 % y 2.2 %, respectivamente. En cuanto a el Sistema Interconectado Baja California Sur creció 8 % y el Sistema Interconectado Mulegé en 0.7 %. Caso contrario es el del Sistema Interconectado Baja California con un decremento de 2 %.

En la Figura 6.3.1 se muestran la participación de las Gerencias y Sistemas en el consumo bruto durante el 2023, donde las GCR con mayor participación son la OCC (76,564 GWh), NES (62,170 GWh), CEL (60,160 GWh), y ORI (56,633 GWh), que en su conjunto abarcan el 72.7 % del total. Los Sistemas Interconectados participaron con el 5.6 %.

[19] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2023. https://www.eia.gov/opendata/browser/ieo/2023
[20] International Energy Agency. Electricity 2024, analysis and forecast to 2026. https://www.iea.org/reports/electricity-2024

FIGURA 6.3.1. CONSUMO BRUTO (GWh) DEL SEN, SISTEMAS Y GCR 2023.



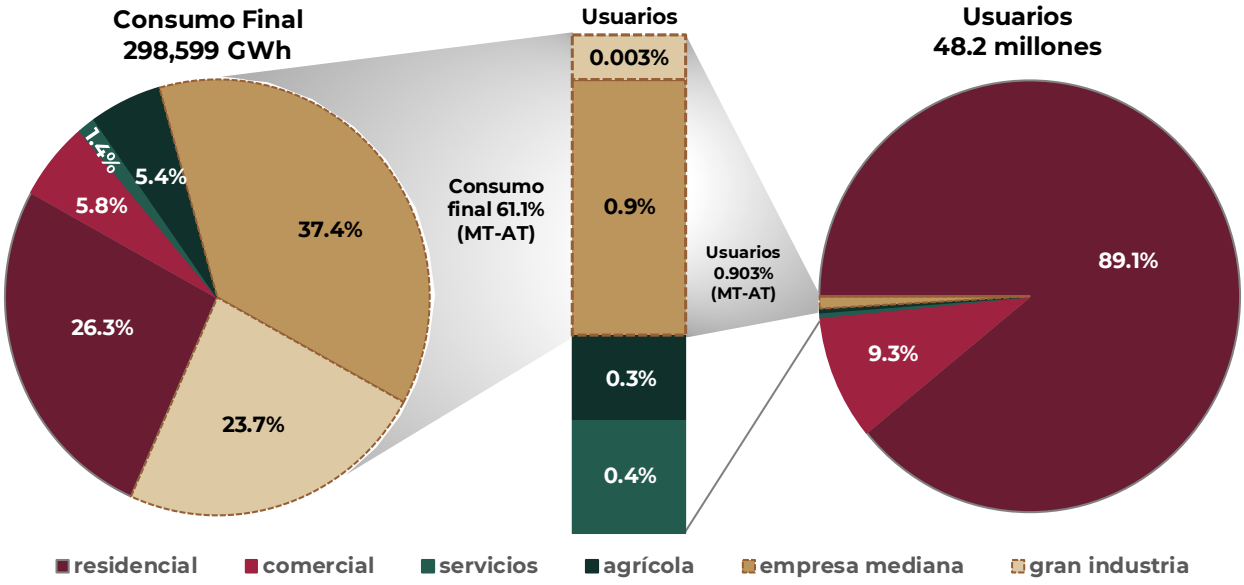
NOTA: por redondeo los valore pueden no dar total

CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2023

El consumo final de energía eléctrica refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica, clasificados en seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria. Para la obtención del consumo final se considera la energía suministrada en suministro básico, suministro calificado y a través de usuarios calificados participantes del mercado, así como la energía entregada a cargas remotas.

Para el 2023 el SEN tuvo un consumo final de 298,599 GWh, siendo 3.4 % mayor al del año previo. En cuanto a los usuarios con servicio de energía eléctrica crecieron 1.6 % respecto al 2022, llegando a 48.2 millones de clientes. Los sectores empresa mediana y la gran industria consumieron el 61.1 % del consumo final, con solo el 0.9 % del total de los usuarios. En el sector residencial, se alberga la mayor cantidad de usuarios (89.1 %), los cuales consumen solo el 26.3 % del consumo. El 12.6 % restante del consumo final es utilizado por los usuarios de los sectores comercial (5.8 %), bombeo agrícola (5.4 %) y servicios (1.4 %). Como se muestra en la Figura 6.3.2.

FIGURA 6.3.2. CONSUMO FINAL (GWh) Y NÚMERO DE USUARIOS DEL SEN POR SECTOR, 2023.



FUENTE: Elaborado con información de CFE.

MOVILIDAD ELÉCTRICA 2023

El 20 de junio de 2023 se publicó en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el acuerdo de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible. Considerando la aplicación de políticas públicas ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como esquemas de incentivos ambientales.

La ENME se presenta como un instrumento rector para acelerar la transición hacia una movilidad eléctrica de bajas emisiones en México, maximizando los beneficios sociales y ambientales desde una perspectiva que prioriza el transporte público en beneficio de toda la población y en atención a la crisis climática. De esta manera, se busca contribuir a un desarrollo sostenible, que promueva la modernización inclusiva, sin dejar a nadie atrás. El compromiso del Gobierno de México es asegurar el bienestar tanto de la generación actual como de las futuras, con la premisa de "no dejar a nadie atrás, no dejar a nadie fuera"[21].

Se publicó el 14 de febrero de 2024 en el portal de la CONAMER, el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Electromovilidad para la integración de infraestructura de carga de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos conectables al Sistema Eléctrico Nacional como parte de una red eléctrica inteligente.

Las presentes disposiciones tienen el objetivo general de regular la conexión ordenada de infraestructura de carga para vehículos eléctricos (VE) y vehículos eléctricos híbridos conectables (VEHC), de manera segura a al Sistema Eléctrico Nacional y el desarrollo-actualización de una plataforma digital que permita conocer la evolución de la infraestructura de carga en México[22].

[21] https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/55366
[22] https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/56697#

La publicación de estos documentos está orientando paulatinamente hacia una movilidad eléctrica. En 2023 se vendieron 73,680[23] vehículos eléctricos e híbridos, que representaron el 5.4 % del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 22,615 unidades (44.3 %) con respecto al 2022. Las cinco entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 37.5 % (15,947 unidades) y el 14 % (5,956 unidades), respectivamente, seguidos por Jalisco, Nuevo León y puebla con el 8.7 % (3,690 unidades), el 8.2 % (3,500 unidades) y el 5 % (2,118) cada una.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VEHC y VH se muestran en el Cuadro 6.3.1 para un recorrido de 300 km, los ahorros de energía eléctrica van de un 40 % a un 81 %, así como una disminución en las emisiones de tCO_2e generadas que pueden ser del 39 % al 70 % en comparación con un vehículo de combustión interna.

CUADRO 6.3.1. COMPARATIVO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, HÍBRIDOS ENCHUFABLES, HÍBRIDOS Y VEHÍCULOS DE COMBUSTIÓN INTERNA.[24]

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	$kgCO_2e$
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	354		32		116	14
2	Híbrido Enchufable	60	41	24	5	261	23
3	Híbrido		29		10	349	27
4	Eléctrico Gama Alta	617		48		173	20
5	Híbrido Enchufable Gama Alta	70	30	42	9	422	42
6	Híbrido Gama Alta		29		10	347	27
7	SUV Eléctrico	404		55		198	23
8	SUV Híbrido Enchufable	51	33	32	7	255	31
9	SUV Híbrido		23		13	433	33
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		17		18	588	45
2	Combustión Interna Gama Alta		12		27	898	69
3	SUV Combustión Interna		14		22	722	55
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						80 %	70 %
Vehículo Hibrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						56 %	48 %
Vehículo Hibrido vs. Vehículo de Combustión Interna						41 %	41 %
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						81 %	70 %
Vehículo Hibrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						53 %	39 %
Vehículo Hibrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						61 %	61 %
SUV Eléctrico vs. SUV de Combustión Interna						73 %	58 %
SUV Hibrido Enchufable vs. SUV de Combustión Interna						65 %	44 %
SUV Hibrido vs. SUV de Combustión Interna						40 %	40 %

En el sector automotriz actualmente en México se encuentran instaladas 37 plantas de ensamble de vehículos, motores y transmisiones de empresas registradas en la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz A.C. (AMIA) y que están distribuidas en 12 entidades federativas[25] , ver Cuadro 6.3.2.

[23] Valores reales a dic 2023.
[24] Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.
[25] https://www.amia.com.mx/about/plantas_ensamble/

Por otra parte, en la Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones, A.C. (ANPACT), representa a la industria automotriz de vehículos comerciales de carga y pasaje, así como motores, integrada por las empresas DINA, DAIMLER BUSES MÉXICO,

FOTON, FREIGHTLINER, HINO, INTERNATIONAL, ISUZU, KENWORTH, MACK, MAN, MERCEDES BENZ VANES, SCANIA, VOLKSWAGEN, VOLVO, CUMMINS y DETROIT DIESEL que cuentan con 11 plantas en ocho estados de la República[26] .

CUADRO 6.3.2. PLANTAS DE ENSAMBLE DE VEHÍCULOS, MOTORES Y TRANSMISIONES EN MÉXICO.

Tipo de planta	Número	Capacidad de producción anual (unidades)	Empleados
Vehículos	20	5,056,148	83,967
Motores	10	5,682,180	11,534
Transmisiones	7	2,373,800	8,400
Total	37	13,112,128	103,901

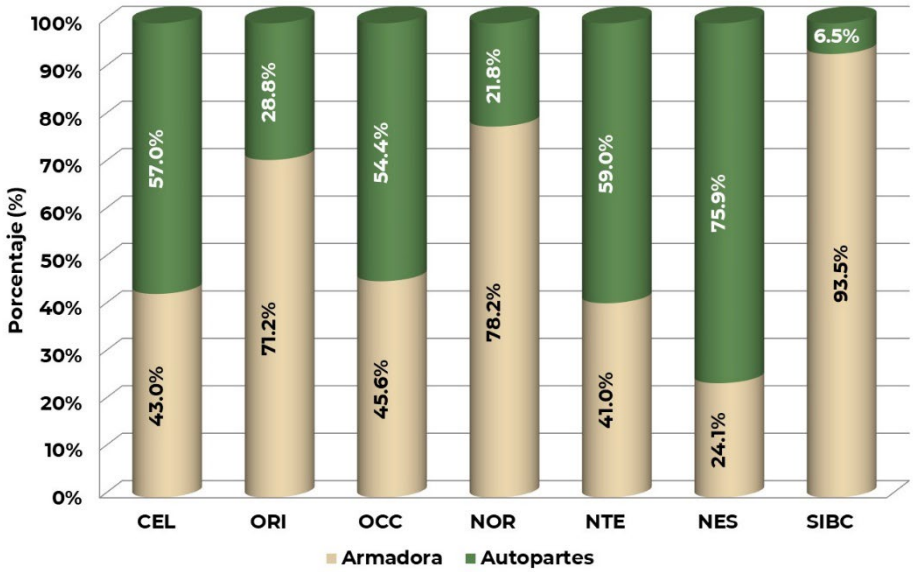
Durante 2023, la producción de autos en México se incrementó un 14.2 % con respecto al año anterior, de la misma manera, las exportaciones aumentaron 15.2 %, y por otra parte las ventas subieron un 24.4 %. Los datos registrados en 2023 representan una gran recuperación del sector después de tres años de caídas de la industria automotriz, derivado de los impactos provocados por la pandemia de COVID-19 y la escasez de insumos. De los usuarios de este sector industrial (empresas armadoras y de autopartes) registrados en alta tensión, la energía eléctrica suministrada durante 2023 representó el 1.5 % del consumo final de electricidad del SEN.

La GCR con mayor participación en el consumo de energía eléctrica de la rama automotriz es la OCC con 47.7 % seguida por las GCR CEL, ORI y NES con 15 %, 13.1 % y 11.7 % respectivamente, mientras que el SIBC y las GCR NTE y NOR presentan las participaciones más bajas, que en conjunto significan el 12.5 %.

En la Figura 6.3.3 se presenta la distribución del consumo en 2023 dividido en las categorías de armadoras y autopartes que se encuentran distribuidas en los diferentes Sistemas Interconectados y GCR que conforman el SEN. Se observa que en el SIBC la participación de las armadoras es la más alta registrada con un 93.5 %, mientras que para el caso de la categoría de autopartes es en la GCR NES donde cuenta con un mayor porcentaje, alcanzando el 75.9 % de la energía eléctrica demanda por el sector en esa región de la República Mexicana.

[26] https://www.anpact.com.mx/index.php

FIGURA 6.3.3. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR AUTOMOTRIZ EN ALTA TENSIÓN POR CATEGORÍA, 2023.



Los cambios de paradigmas actuales como la Industria 4.0 (que implica el uso de nuevas técnicas de producción y operaciones con tecnologías inteligentes), el cambio climático, así como la disrupción de las cadenas de producción a causa de la pandemia de COVID-19, crearon cambios significativos en la población, así como en la economía. La transición industrial hacia la electromovilidad es un indicador de la transversalidad que requieren las nuevas soluciones enfocadas a un uso eficiente de energía eléctrica, así como la penetración de tecnologías verdes.

Es de especial importancia la transformación del sector automotriz, ya que es una de las industrias con mayor crecimiento y dinamismo a nivel mundial. Actualmente en México está creciendo el uso de unidades vehiculares eléctricas e híbridas. A noviembre de 2023 se registraron ventas por 63,720[27] unidades con este tipo de tecnología, lo que representó un crecimiento en el mismo periodo del 28.9 % con respecto al año anterior.

En lo referente a la electromovilidad en el transporte público, la CDMX liderea en el país con su sistema de trolebuses[28] , Cablebús, así como los autobuses eléctricos que operan en el Metrobús, el Sistema de Transporte Colectivo Metro[29] y el Tren Suburbano[30] . En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey[31] y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano[32] .

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 528 GWh al año, lo que equivale al 0.2 % del consumo bruto del SEN en 2023.

[27] https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavl/#Tabulados
[28] https://www.ste.cdmx.gob.mx
[29] STC Metro, 2022.
[30] Suburbano. La vía rápida al bienestar.
[31] Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2022.
[32] SITEUR, 2022.

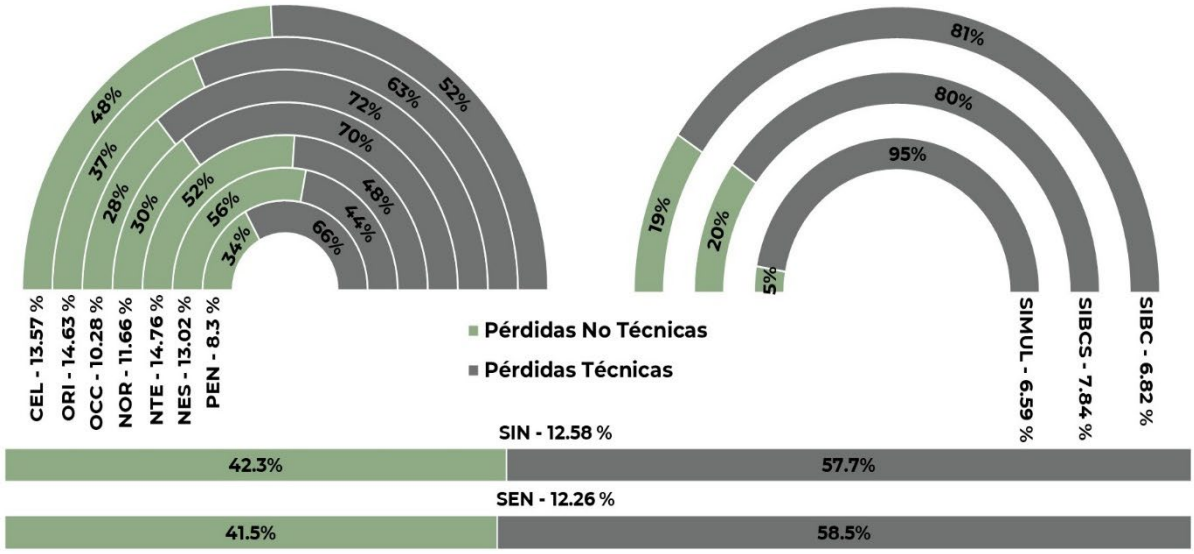
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023

Las pérdidas de energía en las redes de transmisión (RNT) y distribución (RGD) es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los transportistas, suministradores, distribuidores y operadores en un Sistema Eléctrico de Potencia. Las pérdidas de energía están integradas por las pérdidas técnicas y las no técnicas, las cuales se obtienen por diferencia entre la energía entregada y la energía consumida.

Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito, fallas o daños de los equipos de medición y errores administrativos.

En 2023, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.26 % respecto al consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente menor al 12.32 % de 2022. El hecho de no aumentar el porcentaje de pérdidas totales, significo una mejoría, inclusive considerando que ocurrieron máximas temperaturas durante el verano en todas las regiones del país. En la Figura 6.3.4 se muestra el porcentaje de pérdidas totales para cada sistema y por GCR, así como el peso que tienen las pérdidas no técnicas y las pérdidas técnicas. Como puede observarse, las perdidas no técnicas se ubican en un rango de 5 % (SIMUL) hasta 56 % (NES) y referente a las pérdidas técnicas I^2R oscilan desde 44 % (NES) hasta 95 %.

FIGURA 6.3.4. PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) Y SU DESAGREGACIÓN DEL SEN, SISTEMAS Y GCR 2023.



Fuente: Elaborado por CENACE con información de CFE Distribución de su Balance de Energía por Zona y división y el Balance de Energía de CFE Transmisión.

INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO, Y CONSUMO PER CÁPITA 2023 DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La EIA[33] define la Intensidad Energética de un país como la relación entre el consumo de energía y el PIB. Por su parte, la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios[34] establece que: "la intensidad energética primaria es el indicador de eficiencia energética más aceptado internacionalmente para evaluar el progreso de la eficiencia energética en un país. La intensidad energética primaria mide cuánta energía requiere cada país o región para generar una unidad de su PIB, por lo que su construcción requiere únicamente relacionar el consumo nacional de energía con el PIB en términos constantes".

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL)[35] establece que éste es el indicador más común de eficiencia energética agregada cuya interpretación no es simple ya que en él influyen aspectos como eficiencia en el consumo de energía, condiciones climáticas, tamaño del país y tamaño de la población.

Una elevada intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior. Por lo tanto, la intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía.

El uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas mejoras en el uso se logran generalmente por medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente o a través de implementar Normas de Eficiencia Energética, métodos de certificados a equipos eficientes y también a reducción de pérdidas de energía en un Sistema Eléctrico.

La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción del desperdicio de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 6.3.3. se muestran indicadores regionalizados de intensidad energética para la Industria Eléctrica, consumo medio y consumo per cápita[36]. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de electricidad en relación con las características económicas y demográficas de cada GCR.

En cuanto a la intensidad energética del SEN se ubicó en 14.6 Wh/$. Se observa que las GCR CEL, PEN y ORI poseen indicadores inferiores a los del SEN, en 37.7 %, 10.3 % y 1.6 %, respectivamente. La GCR CEL es la que menor cantidad de energía eléctrica requiere para producir una unidad de riqueza (9.1 Wh/$). Lo anterior, debido a que en esta GCR predominan las actividades económicas terciarias y son menos intensivas en el consumo de electricidad. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta, lo cual es atribuible a sus condiciones climáticas extremas y su vocación agrícola e industrial. Destaca la GCR NTE con el indicador de intensidad energética más alto de 21.7 Wh/$.

---

[33] U.S. Energy Information Administration. Glossary. https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php.

[34] ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación, 07 de febrero de 2020.https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020#gsc.tab=0

[35] Crespo, C. CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia. https://www.cepal.org/es/eventos/observatorio-regional-energias-sostenibles-aporta-al-mejoramiento-capacidades-acceso

[36] Con información de los Escenarios Macroeconómicos 2024-2038

El consumo medio del SEN se ubicó en 7,166 kWh/usuario. Este indicador analiza la relación entre el consumo de electricidad del SEN y el número de usuarios totales. Las GCR CEL, ORI y OCC poseen un consumo medio inferior al nacional debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de usuarios (70.8 % del total). Las GCR ubicadas en el norte tienen un consumo medio superior hasta en 80.7 % con respecto al SEN ocasionado por la mayor cantidad de agricultura de bombeo, industria y comercio, así como a la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país.

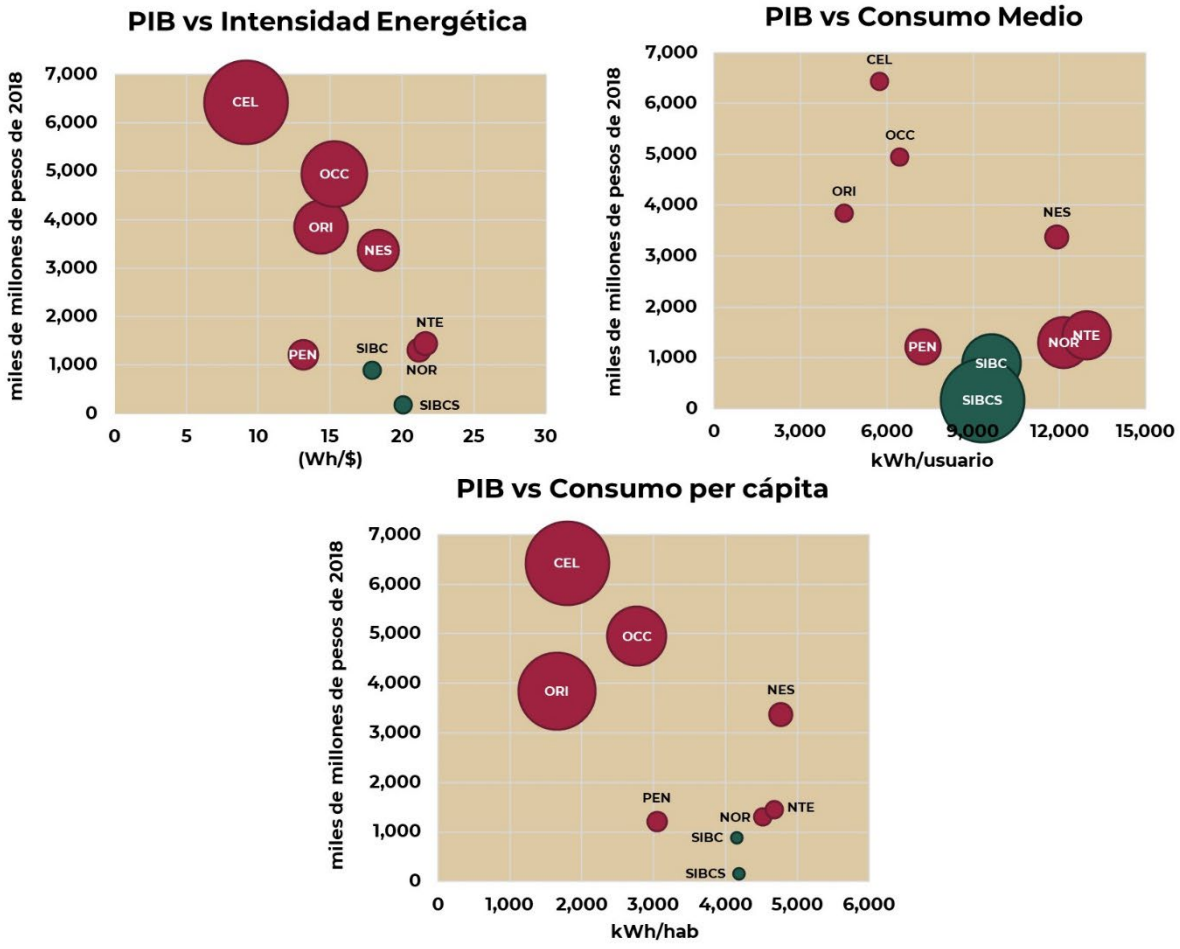
El consumo per cápita de electricidad del SEN es de 2,680 kWh/habitante. Este indicador nos dice la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEL y ORI, el consumo per cápita es menor en 32.9 % y 38.2 % con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2 % de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país (78 % arriba de la media nacional) ya que concentra el 17.9 % del consumo con sólo el 10 % de la población de México.

CUADRO 6.3.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2023.

GCR o Sistema	Intensidad energética (Wh/$)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo Medio por usuario (kWh/usuario)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo per capita (kWh/hab)	Variación con respecto al SEN (%)
CEL	9.1	-37.7	5,748	-19.8	1,799	-32.9
ORI	14.4	-1.6	4,529	-36.8	1,657	-38.2
OCC	15.3	4.4	6,466	-9.8	2,770	3.3
NOR	21.2	45.0	12,133	69.3	4,520	68.7
NTE	21.7	48.1	12,948	80.7	4,679	74.6
NES	18.4	25.4	11,908	66.2	4,772	78.0
PEN	13.1	-10.3	7,249	1.2	3,052	13.9
SIBC	17.9	22.5	9,649	34.6	4,150	54.8
SIBCS	20.1	37.3	9,308	29.9	4,180	56.0
SEN	14.6	--	7,166	--	2,680	--

La Figura 6.3.5. permite realizar una comparación entre los indicadores de intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita contra el PIB. Se aprecia que, la GCR CEL aun cuando posee el PIB más alto a nivel nacional suele estar entre las GCR con los indicadores más bajos, mientras que, las GCR ubicadas en el norte, poseen los indicadores más altos mientras que su PIB, representa el 50 % o menos comparado con la GCR CEL.

FIGURA 6.3.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMAS 2023.



DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA 2023

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2023, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 52,137 MWh/h en junio a las 17:00 h, lo que equivale a un incremento de 9.9 % respecto a los 47,453 MWh/h de 2022. En el Cuadro 6.3.4. se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL y de las GCR, así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

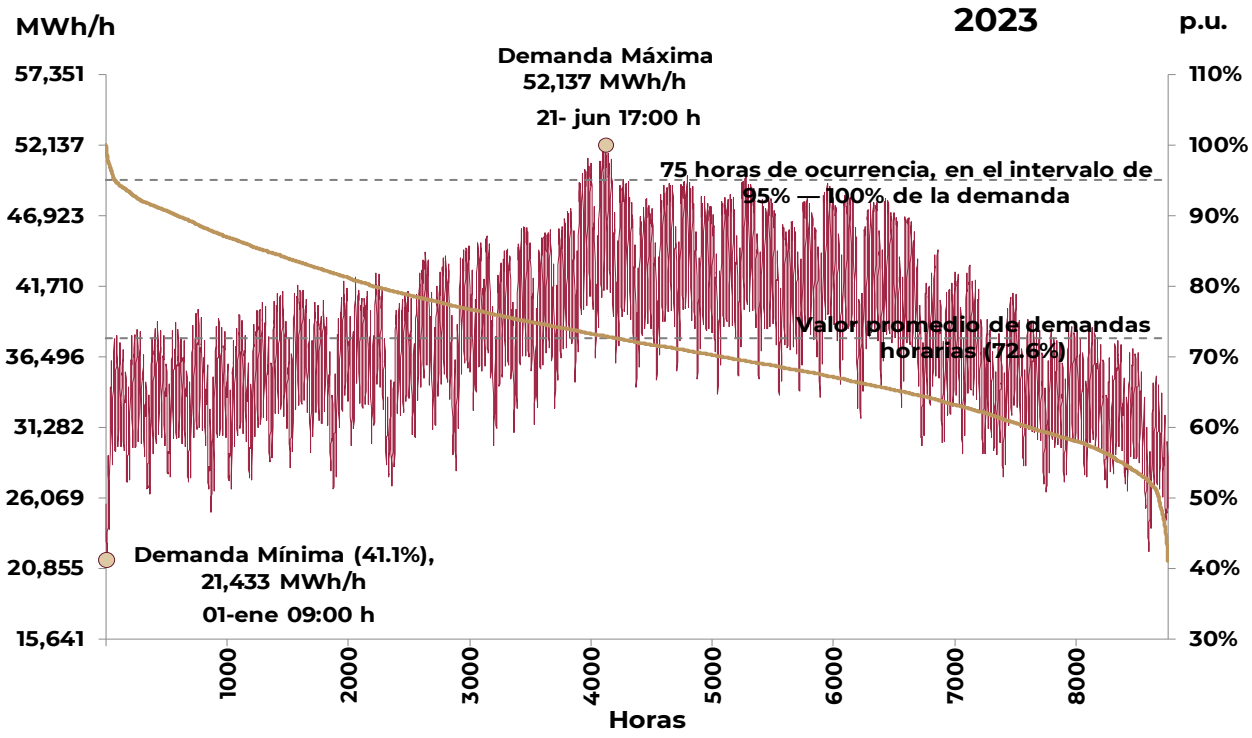
CUADRO 6. 3. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN 2023.

Sistemas	Demandas máximas integradas[1/]		Demandas coincidentes integradas	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h [2/]
SEN[2/]	55,332	--	--	--
SIN	52,137	9.9	--	--
SIBC	3,457	2.9	--	2,595
SIBCS	675	13.3	--	573
SIMUL	32	1.4	--	27
Gerencias de Control Regional				
CEL	8,619	1.8	8,518	8,518
ORI	8,783	7.1	8,176	8,176
OCC	11,478	8.9	11,365	11,365
NOR	5,808	8.7	5,312	5,312
NTE	5,446	1.9	5,301	5,301
NES	10,962	7.1	10,960	10,960
PEN	2,698	13.7	2,505	2,505

1/ Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.
2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

Las características de la curva de duración de carga del SIN 2023 son las siguientes: se concentran 75 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 41.1 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 72.6 % —factor de carga—. La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año. En los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, como se muestra en la Figura 6.3.6. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

FIGURA 6.3.6. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIN 2023.



DESEMPEÑO DE LA DEMANDA POR SISTEMAS Y GCR

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica es diferenciado para cada GCR y Sistema. Sin embargo, se puede observar la estacionalidad de la demanda durante el año, pues en los meses de verano se presentan las demandas más altas y durante el invierno las demandas más bajas, siendo este el momento donde se registran las demandas mínimas del Sistema.

En respuesta a lo anterior, se presenta el comportamiento anual de la demanda bruta integrada, a través de las curvas de duración de carga para las siete Gerencias y los tres Sistemas Interconectados que conforman el SEN.

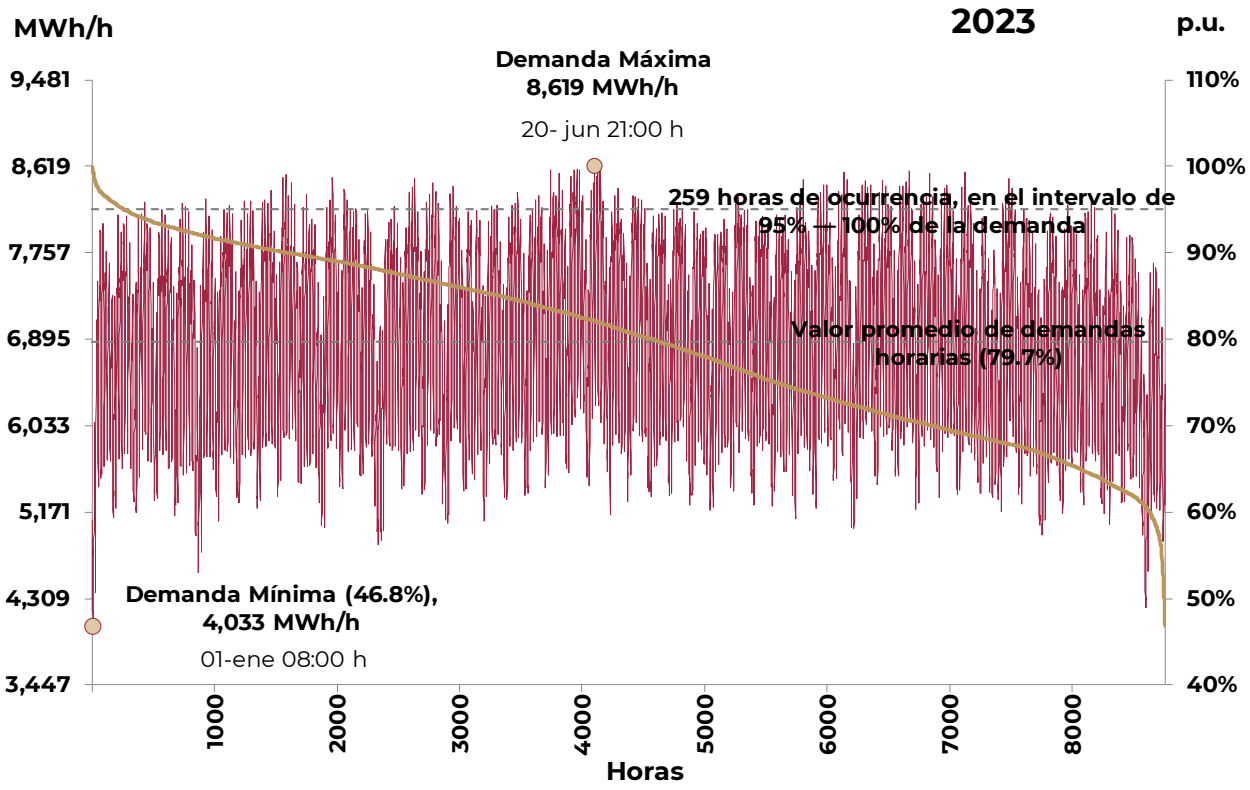
GCR Central

La GCR CEL geográficamente abarca el Valle de México, el cual está dividido por tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur. Por entidad federativa abarca la Ciudad de México, el Estado de México, el sur del estado de Hidalgo y un segmento del estado de Puebla, así como municipios pertenecientes a los estados de Guerrero, Morelos y Michoacán (Lázaro Cárdenas).

La curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR CEL durante el 2023 se muestra en la Figura 6.3.7, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 259 horas del año. En cuanto a la demanda mínima integrada se presenta al 46.8 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubica en 79.7 % —factor de carga—.

La demanda mínima bruta de la GCR CEL se presentó el día 01 de enero a las 8:00 h con un valor de 4,033 MWh/h, y la demanda máxima bruta integrada ocurrió el 20 de junio a las 21:00 h con una demanda de 8,619 MWh/h.

FIGURA 6.3.7. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR CENTRAL 2023.



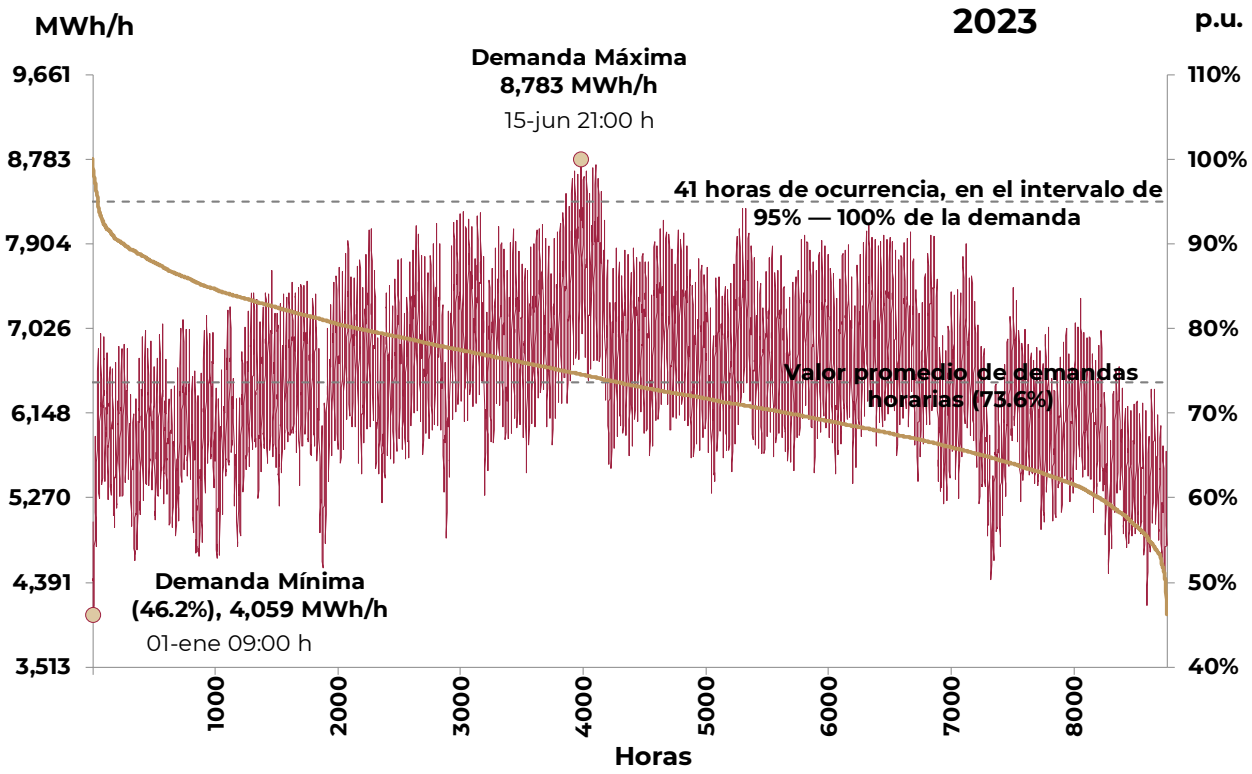
GCR Oriental

La GCR ORI está conformada por cuatro regiones: Oriente, Centro Sur, Centro Oriente y Sureste. Estas regiones abarcan los estados de Chiapas, Oaxaca, Tabasco y Tlaxcala, así como parte de Veracruz, Puebla, Guerrero, y Morelos.

La curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR ORI durante el 2023 se muestra en la Figura 6.3.8, donde se observa que en el intervalo de 95 % —100 % de la demanda máxima se concentra 41 horas del año. Por otra parte, la demanda mínima integrada se presenta al 46.2 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 73.6 % —factor de carga—.

La demanda mínima bruta de la GCR ORI se presentó el día 01 de enero a las 09:00 h con un valor de 4,059 MWh/h, y la demanda máxima bruta integrada ocurrió el 15 de junio a las 21:00 h con una demanda de 8,783 MWh/h.

FIGURA 6.3.8. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR ORIENTAL 2023.



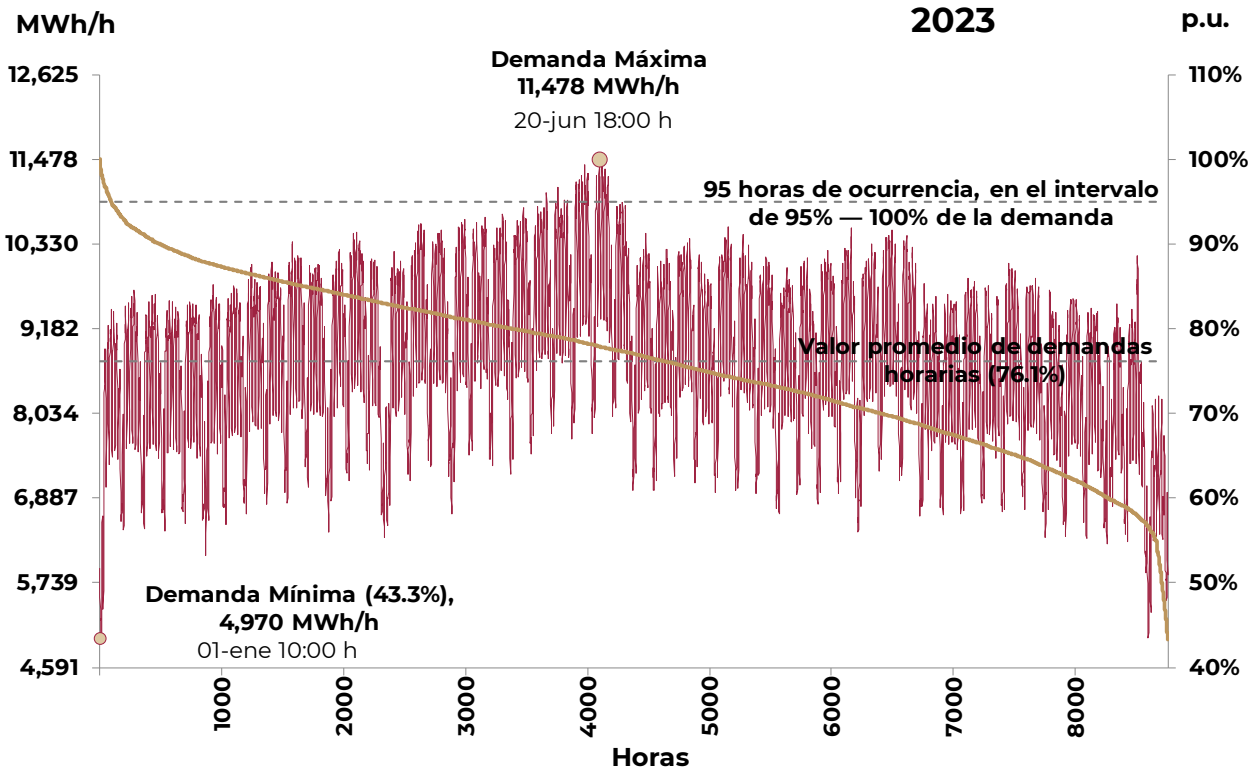
GCR Occidental

La GCR OCC está conformada por tres regiones: Jalisco, Bajío y Cetro Occidente. Geográficamente comprende en su totalidad los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Querétaro, Nayarit y Zacatecas (con excepción de los municipios de Sombrerete y Chalchihuites). También abarca parte de Hidalgo, San Luis Potosí, y Michoacán.

En la Figura 6.3.9, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR OCC para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 95 horas del año. Por otra parte, la demanda mínima integrada se presenta al 43.3 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.1 % —factor de carga—.

La demanda mínima bruta de la GCR OCC se presentó el día 01 de enero a las 10:00 h con un valor de 4,970 MWh/h, y la demanda máxima bruta integrada ocurrió el 20 de junio a las 18:00 h con una demanda de 11,478 MWh/h.

FIGURA 6.3.9. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR OCCIDENTAL 2023.



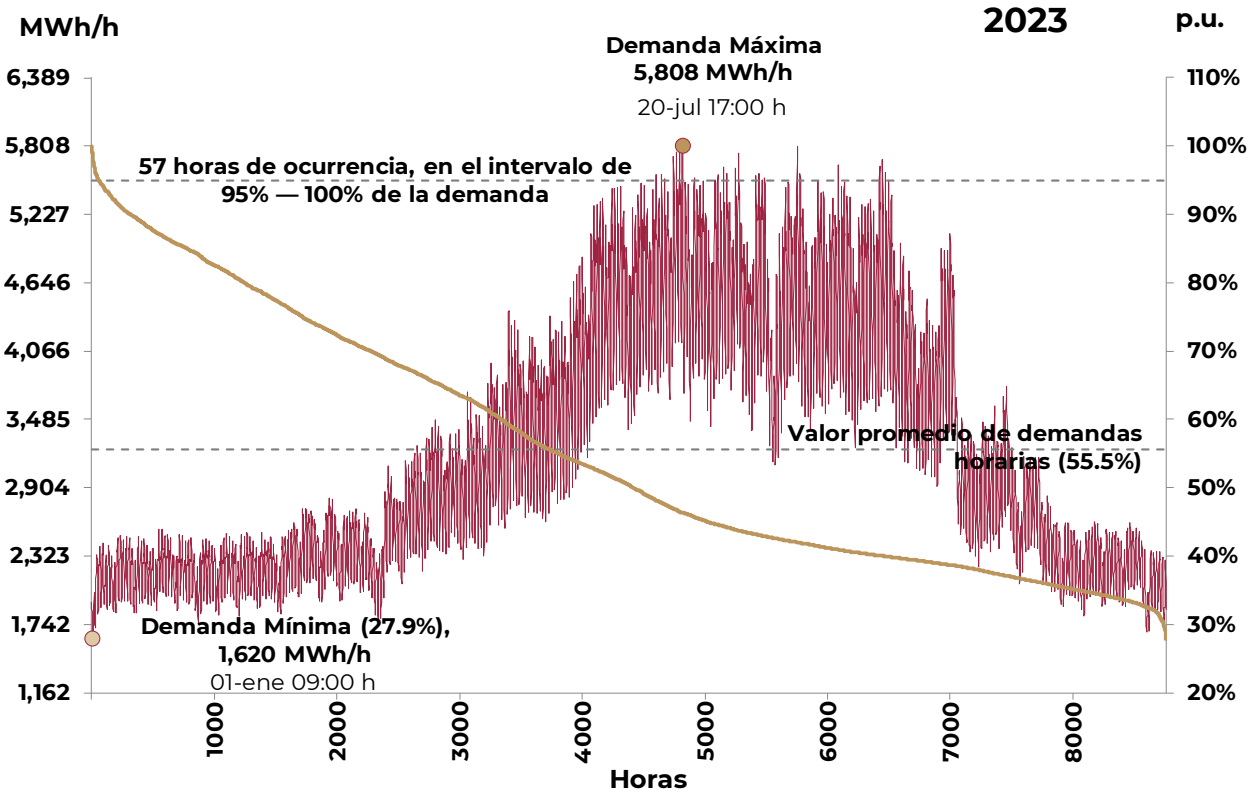
GCR Noroeste

La GCR NOR comprende los estados de Sinaloa y Sonora, exceptuando en el municipio de San Luis Río Colorado.

En la Figura 6.3.10, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR NOR para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 57 horas del año. Por otra parte, la demanda mínima integrada se presenta al 27.9 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 55.5 % —factor de carga—.

La demanda mínima bruta de la GCR NOR se presentó el día 01 de enero a las 09:00 h con un valor de 1,620 MWh/h, y la demanda máxima bruta integrada ocurrió el 20 de julio a las 17:00 h con una demanda de 5,808 MWh/h.

FIGURA 6.3.10. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR NOROESTE 2023.



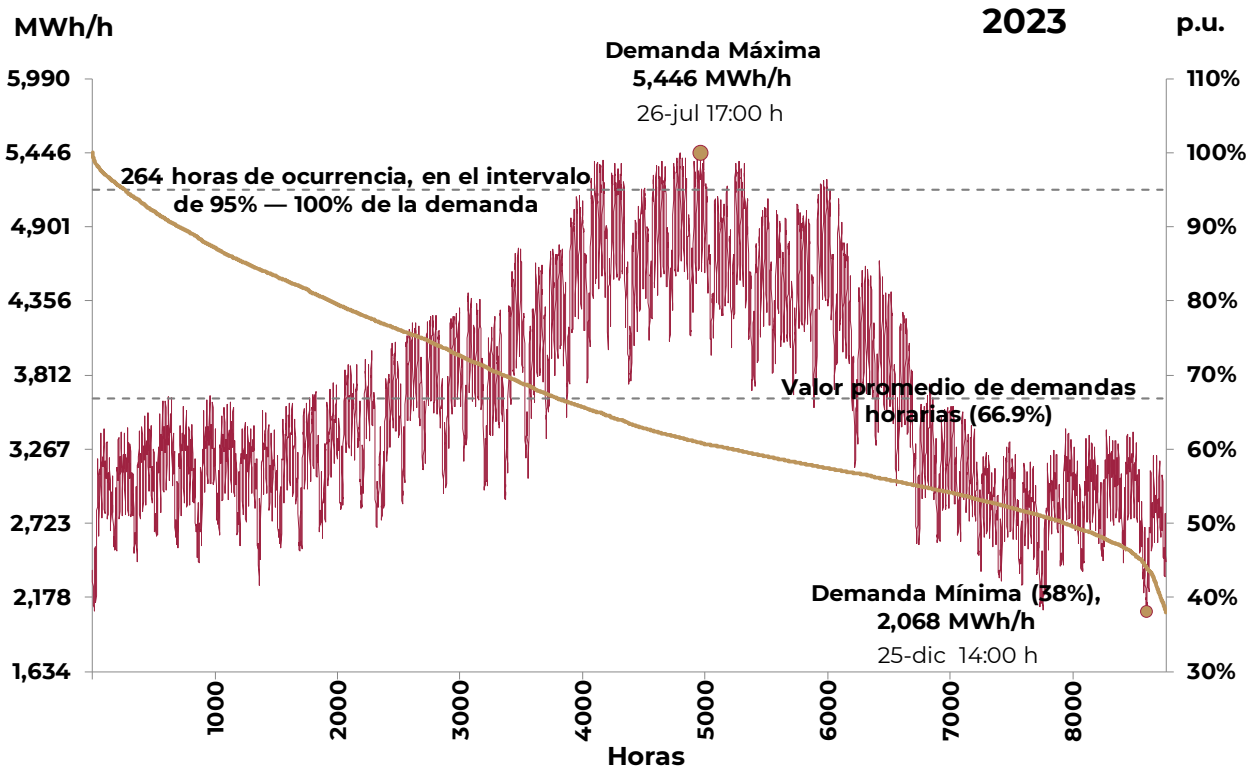
GCR Norte

La GCR NTE está conformada por los estados de Chihuahua y Durango, una fracción del estado de Coahuila y los municipios de Sombrerete y Chalchihuites del estado de Zacatecas.

En la Figura 6.3.11, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR NTE para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 264 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 38 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 66.9 % —factor de carga—.

La demanda mínima bruta de la GCR NTE se presentó el día 25 de diciembre a las 14:00 h con un valor de 2,068 MWh/h, y la demanda máxima bruta integrada ocurrió el 26 de julio a las 17:00 h con una demanda de 5,446 MWh/h.

FIGURA 6.3.11. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR NORTE 2023.



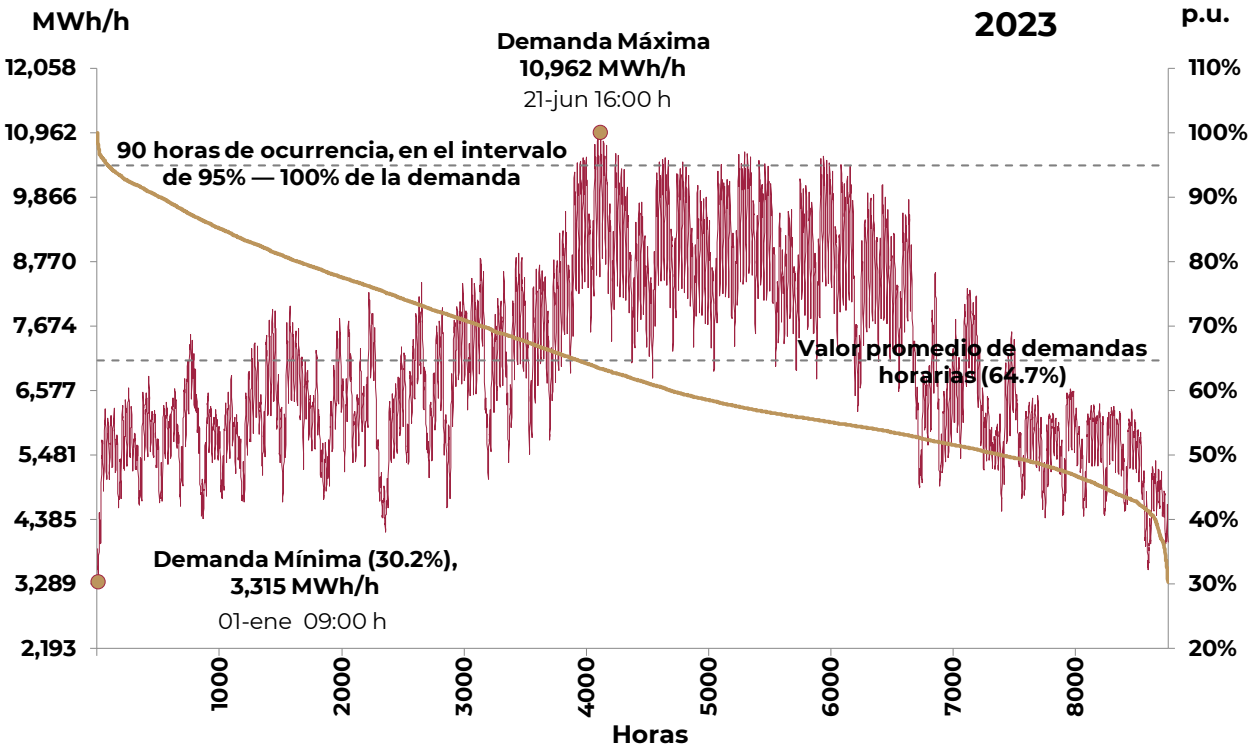
GCR Noreste

La GCR NES geográficamente contempla los estados de Nuevo León y Tamaulipas, así como parte de los estados de Coahuila, San Luis Potosí, Hidalgo y Veracruz.

En la Figura 6.3.12, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR NES para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 90 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 30.2 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 64.7 % —factor de carga—.

La demanda máxima bruta de la GCR NES se presentó el día 21 de junio a las 16:00 h con un valor de 10,962 MWh/h, y la demanda mínima bruta integrada ocurrió el 01 de enero a las 09:00 h con una demanda de 3,315 MWh/h.

FIGURA 6.3.12 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR NORESTE 2023.



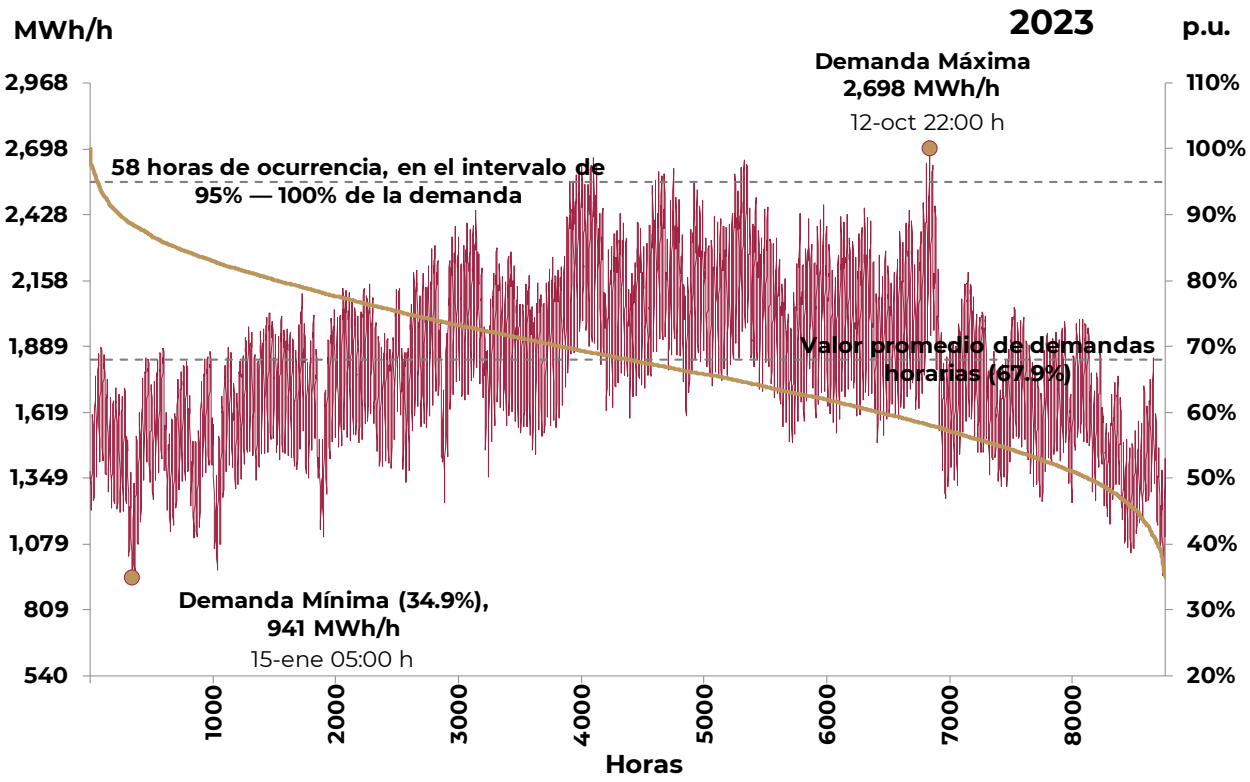
GCR Peninsular

La GCR PEN abarca los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán.

En la Figura 6.3.13, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada de la GCR PEN para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 58 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 34.9 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 67.9 % —factor de carga—.

La demanda máxima bruta de la GCR PEN se presentó el día 12 de octubre a las 22:00 h con un valor de 2,698 MWh/h, y la demanda mínima bruta integrada ocurrió el 15 de enero a las 05:00 h con una demanda de 941 MWh/h.

FIGURA 6.3.13. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA GCR PENINSULAR 2023.



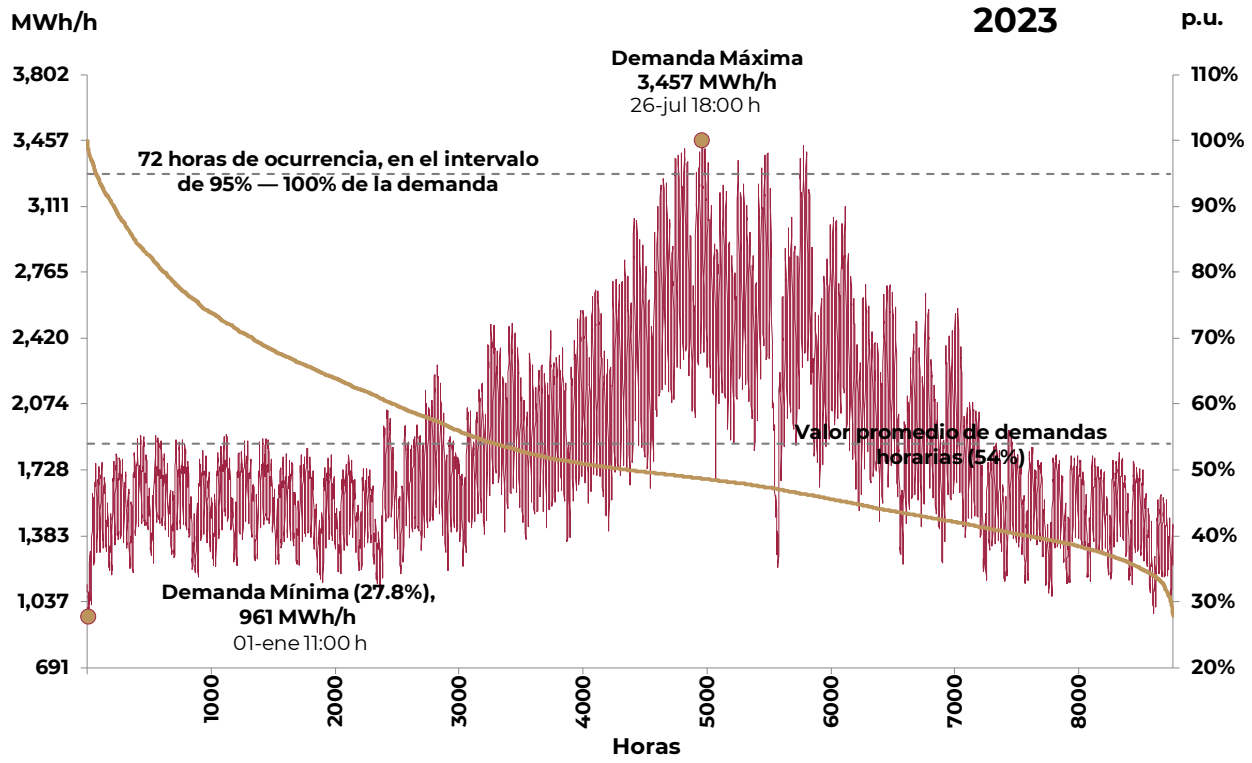
Sistema Interconectado Baja California

El Sistema Interconectado Baja California está eléctricamente aislado del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico de Baja California Sur, sin embargo, se encuentra interconectado a Estados Unidos con el Western Electricity Coordinating Council (WECC). El SIBC abarca el estado de Baja California y el municipio de San Luis Río Colorado del estado de Sonora.

En la Figura 6.3.14, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada del SIBC para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 72 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 27.8 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 54 % —factor de carga—.

La demanda máxima bruta del Sistema Baja California se presentó el día 26 de julio a las 18:00 h con un valor de 3,457 MWh/h, y la demanda mínima bruta integrada ocurrió el 01 de enero a las 11:00 h con una demanda de 961 MWh/h.

FIGURA 6.3.14. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIBC 2023.



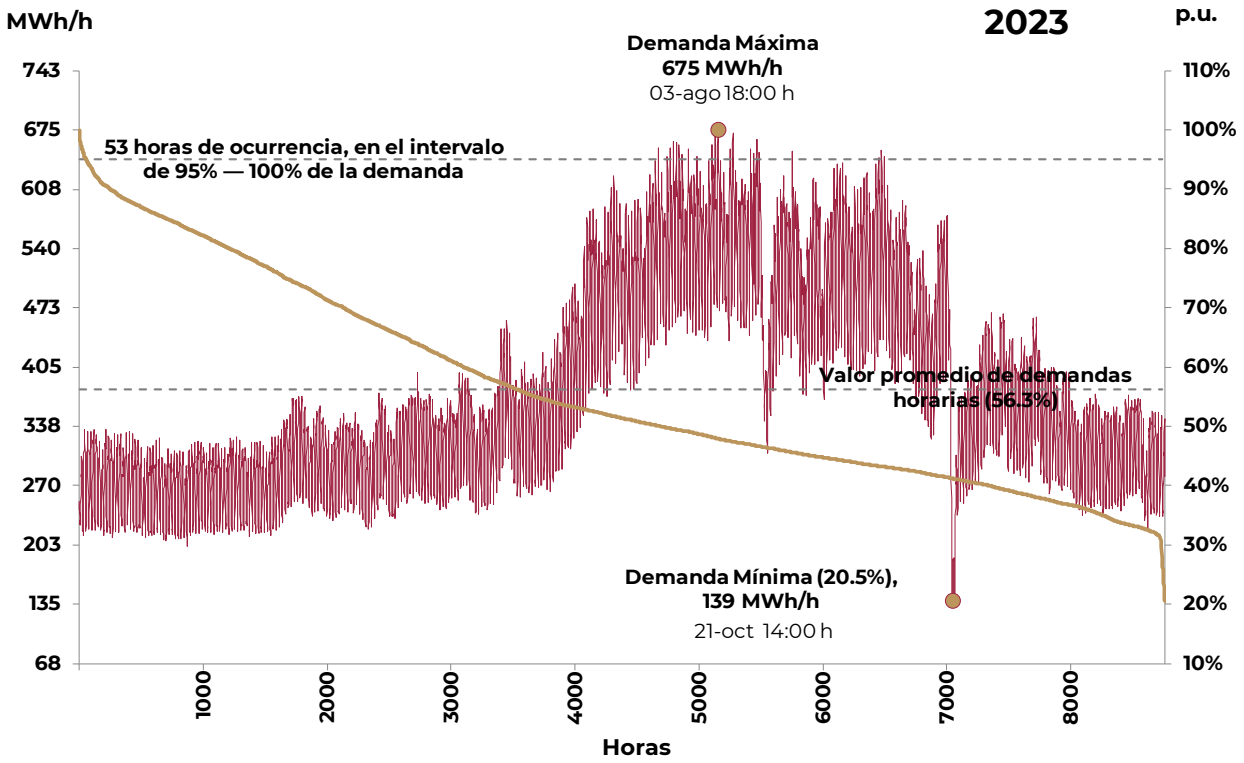
Sistema Interconectado Baja California Sur

El Sistema Interconectado Baja California Sur contempla los municipios de Comandú, La Paz, Loreto y Los Cabos. Este Sistema se encuentra aislado eléctricamente del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Interconectado de Baja California.

En la Figura 6.3.15, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada del SIBCS para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 53 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 20.5 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 56.3 % —factor de carga—.

La demanda máxima bruta del Sistema Baja California Sur se presentó el día 03 de agosto a las 18:00 h con un valor de 675 MWh/h, y la demanda mínima bruta integrada ocurrió el 21 de octubre a las 14:00 h con una demanda de 139 MWh/h.

FIGURA 6.3.15. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIBCS 2023.



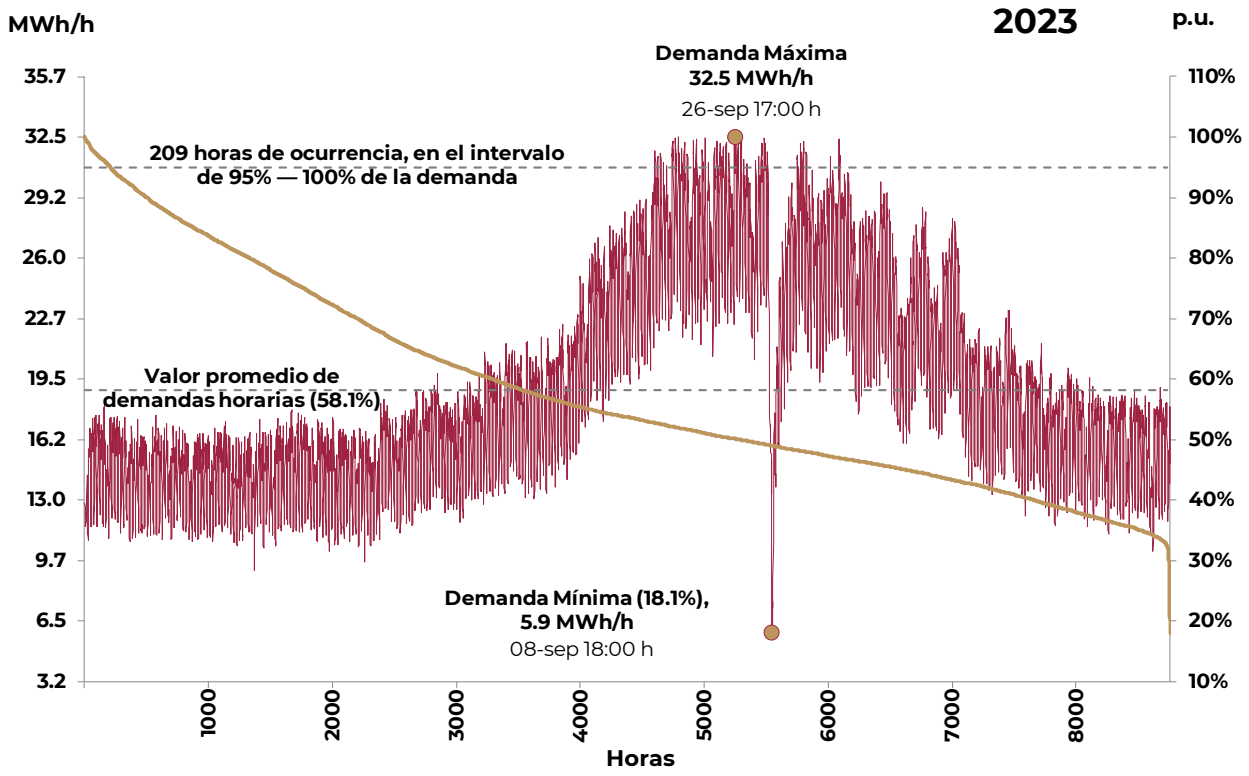
Sistema Interconectado Mulegé

El Sistema Interconectado Mulegé se encuentra aislado eléctricamente del Sistema Interconectado Nacional, así como de los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur. Geográficamente está conformado por el municipio de Mulegé, siendo el municipio más grande de Baja California Sur. Sus principales localidades son Santa Rosalía y Guerrero Negro.

En la Figura 6.3.16, se muestra la curva de duración de carga de la demanda bruta integrada del SIMUL para el 2023, donde se observa que en el intervalo de 95 %—100 % de la demanda máxima se concentra 209 horas del año. Así mismo, la demanda mínima integrada se presenta al 18.1 % de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 58.1 % —factor de carga—.

La demanda máxima bruta del Sistema Mulegé se presentó el día 26 de septiembre a las 17:00 h con un valor de 32.5 MWh/h, y la demanda mínima bruta integrada ocurrió el 08 de septiembre a las 18:00 h con una demanda de 5.9 MWh/h.

FIGURA 6.3.16. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIMUL 2023.



OLA DE CALOR Y SU IMPACTO

Recientemente, ante el incremento de la frecuencia y duración de las olas de calor, este fenómeno climatológico se ha identificado como una variable de estudio preponderante para la previsión del suministro de demanda máxima integrada bruta.

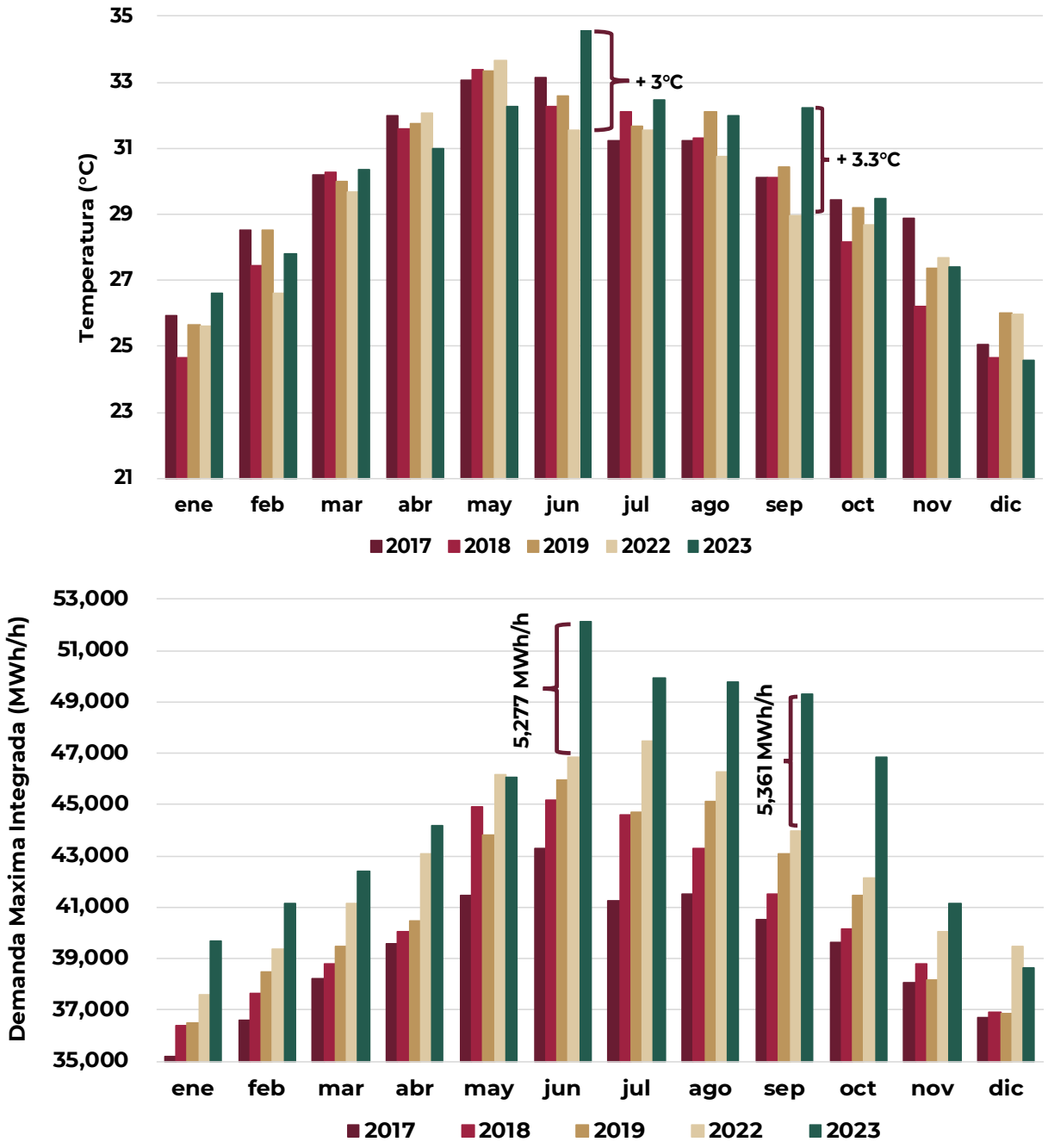
Por lo general, las olas de calor ocurren durante la temporada de verano, cuando aumentan históricamente las temperaturas en México, otros factores que suman son: un menor número de áreas verdes, a una fuerte urbanización, entre otros, lo cual provoca que la intensidad de las olas de calor sea excesiva en las ciudades demandando un mayor consumo de energía eléctrica principalmente por el uso de aire acondicionado y sistemas de refrigeración.

La temperatura máxima promedio mensual de los años más cálidos en México presentó una estacionalidad en donde los meses de mayo – junio registraron las temperaturas máximas como se puede apreciar en la Figura 6.3.17.

Durante el periodo de enero – mayo las temperaturas observadas son similares en los cinco años de estudio, sin embargo, a partir de mayo hasta septiembre de 2023 ocurrieron las temperaturas más altas registradas en el periodo de estudio, siendo en junio el punto más alto como consecuencia de la ola de calor.

En el mes de junio ocurrió la temperatura máxima de 2023, la cual presentó un incremento de temperatura del 9.6 % (3 °C) con respecto al 2022. Aunque se observa una mayor variación de temperatura en el mes de septiembre que corresponde al 11.3 % (3.3 °C), su impacto sobre la demanda máxima es más moderado en comparación con el mes de junio.

FIGURA 6.3.17. TEMPERATURA MÁXIMA PROMEDIO Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA DEL SIN, AÑOS SELECCIONADOS.

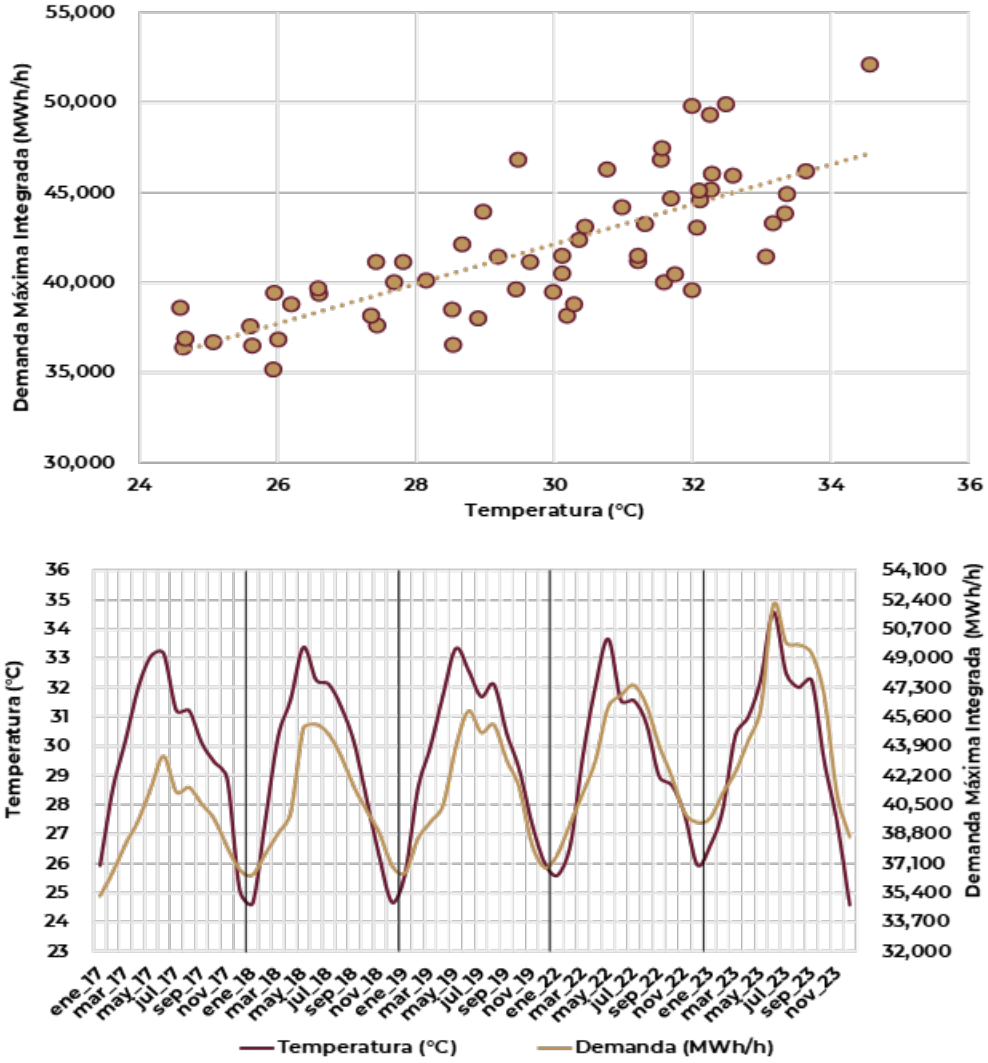


En la Figura 6.3.17, se advierte que en el periodo de junio a octubre de 2023 los incrementos mensuales de la demanda máxima son mayores al 5.2 % y hasta el 12.2 % con respecto a 2022, siendo junio el mes de ocurrencia de la demanda máxima de 2023 con 52,137 MWh/h que significó un incremento del 11.3 % con 5,277 MWh/h con respecto a la demanda de junio de 2022. Aunque septiembre presentó un incremento

mayor con respecto a 2022, que significó un 12.2 % con 5,367 MWh/h. La demanda máxima integrada de septiembre solo fue menor a la máxima anual por 2,820 MWh/h, sin embargo, fue superior en 3.9 % con 1,865 MWh/h respecto a la máxima de 2022.

En la Figura 6.3.18 se muestra la existencia de una correlación positiva de 0.8 entre las variables de temperatura y demanda en los valores registrados entre 2017 y 2023, lo que determina que a partir de temperaturas mayores a los 33 °C la demanda máxima integrada del SIN aumenta en el orden de 6,671 MWh/h.

FIGURA 6.3.18. CORRELACIÓN ENTRE TEMPERATURA Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA DEL SIN 2017, 2018, 2019, 2022 Y 2023.

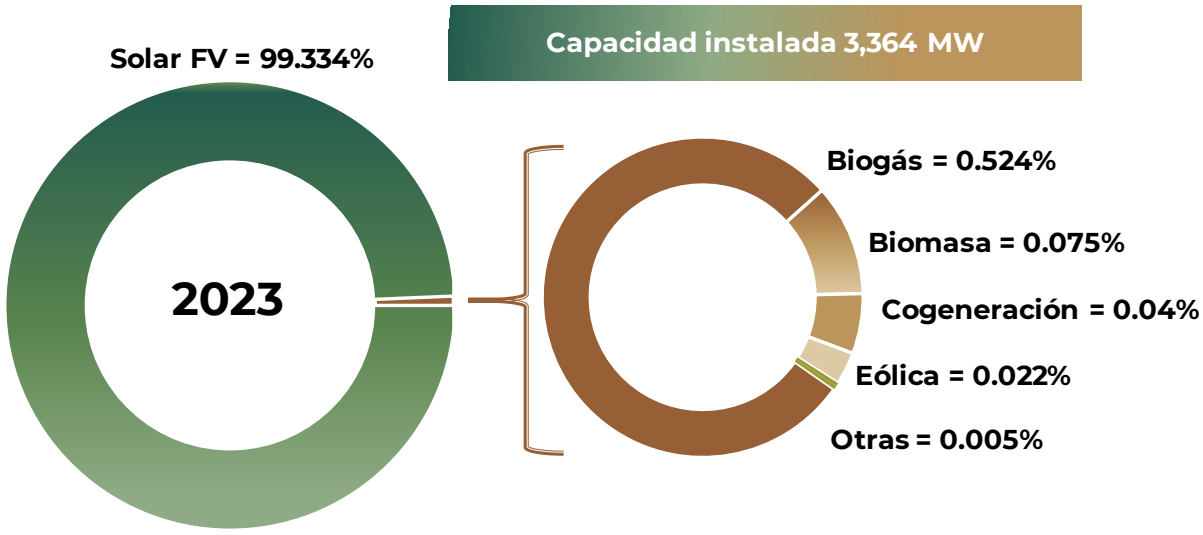


GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2023

La energía se puede describir como la capacidad que tiene un sistema para producir un trabajo, mismo que puede ser aprovechada por el ser humano, como es el caso de la energía eléctrica obtenida a partir de la transformación de diferentes fuentes de energía como el agua, el viento, la materia orgánica y la irradiación solar etc. La Generación Distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala. En México de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica[37] se entenderá por Generación Distribuida: *Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un generador exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado*. En esta sección se describirá la GD con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a las RGD.

En 2023 la capacidad instalada acumulada de generación distribuida registró 3,364 MW con una diversificación en las tecnologías como se muestra en la Figura 6.3.19.

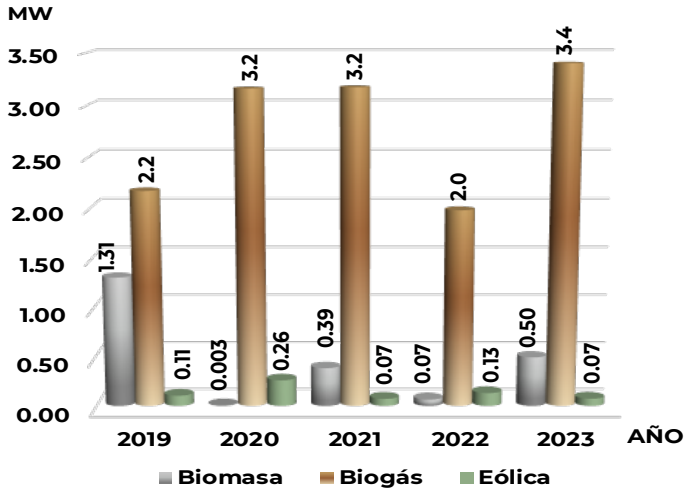
FIGURA 6.3.19. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 2023.



Después de la tecnología solar fotovoltaica (FV) que es la que ha dominado desde el 2007 en la generación distribuida, es importante no perder de vista las tres tecnologías biogás, biomasa y eólica que han presentado la mayor participación en los últimos cinco años, ver Figura 6.3.20.

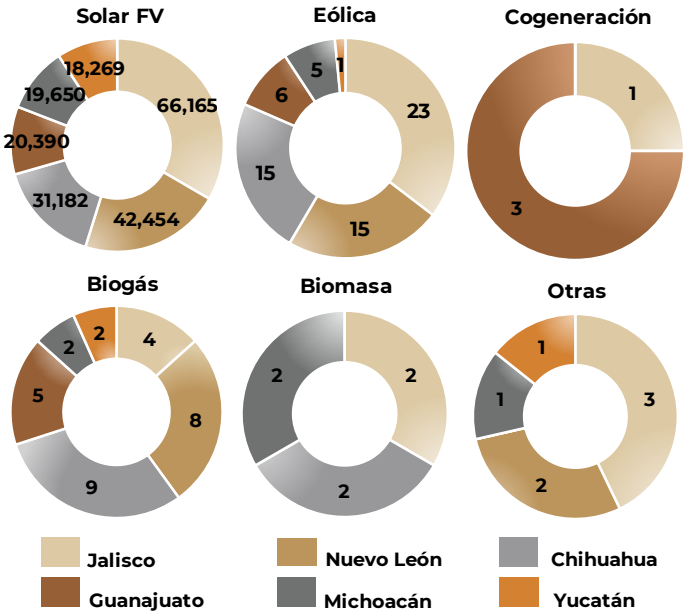
[37] Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII. DOF 11 de agosto de 2014

FIGURA 6.3.20. EVOLUCIÓN 2019-2023 DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON TECNOLOGÍA BIOMASA, BIOGÁS Y EÓLICA



De acuerdo con la información de la CFE[38] , los estados con mayor número de contratos son: Jalisco 17.5 %, Nuevo León 11.2 %, Chihuahua 8.2 %, Guanajuato 5.4 %, Michoacán 5.2 % y Yucatán 4.3 %, mismos que concentran más de 198 mil contratos del total que tienen una distribución de contratos por tecnología como se muestra en la Figura 6.3.21.

FIGURA 6.3.21. ENTIDAD FEDERATIVA CON MAYOR NÚMERO DE CONTRATOS DE GD POR TECNOLOGÍA.



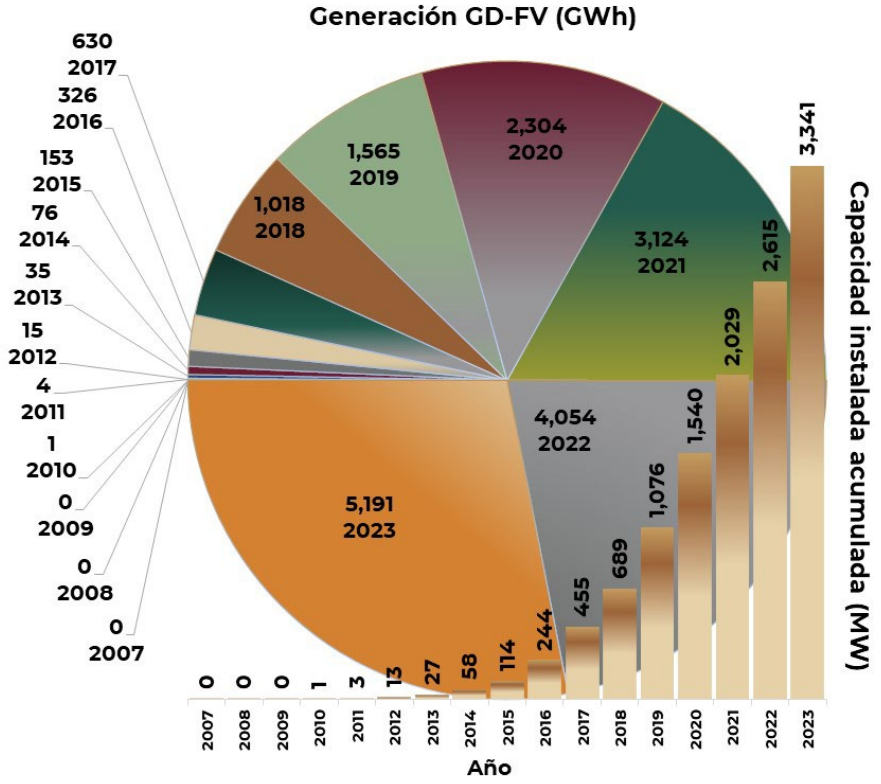
GD con fuente de energía solar fotovoltaica

[38] Portal SIRESI-GD CFE-Distribución.

En el mundo el uso de la energía solar es el que ha tomado mayor impulso, y para el SEN no es la excepción, la aportación de la GD-FV ocupa más del 99.3 %, al generar electricidad dentro de los Centros de Carga o fuera de los Centros de Carga para consumo de los sectores residencial, comercial y servicios, aprovechando las horas de irradiación solar durante el día. Lo anterior contribuye con los siguientes beneficios: disminución de las pérdidas por efecto Joule I^2R en la transformación y transporte al no generar la energía eléctrica desde las grandes centrales eléctricas con la matriz energética disponible del SEN y de esta forma también se evitan emisiones de CO^2e, al medio ambiente.

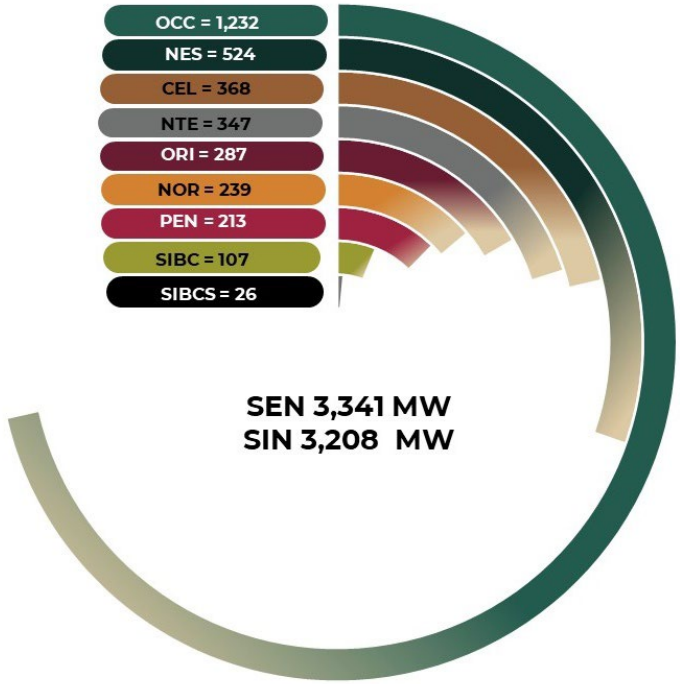
En 2023 la GD-FV del SEN alcanza más de 400 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 3,341 MW con una producción de energía eléctrica estimada de 5,191 GWh, en la Figura 6.3.22 se muestra el crecimiento del 2007-2023 de los conceptos antes mencionados.

FIGURA 6.3.22. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA Y GENERACIÓN APORTADA POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2007-2023



Durante el 2023 fue instalada una capacidad de 726 MW de GD-FV en las regiones que integran el SEN y que se estimó generaron 690 GWh, en la Figura 6.3.23 se presenta la contribución de la capacidad instalada acumulada por cada una de las GCR, como en años anteriores la GCR OCC es la que va lidereando la concentración de GD-FV con un 36.9 %, seguido del NES con 15.7 % y en menor porcentaje el SIBC y SIBCS con 3.2 % y 0.8 %, respectivamente.

FIGURA 6.3.23. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD FV POR GCR 2023.



ENTORNO ECONÓMICO 2023

Durante el 2023, el proceso deflacionario continuó avanzando, con una inflación general anual de 4.7 %, luego de que en 2022 cerrará en 7.8 %. Por componente, el índice subyacente resultó de 5.1 %, mientras que el no subyacente fue de 3.4 %; del índice no subyacente destaca los precios de los energéticos con un crecimiento anual de apenas 0.06 %. En 2022, el índice subyacente y no subyacente crecieron 8.4 % y 6.3 %, en ese orden[39].

En 2023, la tasa de referencia inicio en 10.5 % y cerró con 11.3 %, siendo el mayor registro histórico. Con relación a 2022 se incrementó 75 puntos base[40]; en cuanto al tipo de cambio promedio mensual de todo el año se apreció 11.8 % respecto a 2022 llegando 17.7 pesos por dólar, siendo el registro más bajo desde 2016. Los menores niveles del tipo de cambio contribuyeron a la reducción de los precios de los bienes importados.

El saldo de la balanza comercial de 2023 presentó un déficit de 5,464 millones de dólares, siendo menor al presentado en 2022 (déficit de 26,879 millones de dólares). Lo anterior fue posible por el menor déficit de la balanza de productos petrolero y por el incremento del superávit de la balanza de productos no petroleros. De las exportaciones no petroleras, el 83.35 % fueron dirigidas a Estados Unidos[41].

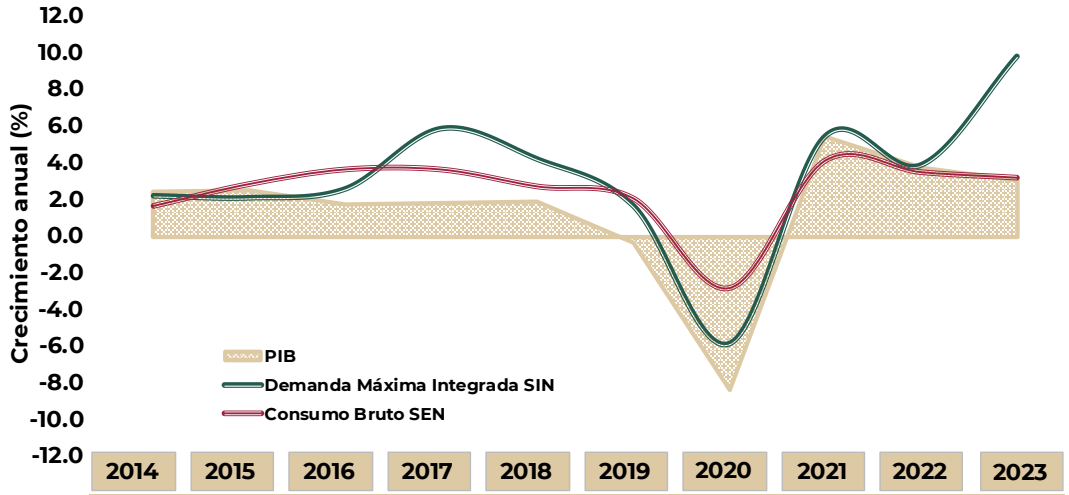
[39] INEGI. Comunicado de prensa número 8/24 con fecha del 09 de enero de 2024. Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), diciembre 2023.
[40] BANXICO. Sistema de Información Económica, tasa de interés objetivo.
[41] INEGI. Comunicado de prensa número 32/24 con fecha del 26 de enero de 2024. Información Oportuna sobre la Balanza Comercial de mercancías en México, diciembre 2023.

El precio promedio de la mezcla mexicana se situó en 71.2 dólares por barril, cifra menor en 18.2 dólares con respecto al promedio de 2022[42].

De forma global persistió el ascenso de la actividad económica de México con un crecimiento sostenible del orden del 3.2 %. Lo anterior fue gracias al buen desempeño de los sectores económicos, de los cuales el industrial tuvo el mayor avance con una tasa del 3.5 %, seguido del sector servicios con 3.1 %, y el agrícola con 1.9 %[43]. En el tercer trimestre de 2023 las actividades que presentaron el mayor auge económico fueron las primarias (5.6 %) y secundarias (4.4 %), impulsados por la agricultura y la construcción. Para el caso de las actividades terciarias, en el primer trimestre se observó su mejor despeño con un crecimiento de 3.8 %.

En cuanto a la industria eléctrica para 2023 registró un incremento anual de 3.2 % en el consumo bruto y 9.9 % en la demanda máxima integrada bruta, con relación al 2022. El comportamiento de estas dos variables guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB, tal y como se observa en la Figura 6.3.24, donde se muestra la evolución histórica 2014 – 2023 de estos tres indicadores, mientras el PIB creció a una TMCA de 1.4 %, el consumo bruto lo hizo al 2.5 %.

FIGURA 6.3.24. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO BRUTO SEN Y DEMANDA MÁXIMA DEL SIN 2014 – 2023



Tasa Media de Crecimiento Anual		
Demanda Máxima Integrada SIN	Consumo Bruto SEN	PIB
3.2	2.5	1.4

EFECTOS EN EL CONSUMO FINAL 2023

El consumo de energía que registran estos sectores de consumo final puede interpretarse como un reflejo de la actividad económica y del comportamiento que podría esperarse más adelante. En los últimos 10 años, los sectores de consumo han presentado un comportamiento diferenciado. El sector servicios ha presentado una disminución constante en su consumo, disminuyendo 7.1 % a tasa media anual en la última década. Lo anterior se explica debido a las mejoras tecnológicas que han provocado un uso más eficiente de la energía y el suministro a través de paneles solares en el alumbrado público,

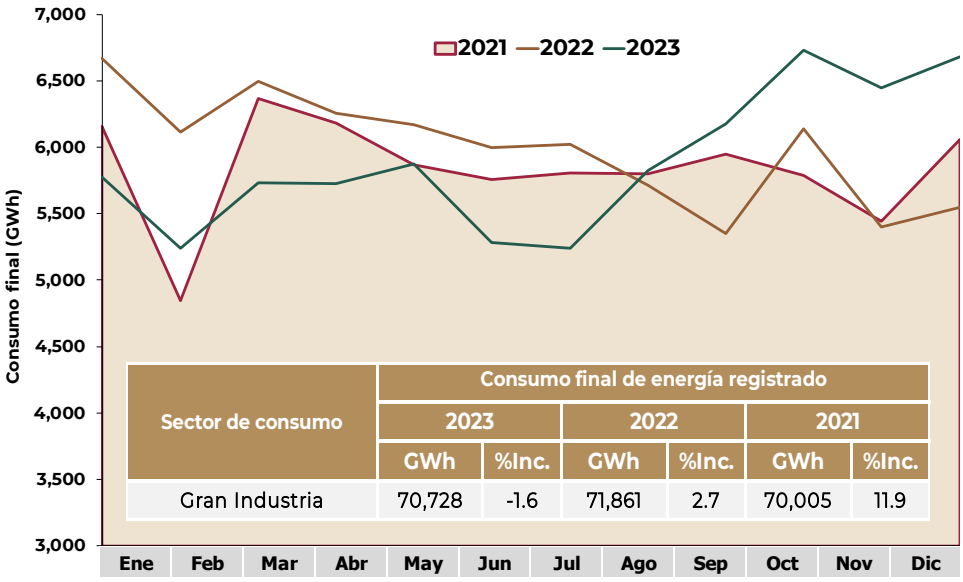
[42] BANXICO. Precio de la mezcla mexicana de petróleo.
[43] INEGI. Comunicado de prensa número 131/24. 22 de febrero de 2024. PIB. Cuarto trimestre de 2023.

principalmente. El bombeo agrícola es el sector que más ha aumentado su consumo creciendo a una TMCA de 4.6 %. Le sigue el sector residencial 4 %, mediana empresa 3.5 %, la gran industria 2.7 % y, finalmente, los comercios 2.4 %.

Un sector particularmente importante por su relevancia para la economía es la gran industria. En él, se agrupan a las grandes empresas productoras del país que son muy intensivas en su consumo energético como siderúrgicas, cementeras, armadoras de autos, mineras, cerveceras, entre otras. Si bien la cantidad de usuarios industriales sólo representa el 0.003 % (alrededor de 1,200), en consumo representan el 23.7 % del total. De acuerdo con cifras del INEGI[44], en el año 2023, las actividades económicas secundarias crecieron 3.6 % a tasa anual lo que da cuenta del dinamismo del sector.

En la Figura 6.3.25. se observa el desempeño mensual de la gran industria en los últimos 3 años. En el año 2021, este sector creció 11.9 % a tasa anual, en clara recuperación después del confinamiento ocasionado por la pandemia de COVID-19. Durante 2022, continuó la recuperación en el consumo registrando una tasa de crecimiento anual de 2.7 %. Si bien este sector suele no mostrar grandes variaciones estacionales a lo largo del año se aprecia que, a partir del segundo semestre de 2023, se registra una tendencia al alza en el consumo de energía. Sin embargo, el consumo final cerró 1.6 % por debajo de la cifra alcanzada en 2022.

FIGURA 6.3.25. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR GRAN INDUSTRIA 2021, 2022 Y 2023.



Sector de consumo	Consumo final de energía registrado					
	2023		2022		2021	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Gran Industria	70,728	-1.6	71,861	2.7	70,005	11.9

6.4 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2024 — 2038

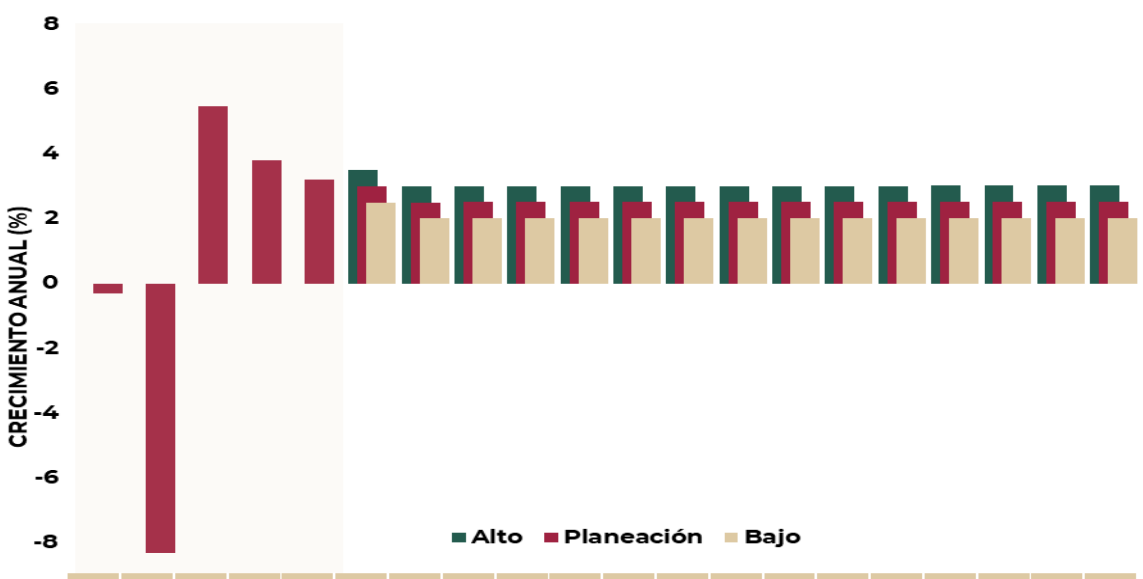
Las expectativas económicas de crecimiento para el país contemplan tres escenarios de estudio en un periodo de quince años con tasas positivas. En el escenario de planeación se espera tener un crecimiento promedio de 2.5 %. En un escenario más optimista (alto) el crecimiento calculado es de 3 %, mientras que en el escenario bajo se estima un avance de 2 %, como se muestra en la Figura 6.4.1. Por actividad económica, en el escenario de planeación se predice una TMCA de 2.2 % para las actividades primarias, 2.5 % para las secundarias y 2.6 % para las terciarias.

[44] INEGI. Comunicado de prensa número 131/24. 22 de febrero de 2024. PIB. Cuarto trimestre de 2023.

Por regiones del país, se espera que, con la reconfiguración geográfica de las industrias a nivel global, entidades federativas con frontera con Estados Unidos se vean beneficiadas, pues existe un avistamiento de demanda por espacios para instalar infraestructura proveniente de nuevas inversiones. De igual forma, se considera el avance que ha tenido México en materia comercial, al consolidarse como uno de los principales socios comerciales de Estados Unidos.

Organismos internacionales como el Fondo Monetario estimó que México en 2024 crezca 2.4 % y para 2025, 1.4 %[45] . De igual forma, para los mismos años, el Banco Mundial prevé que la economía del país avance 2.3 % y 2.1 %, respectivamente. Estas expectativas están basadas ante un avance más lento de la disminución de la inflación y la moderación de la demanda interna durante el próximo año[46] .

FIGURA 6.4.1. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL 2024 – 2038.[47]



2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038

Tasa Media de Crecimiento Anual		
Alto	**Planeación**	**Bajo**
3.0	**2.5**	**2.0**

FUENTE: Escenarios macroeconómicos proporcionados por SENER.

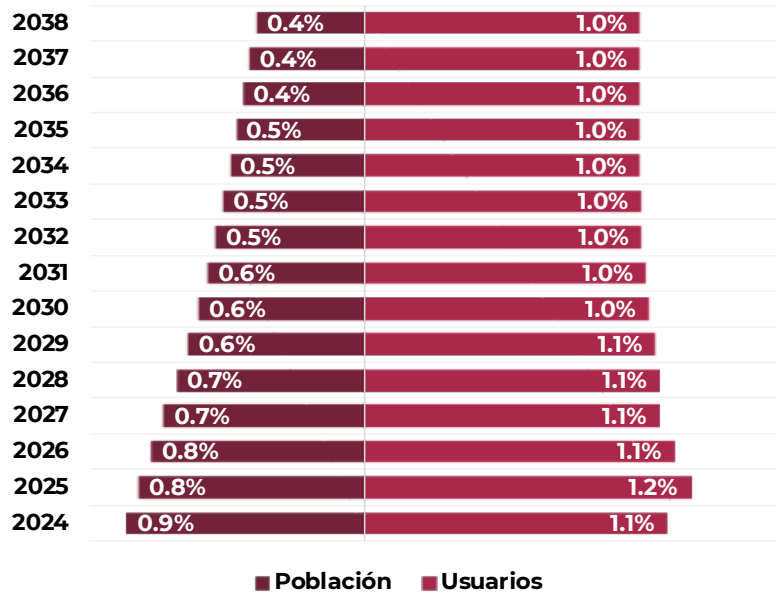
[45] Fondo Monetario Internacional. Actualización de Perspectivas de la Economía Mundial. Abril 2024.
[46] Banco Mundial. Informe Económico América Latina y el Caribe. Competencia ¿el ingrediente que falta para crecer? Abril de 2024
[47] Fuente: SENER

CRECIMIENTO POBLACIONAL Y USUARIOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2024 — 2038

Como parte de las variables a considerar dentro de la elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica, es fundamental tomar en cuenta las expectativas de crecimiento poblacional, así como el posible crecimiento de usuarios de la industria eléctrica.

Para el periodo 2024—2038 en el escenario de planeación, el pronóstico de la población contempla una TMCA de 0.6 %, de tal forma que, en 2038 la población llegue alrededor de 141 millones de personas. Para el caso de los usuarios con suministro de energía eléctrica, el promedio de crecimiento en el periodo referido será de 1.04 %. Ver Figura 6.4.2, se espera que el comercial y residencial sean los sectores con mayor crecimiento de usuarios.

FIGURA 6.4.2. TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL POBLACIONAL Y USUARIOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2024 – 2038.[48]



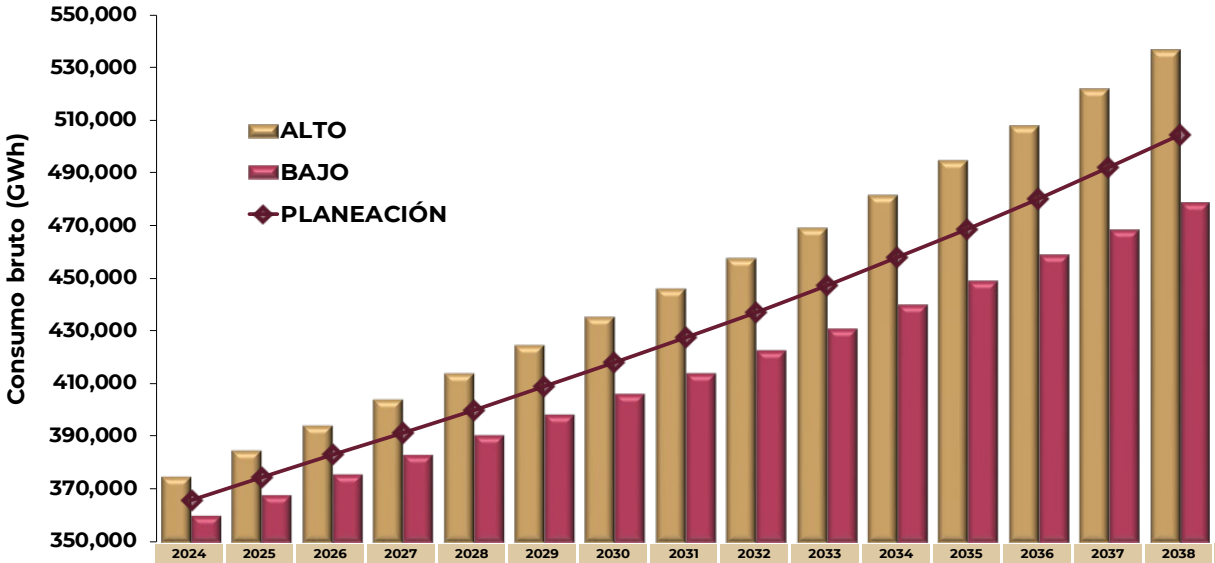
6.5 CONSUMO BRUTO 2024 – 2038

Las estimaciones de consumo bruto consideran tres escenarios de crecimiento económico (planeación, alto y bajo) para el periodo 2024 — 2038, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, el ahorro y uso eficiente electricidad, electromovilidad y generación distribuida, dando como resultado tres escenarios de crecimiento para el consumo bruto susceptibles de ocurrir en los próximos 15 años.

[48] **Fuente**: SENER

El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 54.9 % del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.1 % restante—. En la Figura 6.5.1 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una TMCA del 2.4 %, para el escenario Alto de 2.9 % y el escenario Bajo 2.1 %.

FIGURA 6.5.1. PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN (GWh) 2024 – 2038, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALTO	375,018	385,095	394,657	404,338	414,356	424,766	435,612	446,417	457,822	469,478	481,852	494,708	508,195	522,154	536,720
PLANEACIÓN	365,708	374,465	382,989	391,356	400,002	408,829	417,973	427,290	437,057	447,096	457,698	468,661	480,142	491,959	504,260
BAJO	360,125	368,201	375,914	383,236	390,797	398,456	406,409	414,419	422,700	431,196	440,114	449,296	458,898	468,724	478,935

tasa media de crecimiento anual (%), 2024 - 2038		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
2.9	2.4	2.1

CONSUMO BRUTO REGIONAL 2024 — 2038

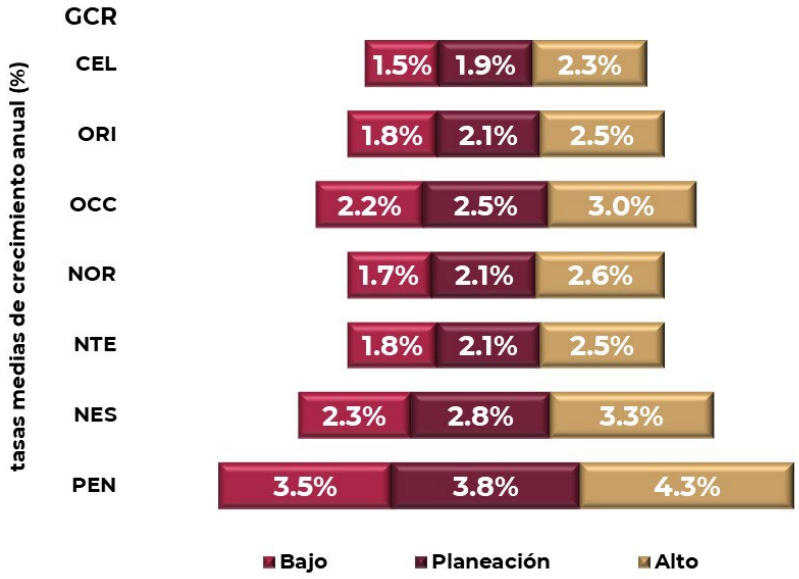
Los crecimientos estimados son reflejo de los detonantes de desarrollo económico previstos en las diferentes regiones, impulsados por una mayor inversión en infraestructura, la cual tiene como objetivo la conectividad territorial, así como impulsar la integración de cadenas de valor, por medio de la relocalización de empresas hacia los mercados objetivo. La aceleración de la ejecución de la inversión se ve reflejada en los crecimientos medios de los tres escenarios de estudio que se muestran en el Cuadro 6.5.1.

CUADRO 6.5.1. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR SISTEMAS 2024 – 2038.

tasa media de crecimiento anual (TMCA) (%) 2024-2038					
Escenario	SEN	SIN	SIBC	SIBCS	SIMUL
Alto	2.9	2.8	3.6	3.6	2.2
Planeación	2.4	2.4	3.3	3.5	2.1
Bajo	2.1	2	3	3.4	2

En el mismo sentido, en la Figura 6.5.2. se presentan las TMCA de los tres escenarios para cada una de las GCR que integran el SIN en el periodo de estudio. Tomando en cuenta el escenario de planeación, el cual es considerado como el escenario principal para la realización de estudios y evaluación de proyectos, se observa que, la península de Yucatán presenta la TMCA más altas con crecimientos de 3.5 % en el escenario bajo, 3.8 % en el escenario de planeación y 4.3 % en el escenario alto. Por el contrario, la GCR CEL, ORI, NTE y NOR se esperan crecimientos menores, estando por debajo del 2 % en el escenario bajo, para el escenario alto de 2.3 % a 2.6 % y en el escenario de planeación se estiman incrementos de 1.9 % a 2.1 %. La GCR NES y OCC crecerán en el escenario de planeación 2.8 % y 2.5 %, respectivamente, mientras que para el escenario alto se estiman crecimientos ligeramente superiores al 3 % y para el bajo se estima 2.3 % para el NES y 2.2 % el OCC.

FIGURA 6.5.2 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2024 – 2038, TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%).



En la Figura 6.5.3, se presenta el consumo bruto del escenario de planeación en porcentajes de participación para cada GCR y sistema interconectado con relación al SEN, desde el 2024 hasta el 2036. De forma constante la GCR OCC tiene una mayor participación al pasar de 21.5 % en 2024 del consumo bruto nacional hasta ubicarse en 22.1 % en 2038. Las GCR NES, PEN, SIBC, SIBCS y SIMUL muestran un comportamiento similar al OCC, es decir, aumentan su participación al final del horizonte de planeación. En tanto las GCR CEL y ORI disminuyen su participación en 2038 respecto al 2024, lo cual se debe a que son regiones más robustas y su densidad de carga no es tan dinámica como las otras regiones.

FIGURA 6.5.3. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR GCR Y SISTEMAS 2024 – 2038, PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN (%).



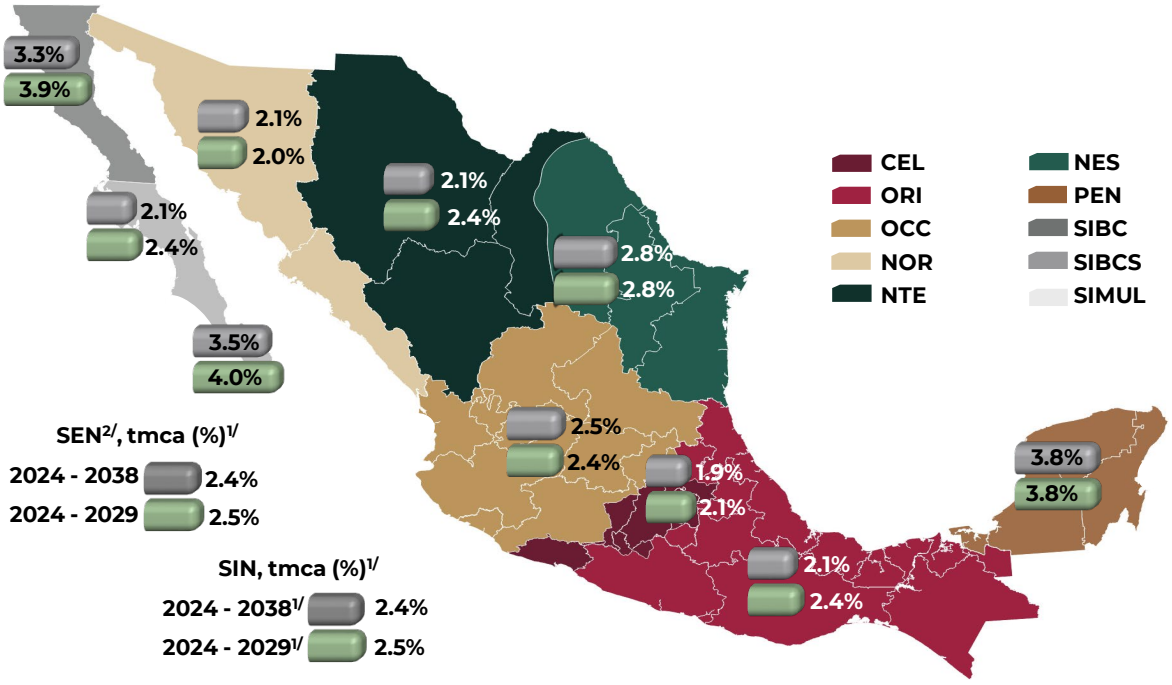
Nota: las cantidades en porcentaje pueden no sumar el 100%, debido a redondeos de cada GCR y Sistema

Para el estudio del comportamiento del Consumo Bruto para cada Gerencia y Sistema, se parte del análisis de dos periodos: mediano plazo —seis años— y largo plazo —quince años—. En lo que refiere al escenario de Planeación, en el largo plazo, la Gerencia que se estima tenga un mayor crecimiento es la PEN con una TMCA de 3.8 %, seguida de la Gerencia NES y OCC con crecimientos promedio de 2.8 % y 2.5

%, respectivamente. En cuanto a los Sistemas Interconectados, el SIBCS crecerá en promedio 3.5 %, mientras que el SIBC y SIMUL se calcula avancen 3.3 % y 2.1 %, en ese orden.

Considerando el análisis a mediano plazo, se prevé que el Consumo Bruto tenga mayor crecimiento en los Sistemas Baja California y Baja California Sur, así como en la Gerencia PEN, con crecimientos promedio superiores al 3.7 %. La GCR NES se calcula crezca 2.8 %, mientras que la NTE, OCC y ORI presentan un incremento promedio alrededor de 2.4 %. El comportamiento descrito anteriormente se puede observar en la Figura 6.5.4.

FIGURA 6.5.4. PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO
2024 – 2029 Y 2024– 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.

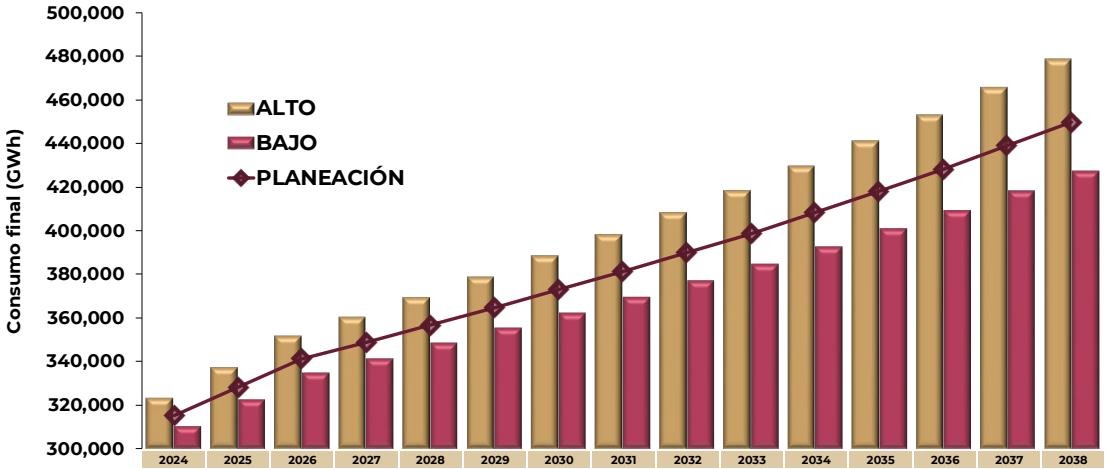


1/ TMCA, año de referencia 2023.
2/ suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBC, SIBCS y SIM.

CONSUMO FINAL 2024 — 2038

Para la estimación del consumo final de energía eléctrica se consideraron tres escenarios de estudio, donde el alto proyecta un crecimiento medio de 3.2 %, el bajo de 2.4 % y el de planeación de 2.8 %, ver Figura 6.5.5. Estos escenarios consideran premisas diferenciadas, pues el escenario alto estima un crecimiento superior para la gran industria y empresa mediana con una TMCA de 3.0 % y 3.4 %, respectivamente. Esta premisa está basada en el aumento de la producción industrial, la cual ha presentado un crecimiento sostenido desde 2021.

FIGURA 6.5.5. PRONÓSTICO DEL CONSUMO FINAL DEL SEN, 2024– 2038, ESCENARIOS



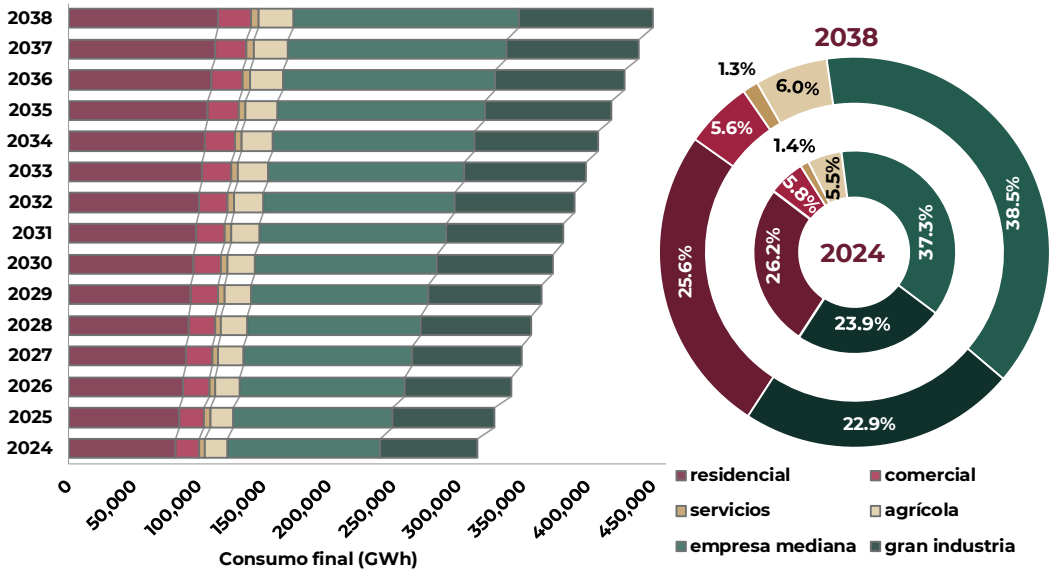
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALTO	323,314	337,494	351,734	360,460	369,576	378,974	388,647	398,277	408,408	418,787	429,820	441,352	453,413	465,938	479,013
PLANEACIÓN	315,170	328,074	341,242	348,795	356,683	364,664	372,818	381,122	389,795	398,735	408,190	418,031	428,304	438,914	449,964
BAJO	310,303	322,542	334,902	341,527	348,450	355,392	362,489	369,632	376,985	384,553	392,509	400,761	409,359	418,192	427,376

TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
3.2	2.8	2.4

En el escenario de Planeación, se espera que el sector de agrícola tenga el mayor avance con una TMCA de 3.5 %, seguido de la empresa mediana con 3 %, el sector residencial y la gran industria se estima un crecimiento medio de 2.6 %, mientras que el comercial y servicios crecerán 2.5 % y 2.4 %, respectivamente. En cuanto a la participación por sector, en el año 2024, la empresa media abarca el 37.3 % del total, llegando a 38.5 % al final de periodo.

El segundo y tercer sector con mayor consumo son el residencial y la gran industria que inician con una participación del 26.2 % y 23.9 %, en ese orden. Para 2038 el residencial consumirá el 25.6 % y la gran Industria un punto porcentual menos al de 2024. El sector comercial, agrícola y servicios consumen en conjunto el 12.6 % restante del 2024, mientras que, en 2038, aumentan su participación, llegando a 12.9 %, ver Figura 6.5.6.

FIGURA 6.5.6. PRONÓSTICO DEL CONSUMO FINAL POR SECTOR DE CONSUMO, 2024– 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



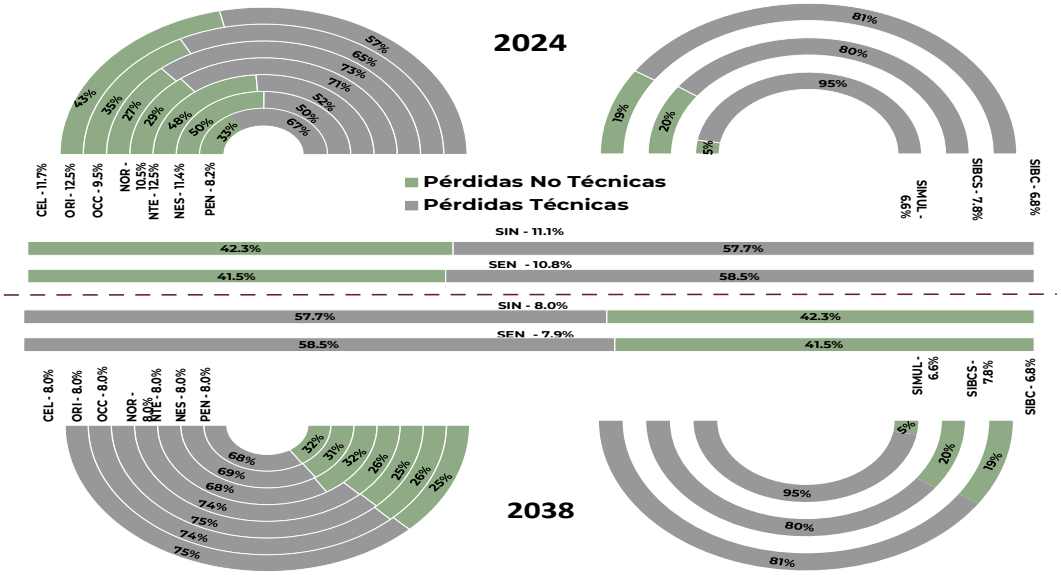
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024 — 2038

Las pérdidas de energía eléctrica en la red eléctrica de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un sistema eléctrico de potencia. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía eléctrica térmica (efecto Joule I^2R) que se desprende del paso de la electricidad a través de las Líneas de Transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía eléctrica registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición. Se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8 %. En la Figura 6.5.7 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 10.8 % de la energía eléctrica neta del sistema en el 2024. Para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8 % de la energía eléctrica neta del sistema

FIGURA 6.5.7. PRONÓSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) Y DESAGREGACIÓN DEL SEN, SISTEMAS Y GCR 2024 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.



INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO, Y CONSUMO PER CÁPITA 2024 – 2038

Del análisis del Pronóstico de Demanda y Consumo, los escenarios macroeconómicos y las prospectivas poblacionales y de cantidad de clientes se puede conocer el desempeño de ciertos indicadores que arrojan información valiosa sobre el consumo regional relacionado con la riqueza, los usuarios del servicio eléctrico y los habitantes. Así, es posible identificar si se presenta un mejor uso de la energía o, en su caso, un patrón diferente que se considere importante de estudiar. En esta sección se describe el comportamiento esperado de los siguientes indicadores.

INTENSIDAD ENERGÉTICA 2024 – 2038

Si bien se estima que, a nivel mundial, el indicador de intensidad energética decrezca a una tasa anual de 1.7 % para el periodo 2024 – 2038[49], en el caso de México, las proyecciones estiman que la intensidad energética para el SEN prácticamente se mantenga sin cambios, al pasar de 14.8 a 14.4Wh/$ para el mismo periodo. Una vez que obras de infraestructura como el Tren Maya, el Tren Transístmico o el Tren México-Toluca entren en funcionamiento, se continúen aprovechando las ventajas y oportunidades que ofrece el nearshoring y la electromovilidad sea cada vez más accesible, se estima un alto potencial de crecimiento del consumo eléctrico en el país. Dicho crecimiento se prevé que sea encabezado por los sectores de consumo empresa mediana y agrícola y que, además, será impulsado por la expansión de los centros de datos y en virtud de que, la incorporación de medios de transporte eléctricos, tanto públicos como privados, sea cada vez más común. Históricamente se ha observado que el crecimiento económico suele ser menor al del consumo eléctrico. En un periodo de 10 años (2014-2023), la TMCA del PIB fue de 1.4 %, mientras que, por ejemplo, el consumo bruto, creció a una tasa media anual de 2.5 % durante el mismo periodo.

[49] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2023. https://www.eia.gov/opendata/browser/ieo/2023

Las GCR ORI y CEL, en el año 2038, continuarán con una intensidad energética inferior a la nacional (14.2 y 8.3 Wh/$, respectivamente). Es de destacar la GCR PEN, ya que pasa de 13.4 Wh/$ en 2024 a 15.7 Wh/$ en 2038, es decir un crecimiento de 1.2 % promedio anual, debido a que se prevé un importante repunte en el consumo de electricidad como consecuencia del incremento en las actividades turísticas y comerciales detonadas por el Tren Maya y el Tren Transístmico. Se espera que las GCR OCC, NOR, NTE, NES, PEN y los SIBC y SIBCS tengan una intensidad energética superior a la nacional a finales de 2038. Sobresale la GCR NTE que, aunque disminuye su intensidad energética en el periodo analizado, sigue siendo la que posee el indicador más alto con 21.4 Wh/$. En el periodo 2024-2038, se espera que, para el SEN, la TMCA de la intensidad energética decrezca 0.1 %.

CONSUMO MEDIO 2024 – 2038

Mientras que el crecimiento esperado en el consumo neto es de 2.4 % a TMCA para el periodo 2024– 2038, para el caso de los usuarios es de 1.0 %. En 2023, los sectores mediana empresa y gran industria representaron el 61.1 % del consumo final con únicamente el 0.01 % de los usuarios. Como tal, los pronósticos consideran que esta tendencia continúe en el futuro, por lo que se espera que, al ser mayor el crecimiento del consumo de electricidad que el de los usuarios, el consumo medio aumente.

En la Figura 6.5.8 se observa que, en el año 2024, las GCR CEL, ORI y OCC poseen indicadores inferiores al nacional en lo que respecta al consumo medio. Para el año 2038, destaca la GCR PEN y los SIBC y SIBCS que presentan las TMCA más altas (2.3 %, 2.3 % y 3.4 %, respectivamente). Se espera que la interconexión de estos sistemas aislados con el resto del país incremente el consumo de electricidad. Las GCR NOR, NTE y NES completan las GCR que, en 2038, mantendrán un consumo medio superior al del SEN. Las GCR CEL, ORI y OCC, por el contrario, seguirán estando por debajo. Para el SEN, se prevé que la TMCA del consumo medio sea de 1.4 % en el periodo 2024-2038.

CONSUMO PER CÁPITA 2024 – 2038

Las proyecciones de la EIA[50] estiman en su caso base, para el periodo 2024 — 2038, que, a nivel internacional, el consumo per cápita de electricidad tendrá una TMCA de 0.9 %, la generación neta tendrá una TMCA de 1.5 % y se espera que, para el 2038, la electricidad producida con fuentes renovables represente el 44.8 % de la matriz energética, aumentando en promedio 4.1 % por año. Para el mismo periodo, se estima que la TMCA más alta sea para la generación fotovoltaica (8.1 %), seguida de la geotérmica y eólica (5.8 % y 5.6 %, respectivamente). En cuanto a la generación por medio de petróleo, se estima decrezca a una tasa media anual de 10.2 %.

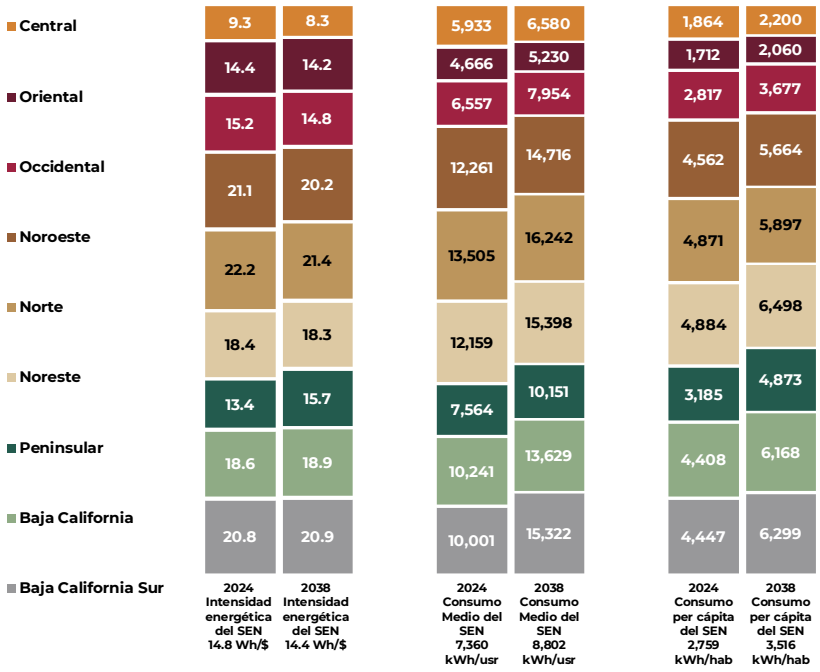
Si bien los conflictos geopolíticos provocaron un regreso en el corto plazo a fuentes de energía convencionales, también motivaron la aceleración del cambio en la matriz energética. En el largo plazo (2038), se prevé que la producción de electricidad con base en líquidos prácticamente desaparezca pues sólo representará el 0.4 % del total. La generación nuclear corresponderá al 8.9 % de la matriz energética, mientras que, el carbón y el gas natural aportarán el 26.3 % y el 19.6 % de la generación neta, respectivamente.

Para el SEN, se estima que la población del país crezca a una TMCA de 0.6 % para el periodo 2024 – 2038, mientras que, el crecimiento en el consumo neto se espera sea de 2.4 % a tasa media anual. Dado que se pronostica que el ritmo de crecimiento de la población vaya disminuyendo en el futuro como ha ocurrido en los últimos años y que el crecimiento del consumo de electricidad continúe aumentando, el consumo per cápita también tenderá a incrementarse en los próximos 15 años.

[50] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2023. https://www.eia.gov/opendata/browser/ieo/2023

En 2024, las GCR CEL y ORI son las únicas con indicadores de consumo per cápita inferiores al del SEN, lo cual mantienen al final del periodo. Para el resto de las GCR y los SIBC y SIBCS, se pronóstica que conserven un consumo per cápita superior al nacional, destacando, nuevamente, ambas Penínsulas por poseer las TMCA más elevadas: 3.2 % para la GCR PEN, 2.7 % para el SIBC y 2.8 % para el SIBCS. Para el SEN, se prevé que la TMCA anual del consumo per cápita sea de 1.8 %.

FIGURA 6.5.8. PRONÓSTICO DE INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2024– 2038.



6.6 ELECTROMOVILIDAD 2024 — 2038

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021-2024, describe las siguientes acciones[51].

1. Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una Alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.
2. Promover la inclusión de normas lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.
3. Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
4. Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
5. Modificar la norma sobre emisiones de bióxido de carbono aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163).

[51] Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 08 de noviembre de 2021.

6. Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
7. Reducir las emisiones de CO_2e y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
8. Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26), se promovió la aceleración de la transición a vehículos 100 % cero emisiones indica que los representantes de gobiernos, empresas y otras organizaciones con influencia sobre el futuro de la industria automotriz y el transporte por carretera, se comprometen a acelerar rápidamente la transición a vehículos de emisión cero para lograr los objetivos del Acuerdo de París. En dicha declaración, los fabricantes de automóviles también se comprometieron para alcanzar el objetivo de que todos los vehículos nuevos sean cero emisiones para 2035 en los principales mercados[52] .

La movilidad eléctrica se está acelerando en muchos lugares del país y la infraestructura de carga de VE y VEHC es primordial. De acuerdo con la información del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI[53]), hasta el mes de noviembre de 2023 las ventas de solo vehículos eléctricos ascienden a 16,889 unidades; por lo que, derivado del crecimiento en la adquisición de este tipo de carros, es importante promover el despliegue de infraestructura de carga que propicie una adecuada cobertura de la energía eléctrica que requieren los usuarios para la carga de estos autos en todo el territorio nacional de una forma segura para los consumidores y el Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, la IEA considera necesario analizar las redes de distribución considerando las variaciones posibles y que para elaborar estos análisis se requieren de manera inicial el contar con información detallada sobre los perfiles de consumo, preferencias de carga, entre otras.

En tanto México migra hacia la electromovilidad, especialistas advierten sobre la necesidad de alistar más estaciones de carga, las cuales sean seguras tanto para los usuarios como para los automóviles. En México hasta el 2021 hay un total de 2,541 estaciones de carga públicas para autos eléctricos, mientras que para el 2038 se estima que existan alrededor de 21,799 estaciones de carga[54] .

La CFE diseña y ejecuta políticas públicas que promuevan el desarrollo del mercado de movilidad eléctrica; dentro de estas destacan el Proyecto para la Promoción de la Movilidad Eléctrica por medio de la Inversión en Infraestructura de recarga (PEII), un proyecto operado por el PAESE, en colaboración con la Secretaría de Energía (SENER) y el Fondo para la Transición energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).

Por medio de este proyecto, se instalarán 100 electrolineras universales públicas y gratuitas en la Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara, las tres ciudades más afectadas por la contaminación vehicular en el país; asimismo, se desplegarán 9 corredores eléctricos distribuidos en 10 estados de la república. Estos cubrirán desde el estado de Morelos, la Ciudad de México, el estado de México, Querétaro, Guanajuato, Jalisco y Aguascalientes. El corredor norte cubrirá desde la ciudad norteamericana de Mc Allen, hasta Reynosa, Tamaulipas, seguido de Monterrey, Nuevo León y Saltillo, Coahuila[55] .

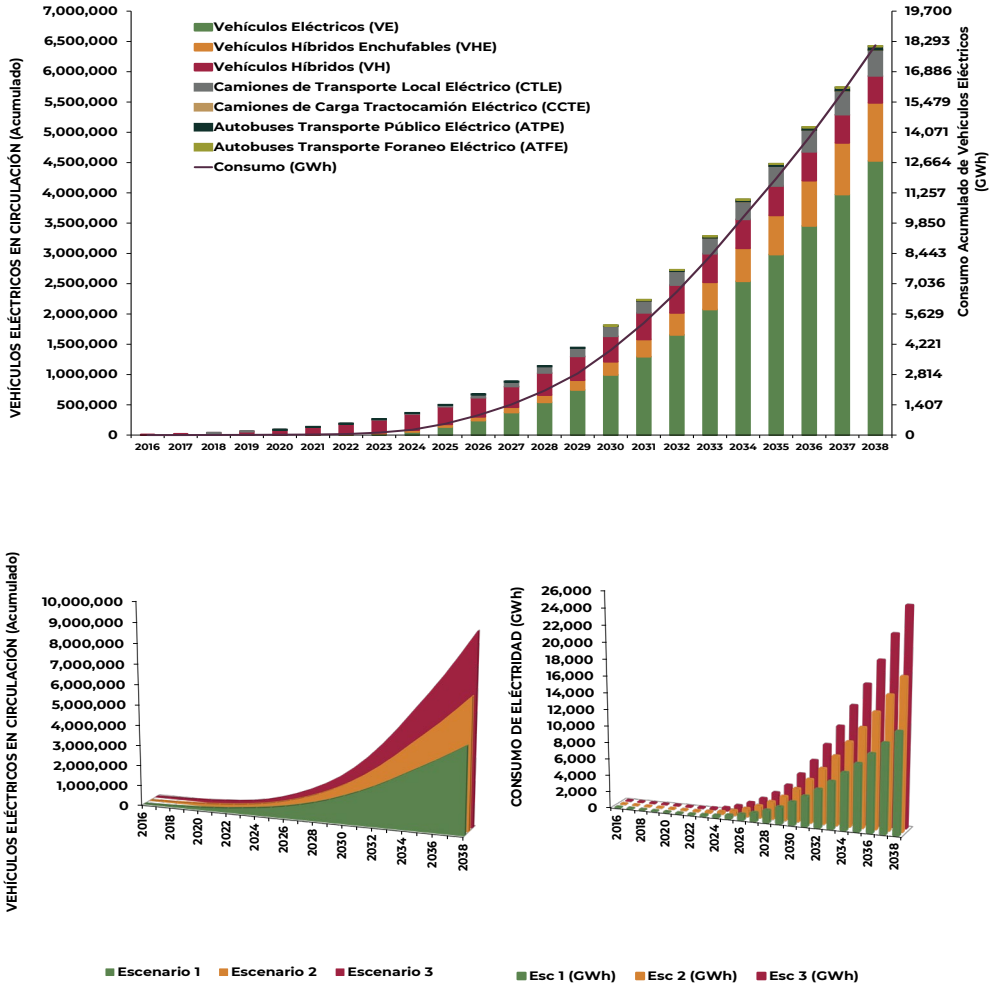
Para el 2038, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) alcanza la integración de alrededor de 6.4 millones de vehículos eléctricos[56] , lo que significaría el 35.1 % de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2038. Se considera un escenario de menor impacto de electromovilidad (escenario 1), el cual contempla la

[52]https://www.anves.org/post/m%C3%A9xico-se-compromete-a-que-todos-los-autos-nuevos-que-se-vendan-en-2040-sean-cero-emisiones.
[53]https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/interactivos/?px=RAIAVL_11&bd=RAIAVL
CONAMER - Sistema de Mejora Regulatoria (cofemersimir.gob.mx)
[54] Con información de la Coordinación del PAESE-CFE.
[55]https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/Pages/electrolinieras.aspx
[56] Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

incorporación de 4.3 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de electromovilidad (escenario 3) el cual asciende a 9.3 millones de vehículos eléctricos.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2038 en el escenario de planeación estaría desagregada de la siguiente manera: 70.6 % eléctricos, 14.9 % híbridos enchufables, 7 % híbridos, 6.7 % eléctricos de carga ligeros, 0.8 % autobuses eléctricos, 0.01 % de camiones de carga pesada y 0.04 % autobuses eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 6.6.1.

FIGURA 6.6.1 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016 – 2038



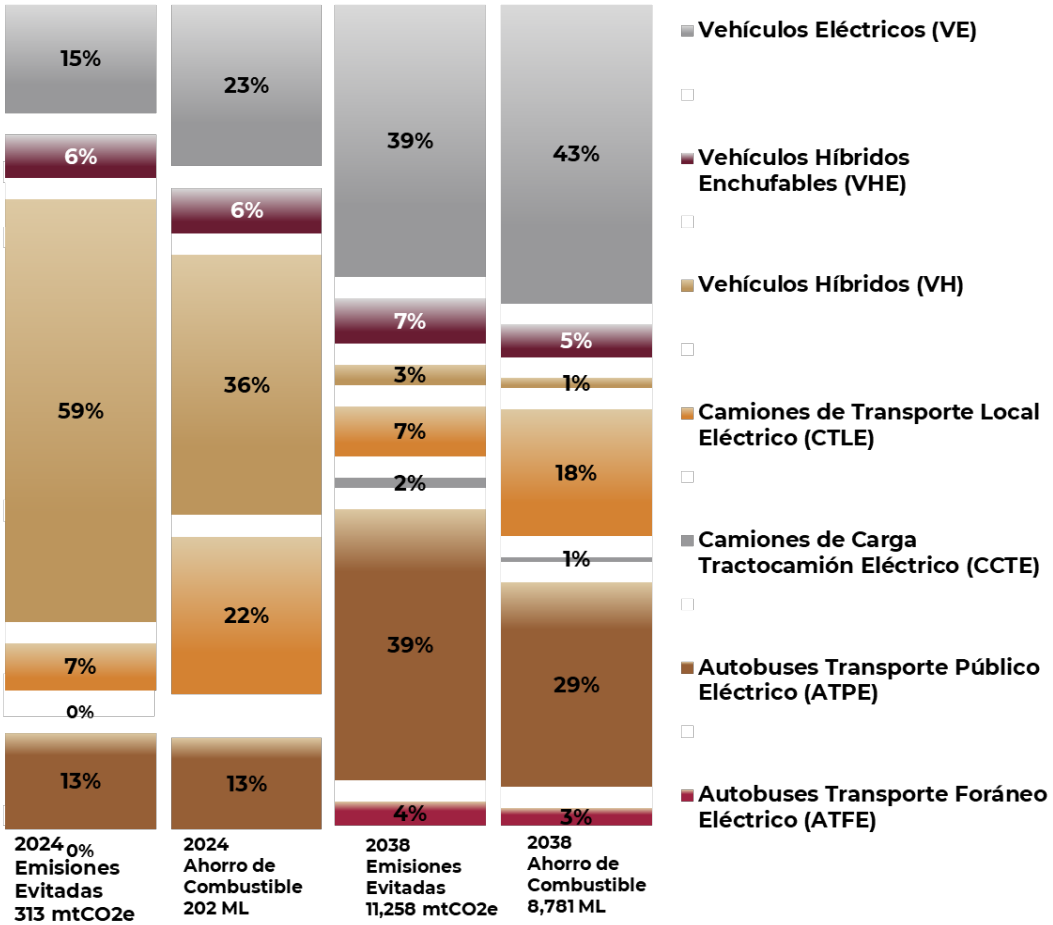
En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VEHC, requieren 38.5 % de la energía eléctrica que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2024 el consumo de electricidad sea de 249 GWh, la energía eléctrica requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 18,113 GWh lo que representaría en 3.6 % del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 2.4 % y 5.1 % respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2024-2038 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 313 mtCO2e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalentes) a 11,258

mtCO²e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 202 millones de litros ahorrados pasen a 8,781 millones como se muestra en la Figura 6.6.2. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2038, las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 7,828 mtCO2e y 14,214 mtCO2e respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles, este se ubica en 6,051 y 12,167 millones de litros de combustible.

FIGURA 6.6.2. EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2024 Y 2038

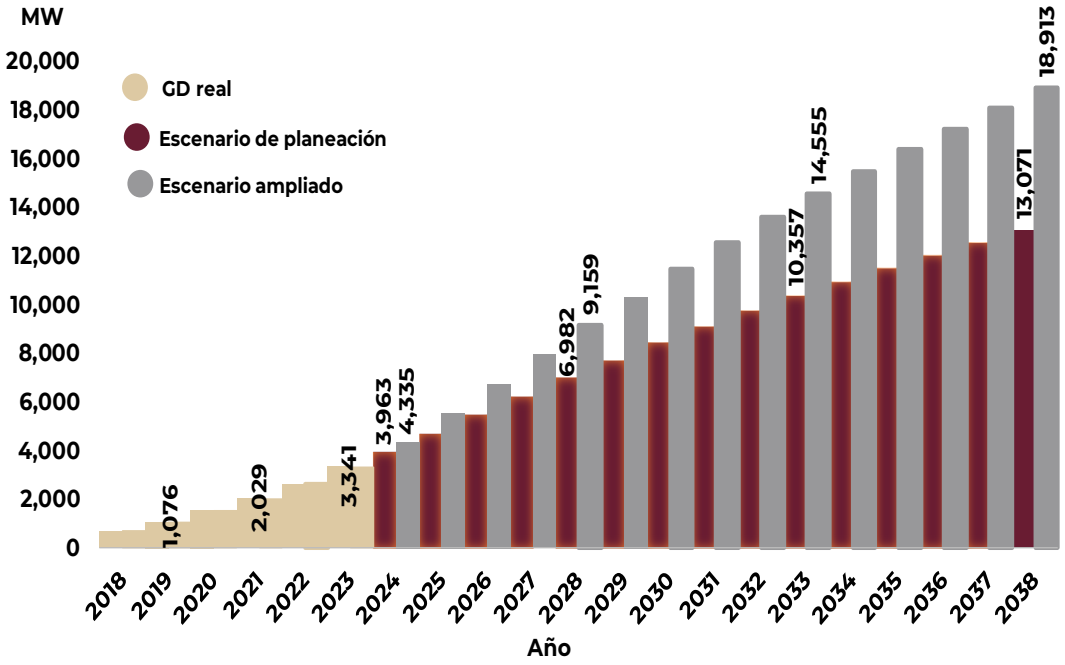


6.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2024 — 2038

La participación de la GD seguirá su impulso debido a los beneficios que aporta a los usuarios, como son: incremento en la Confiabilidad, aumento en la Calidad de la energía eléctrica, reducción en el número de interrupciones, uso eficiente de la energía eléctrica, menor costo, uso de energías renovables y disminución de emisiones contaminantes. Sin duda la tecnología solar fotovoltaica trae consigo estos beneficios, y como se describió anteriormente es la tecnología que ha sobresalido en el mercado de la GD, por ello se presentarán a continuación, las proyecciones de GD-FV para los próximos 15 años, donde se muestra la evolución de la capacidad instalada (MW) y la generación de energía eléctrica (GWh) aportada a las RGD del SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo es previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a la GD.

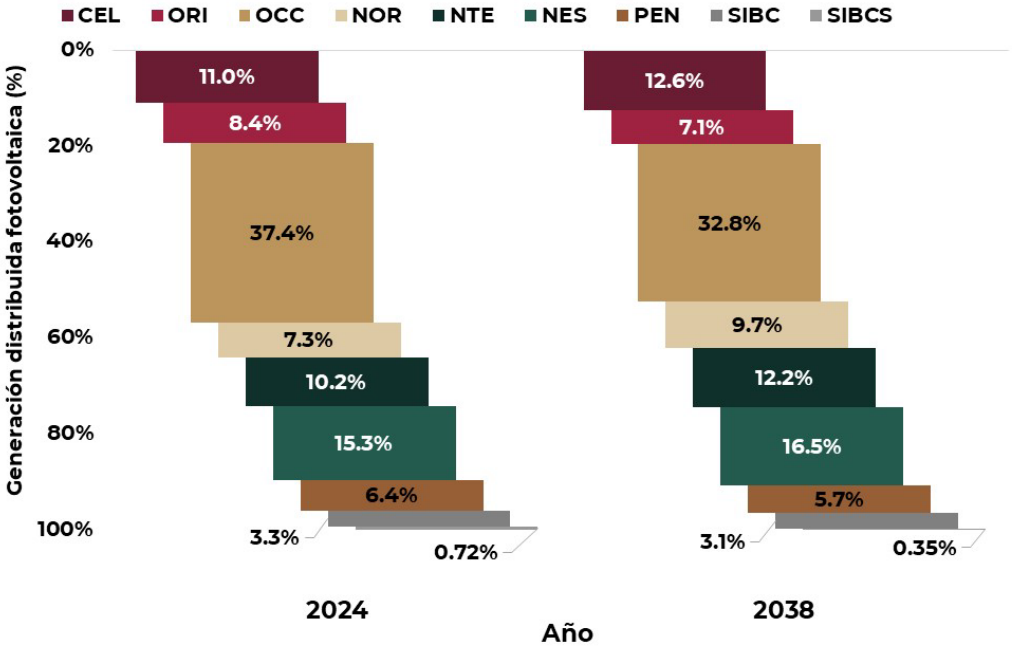
En la Figura 6.7.1 se presenta el despliegue anual de la capacidad instalada acumulada de la GD-FV para los dos escenarios, se estima en el periodo 2024-2038 una TMCA de 9.5 %, para el escenario de planeación, con una capacidad instalada en 2024 de 3,963 MW y en 2038 se alcanzará los 13,071 MW. Para el mismo periodo se prevé una TMCA de 12.3 % en el escenario ampliado.

FIGURA 6.7.1. CAPACIDAD INSTALADA GD-FV (MW) 2024 — 2038.



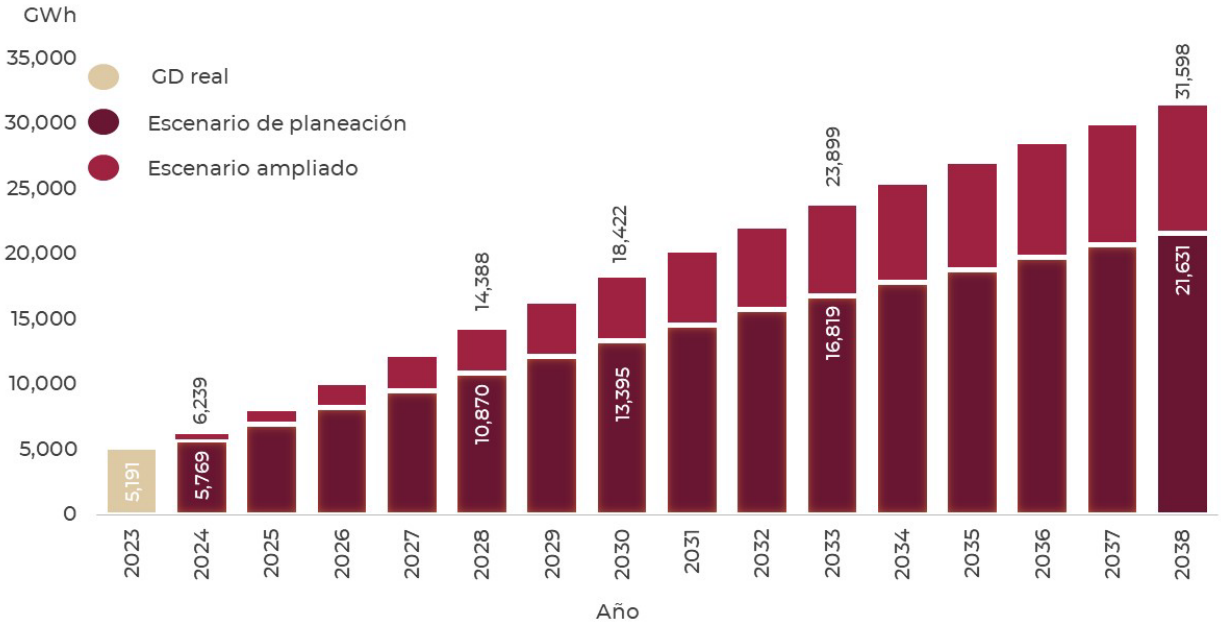
La distribución de la capacidad instalada de GD FV acumulada, en el escenario de planeación, guarda las siguientes posiciones de participación como se puede apreciar en la Figura 6.7.2, en ella se observa que en 2038 la GCR OCC, NES y CEL con 32.8 %, 16.5 % y 12.6 % permanecen en primero, segundo y tercer lugar igual que en 2024, en cambio la GCR NOR gana una posición al pasar de 7.3 % en 2024 a 9.7 % en 2038, mientras que la GCR ORI desciende un lugar al pasar de 8.4 % a 7.1 % en 2038. En la Figura 6.35 también se expone que, en 2038, los SIBC y SIBCS con 3.1 % y 0.3 % respectivamente, tienen la menor contribución de generación distribuida fotovoltaica.

FIGURA 6.7.2. PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV POR GCR Y SISTEMAS 2024 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN. (%)



La generación de energía eléctrica (GWh) a incorporarse debido a la GD-FV en el SEN, para los dos escenarios antes descritos durante el periodo de estudio, se muestra en la Figura 6.7.3, en el escenario de Planeación se estima un valor de 21,631 GWh en 2038 y que, para el escenario con mayor dinamismo en ese mismo año, la producción de electricidad de GD-FV se ubicará con 31,598 GWh.

FIGURA 6.7.3. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA DE GD-FV EN EL SEN 2024-2038 ESCENARIO DE PLANEACIÓN Y AMPLIADO. (GWh)



6.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA 2024 – 2038

A continuación, en esta sección se mencionarán algunas propiedades de la curva de demanda máxima integrada, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. En el análisis histórico se observó un patrón de comportamiento, donde la demanda máxima tiene ocurrencia entre las 16:00 y 17:00 horas en los meses de verano.

En la Figura 6.8.1 se centra en el análisis del escenario de planeación, particularmente en los años 2024 (primer año de pronóstico), 2029 (año en donde la demanda máxima integrada bruta cambia de la tarde a la noche), 2033, 2038 (último año del horizonte de estudio). En la parte superior de la Figura 6.8.1 se observa una de las características más relevantes de la curva de demanda máxima bruta integrada por unidad para la elaboración de los casos de estudio y es la que se refiere al comportamiento de la estacionalidad mensual, la cual para los cuatro años de estudio presenta la ocurrencia de la demanda máxima anual en el mes de junio.

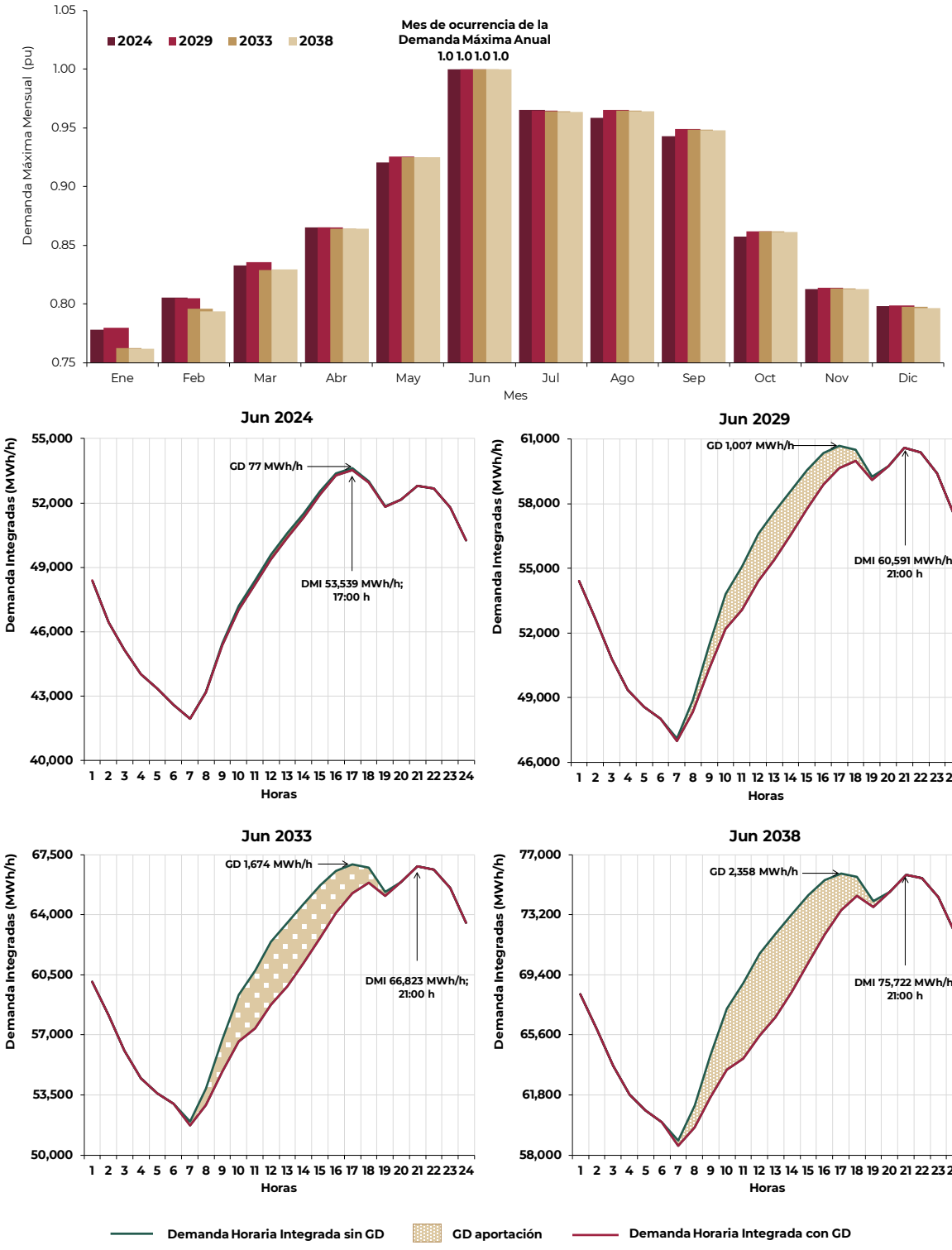
Con base a lo mencionado en la Figura 6.8.1 en donde se hace referencia a la proyección de la capacidad instalada de la GD-FV y con los comportamientos típicos de los perfiles de GD-FV por cada GCR que integra el SIN, se realiza la estimación de la aportación de esta tecnología a la curva de demanda horaria a partir del año 1 de pronóstico, considerando solamente la capacidad instalada acumulada a incorporarse en el periodo de estudio de 2024 – 2038, como se aprecia en la Figura 6.8.1. Una de las características de la curva de GD-FV es que su mayor participación se da en los meses fríos, para el caso de 2024 presentará una participación de 304 MWh/h en el mes de enero a las 12:00 h, mientras para los años 2029 y 2033 se estima un aporte máximo de 3,245 y 5,376 MWh/h ambas en enero a las 12:00 h, y para el final del horizonte se esperan 7,599 MWh/h.

Para 2024 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV alcancen los 3,963 MW, mientras que en 2029 se estima que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 7,716 MW y al final del horizonte de Planeación se prevé una capacidad total de 13,071 MW instalados.

En la parte inferior, se muestran cuatro gráficos correspondientes al día del mes de junio en el que sucede la demanda máxima del año en estudio, así como, la representación de la influencia de la generación distribuida en el comportamiento de la curva de demanda. En donde se considera la aportación máxima de GD a la demanda horaria del SIN, por ejemplo: para 2024 se espera una aportación de 210 MWh/h a las 12:00 h, mientras que para los años 2029 y 2033 se tiene considerada una participación de 2,221 y 3,714 MWh/h respectivamente a las 13:00 h ambas y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD de 5,268 MWh/h a las 13:00 h.

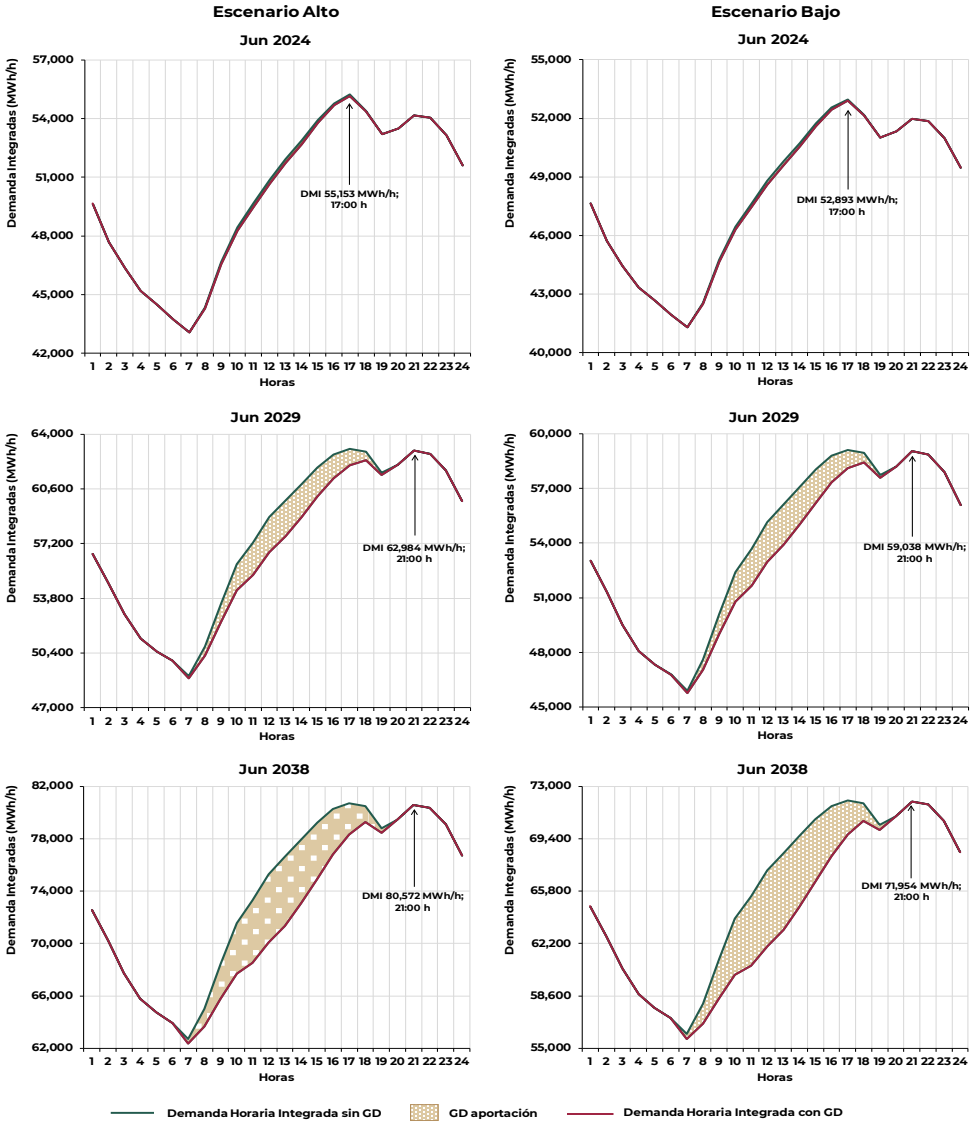
Agregando a lo anterior, en la Figura 6.8.1 se estima que en 2024 la demanda máxima integrada del SIN será de 53,539 MWh/h a las 17:00 h y con una aportación de GD por 77 MWh/h, sin embargo, a partir de 2029 se aprecia un cambio significativo en el comportamiento de la curva horaria de la demanda, provocado por el aumento de la penetración de GD, ya que la aportación de la GD por 1,007 MWh/h a la demanda de las 17:00 h hará que la demanda máxima del SIN se registre en la noche, a las 21:00 h por un valor de 60,591 MWh/h, esperando que este comportamiento se mantenga hasta el final del horizonte de estudio. Para el año 2038 se espera que la aportación de la GD a la demanda de la tarde sea de 2,358 MWh/h desplazando la hora de ocurrencia de la demanda máxima nuevamente a las 21:00 h con un valor de 75,722 MWh/h.

FIGURA 6.8.1. COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA BRUTA EN EL DÍA DE OCURRENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN: 2024, 2029, 2033 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.



En la Figura 6.8.2 se muestra el comportamiento horario del día de ocurrencia de la demanda máxima para los escenarios alto y bajo. Al igual que en el escenario de Planeación, la aportación de la GD a la demanda máxima integrada se mantiene constante. Para el 2024 se estima una participación de 77 MWh/h por parte de la GD en ambos escenarios, dando como resultado una demanda máxima integrada de 55,153 MWh/h en el escenario Alto y 52,893 MWh/h en el escenario Bajo, para los dos escenarios la hora de ocurrencia es a las 17:00 h. Asimismo, en 2029 al igual a lo evaluado en el escenario de Planeación se observa un cambio de comportamiento en la curva horaria de demanda para los escenarios Alto y Bajo, es decir, la demanda máxima integrada del SIN se registrará en la noche y no en la tarde. Para el final del horizonte de estudio se espera una aportación de 2,358 MWh/h a la demanda de las 17:00 h producto de la GD, lo cual influye para que a las 21:00 h se presente una demanda máxima integrada de 80,572 MWh/h para el escenario Alto, mientras que el escenario Bajo se espera una demanda de 71,954 MWh/h.

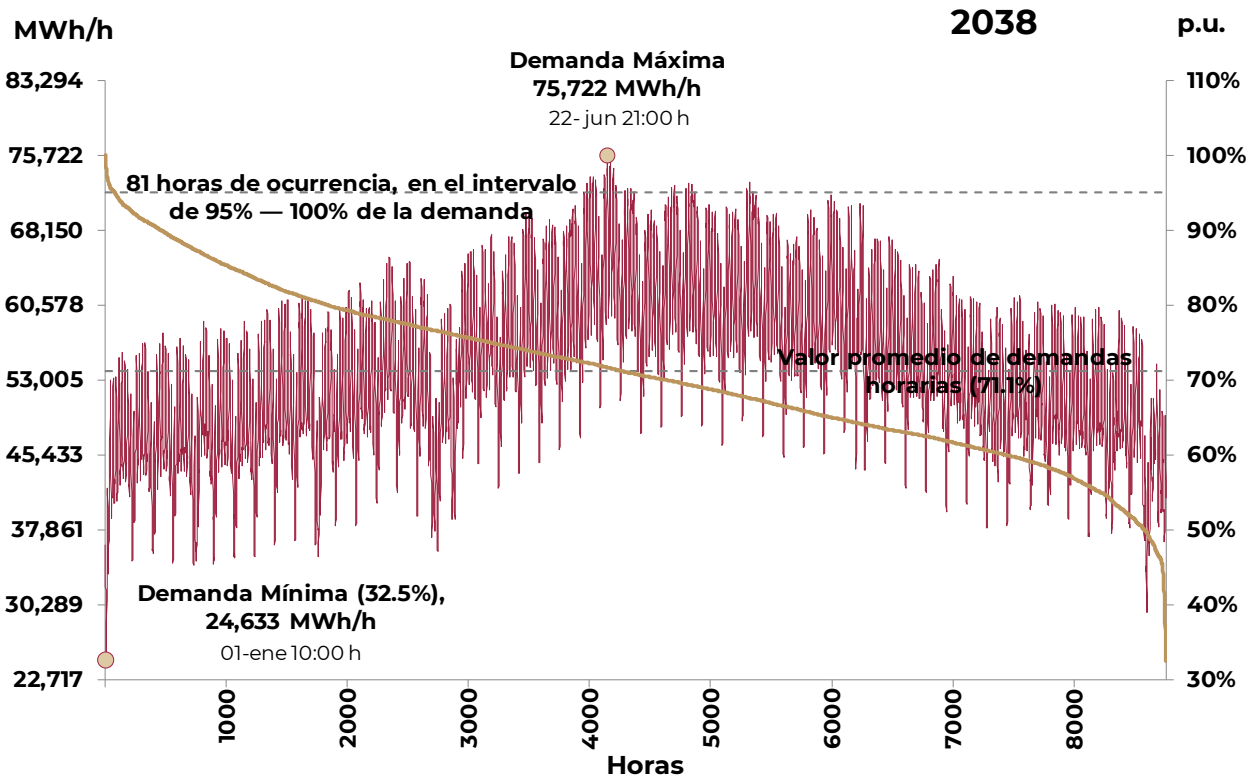
FIGURA 6.8.2. DEMANDA HORARIA INTEGRADA BRUTA EN EL DÍA DE OCURRENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2024, 2029 Y 2038, ESCENARIO ALTO Y BAJO.



Las características de la curva de duración de carga en 2038 del SIN se estima serán: una concentración de 81 horas del año en el intervalo de 95 % — 100 % de la demanda máxima integrada; la demanda mínima

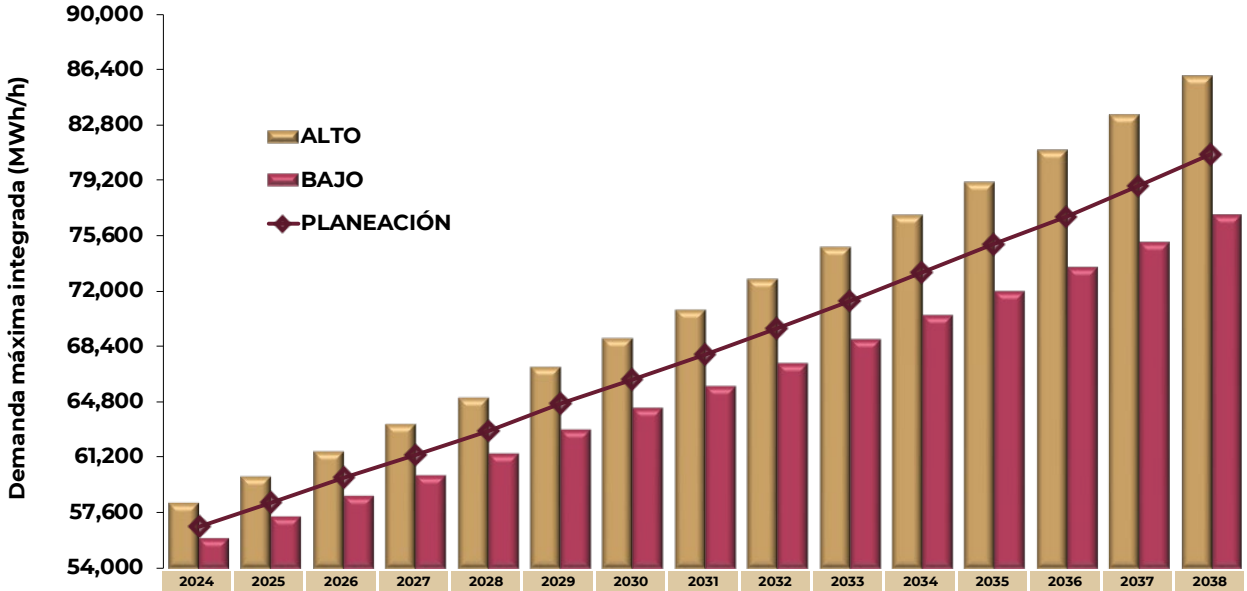
integrada se presentará al 32.5 % de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 71.1 % —factor de carga—. La demanda presentará un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentarán las demandas más altas y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registrarán las demandas mínimas integradas del sistema, como se muestra en la Figura 6.8.3.

FIGURA 6.8.3. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL SIN 2038.



En la Figura 6.8.4. se presenta la evolución para los próximos 15 años de la demanda máxima integrada bruta del SEN de los escenarios de planeación, alto y bajo. Se estima que el escenario de planeación tenga una TMCA del 2.6 %, para el escenario alto de 3 % y el escenario bajo 2.2 %.

FIGURA 6.8.4. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN[2/] 2024 – 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALTO	58,335	60,014	61,635	63,376	65,126	67,125	68,966	70,818	72,805	74,861	76,975	79,115	81,230	83,528	85,992
PLANEACIÓN	56,678	58,216	59,830	61,365	62,901	64,646	66,221	67,841	69,570	71,368	73,204	75,050	76,858	78,824	80,931
BAJO	56,007	57,374	58,739	60,110	61,478	63,036	64,425	65,841	67,336	68,890	70,461	72,030	73,550	75,207	76,986

tasa media de crecimiento anual[1/] (%), 2024 - 2038		
ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
3.0	2.6	2.2

1/ TMCA, año de referencia 2023.
2/ suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBC, SIBCS y SIMUL.

DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA REGIONAL 2024 — 2038

El pronóstico de la demanda máxima integrada bruta por región es un reflejo del dinamismo esperado de las economías regionales, las políticas en materia energética y la presencia de fenómenos meteorológicos que afectan el comportamiento de la demanda, entre otros. Para el análisis de la demanda máxima bruta se presentan tres escenarios de estudio, en el Cuadro 6.8.1 se muestran las TMCA de la demanda máxima integrada bruta por Sistema, donde el SIN, en el escenario de Planeación, crece al 2.5 %, en el escenario alto aumenta 2.9 % y en el bajo crece 2.2 %. Para los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur, se incrementan a una tasa superior a la del SEN y SIN en los tres escenarios analizados, caso contrario el SIMUL tendrá crecimientos menores al SEN y SIN.

CUADRO 6.8.1. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA POR SISTEMA ELÉCTRICO, 2024-2038.

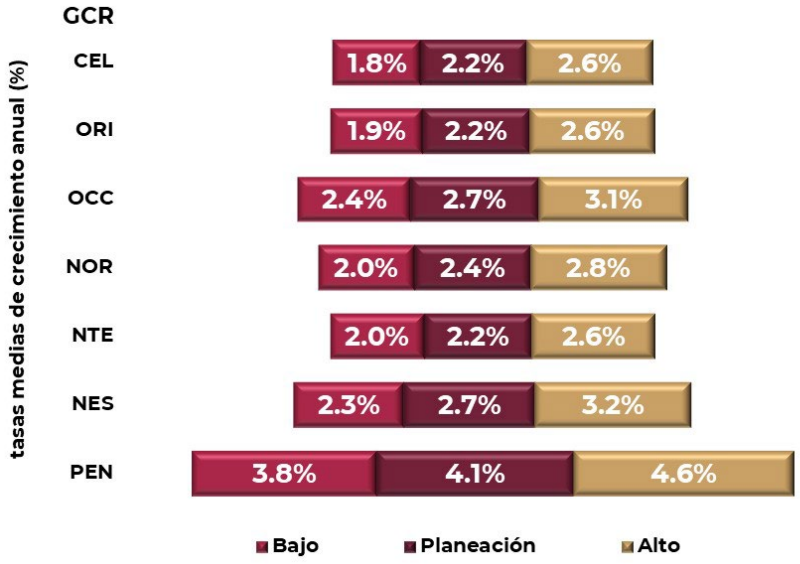
tasa media de crecimiento anual[1/] (%) 2024-2038					
Escenario	**SEN[2/]**	**SIN**	**SIBC**	**SIBCS**	**SIMUL**
Alto	3.0	2.9	3.5	3.5	2.2
Planeación	2.6	2.5	3.2	3.3	2.1
Bajo	2.2	2.2	2.9	3.3	2.0

1/ TMCA, año de referencia 2023.
2/ suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBCN, SIBCS y SIMUL.

Las TMCA de la demanda máxima integrada bruta entre el 2024 y 2038, para cada GCR se muestran en la Figura 6.8.5 de los escenarios bajo, planeación y alto. En el escenario alto, se espera que la GCR CEL, NTE y ORI aumenten en 2.6 %, seguidas de la NOR, OCC y NES con incrementos de 2.8 %, 3.1 % y 3.2 %, respectivamente. Para la GCR PEN se espera sea la región con mayor crecimiento con una TMCA de 4.6 %.

En el escenario de planeación y bajo, la GCR PEN sigue encabezando el mayor crecimiento estimado, con alzas de 4.1 % para el primer escenario y 3.8 % para el segundo. Las GCR CEL, ORI y NTE crecerán 2.2 % en el escenario de planeación y para el bajo se prevé aumenten en una tasa alrededor del 2 %. Las GCR NES y OCC con TMCA de 2.7 % en el escenario de planeación, y para el bajo, la GCR OCC crecerá 2.4 %, mientras que la NES lo hará con 2.3 %.

FIGURA 6.8.5. PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA POR GCR 2024 – 2038, TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%), ESCENARIOS.



El escenario de planeación es considerado el principal para la realización de los estudios eléctricos y evaluación de proyectos de expansión y modernización del SEN. En la Figura 6.8.6, se presentan las tasas de crecimiento anuales de la demanda máxima integrada bruta por GCR y sistemas. Se puede observar que los crecimientos anuales son diferenciados cada año, siendo la GCR PEN la que más crecimiento alcanzará en el periodo 2024 — 2038, seguida de las GCR OCC y NES.

FIGURA 6.8.6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA, 2024– 2038, TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%), ESCENARIOS DE PLANEACIÓN



Nota: las cantidades en porcentaje pueden no sumar el 100%, debido a redondeos de cada GCR y Sistema

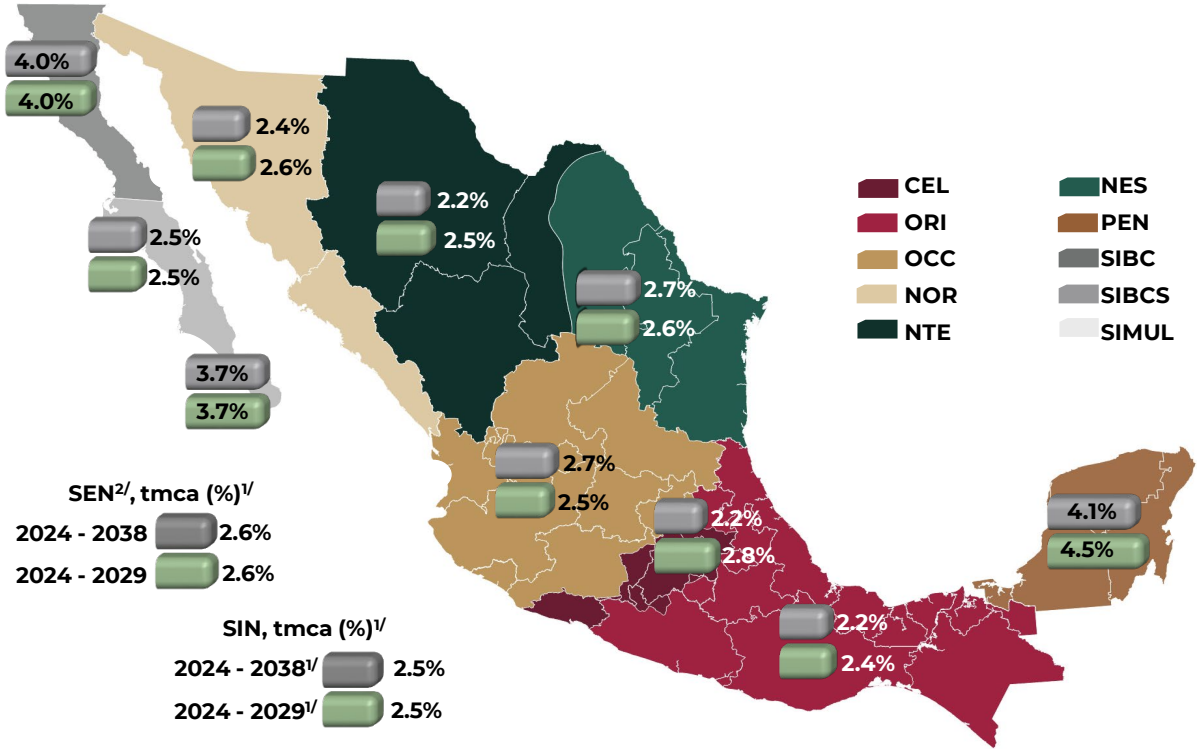
En el escenario de Planeación a mediano plazo se estiman crecimientos en la demanda máxima de las Gerencias y Sistemas, impulsados entre otros factores, por los proyectos en materia económica, así como el buen desempeño de algunos sectores de la economía, pues de acuerdo con el reporte sobre las Economías Regionales[57], existe una continuidad de la expansión económica en todas las regiones,

[57] Banxico. Reporte sobre las Economías Regionales, julio-septiembre 2023. Documento publicado el 15 de diciembre de 2023.

promovido por el aumento del gasto en construcción, sustancialmente en las Gerencias del Sur del país, donde se desarrollan algunas de las principales obras de infraestructura pública en materia de transporte. En este sentido, la GCR PEN y ORI estarían creciendo a una TMCA de 4.5 % y 2.4 %, respectivamente, durante el periodo 2024 — 2029.

Para las actividades industriales de manufactura, se espera un crecimiento considerable en los estados que abarca las Gerencias NTE, NES y OCC, las cuales tienen una expectativa de crecimiento medio del orden de 2.5 %, 2.6 % y 2.5 %, respectivamente. Esto derivado de la construcción privada de bodegas y naves industriales, relacionadas con el proceso de relocalización y en algunas entidades por las nuevas inversiones de la industria automotriz. Asimismo, el efecto de la relocalización de empresas considera como destinos de inversión a los estados de la GCR NOR y el Sistema Interconectado Baja California, contribuyendo al incremento medio de sus demandas de energía eléctrica de 2.6 % y 4 %, en ese orden. Para los estados de la GCR CEL se observa un incremento de las naves industriales relacionadas con el sector logístico, derivando en un crecimiento medio de 2.8 %. Ver Figura 6.8.7.

FIGURA 6.8.7. PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA BRUTA, 2024 – 2029 Y 2024– 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.



1/ TMCA, año de referencia 2023.
2/ suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, SIBC, SIBCS y SIMUL.

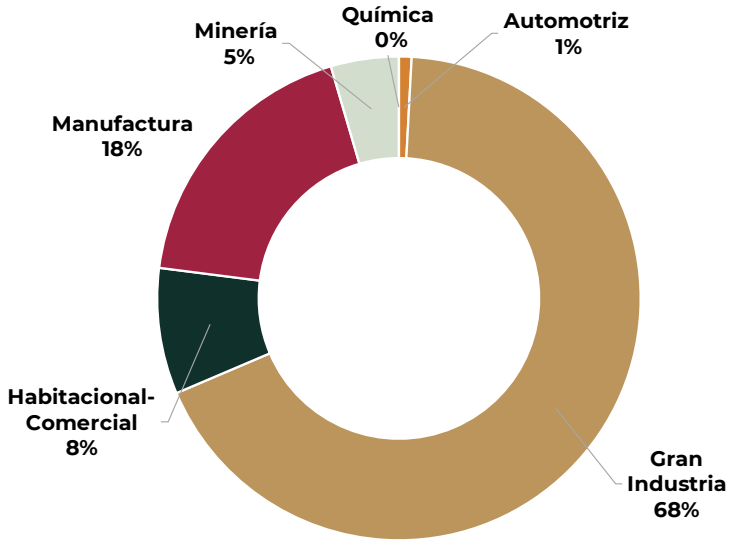
6.9 CAPACIDAD DE CENTROS DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIOS DE CONEXIÓN 2024-2026

Considerando la información generada en la Planeación del SEN, el CENACE atiende las Solicitudes de Estudios de Conexión de Centros de Carga en sus diferentes modalidades conforme a lo establecido en el Manual para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de Centros de Carga.

Al cierre de diciembre de 2023, la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 3,562 MW[58]. El 66 % de la capacidad de carga en estudio corresponde a Solicitudes nuevas y aproximadamente el 34 % de la capacidad de carga contratada en estudio corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

La Figura 6.9.1 muestra la segmentación por proceso la capacidad de carga contratada en etapa de Estudios de Conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: gran industria con el 68 %, manufactura con el 18 % y Habitacional-Comercial con el 8 %.

FIGURA 6.9.1 SEGMENTACIÓN POR TIPO DE PROCESO DE CENTROS DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO DE CONEXIÓN 2024-2026.



NOTA: Colas de conexión en enero 2024

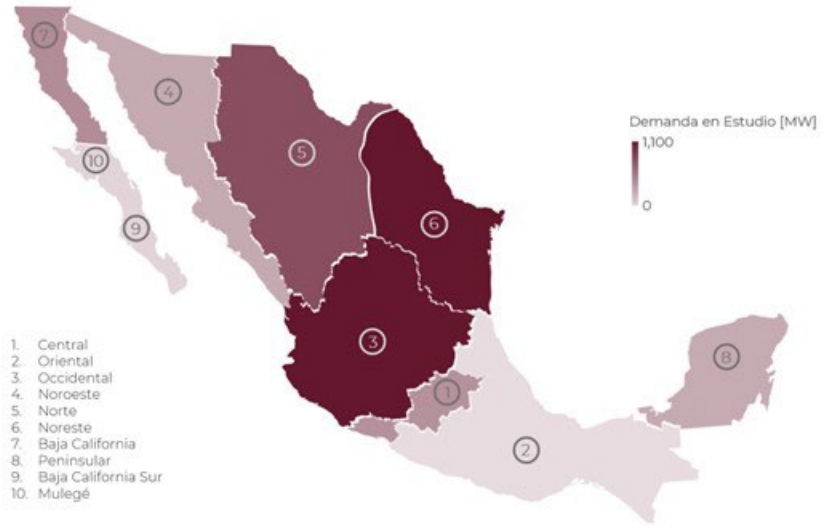
Considerando los datos de las Solicitudes de conexión mencionadas, para el 2025 se podrían conectar al SEN más de 81 % de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio, de los cuales más del 44 % de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como gran industria.

Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga de las solicitudes son: OCC, NES y NTE con aproximadamente 28 %, 28 % y 15 %, respectivamente.

En la Figura 6.9.2 se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR.

[58] Colas de conexión en enero 2024

FIGURA 6.9.2. CAPACIDAD DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO POR GCR, 2023.



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2024.

La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2024-2026 equivale aproximadamente al 5 % de la Capacidad de generación en etapa de Estudio en el mismo periodo, sin embargo, este dato solo es una referencia, ya que por la diferencia en la ubicación de los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas no podría establecerse una relación directa, asimismo resaltar que las solicitudes en estudio no tienen prelación.

En la Figura 6.9.3 se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada estado. Como se puede observar las solicitudes de estudios de conexión se concentran en los estados de las GCR NES, NTE y OCC (región Bajío).

FIGURA 6.9.3. CAPACIDAD DE CARGA EN ETAPA DE ESTUDIO POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: CENACE Colas de conexión publicadas en enero 2024.

7

Características de los escenarios de estudio

7. CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS

Durante los niveles de demanda máxima, el SEN en sus diferentes regiones está sometido normalmente a las mayores transferencias de potencia en los elementos de transmisión y transformación, mayores requerimientos de compensación, de potencia reactiva, capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la Confiabilidad.

En la planeación robusta de corto, mediano y largo plazos, es necesario la construcción de escenarios donde se evalúe el comportamiento para determinar y prever si la operación del sistema eléctrico no presenta: variaciones de tensión más allá de los límites establecidos, sobrecargas en Líneas de Transmisión y bancos de transformación, congestionamientos en las compuertas de flujo e interrupciones del suministro eléctrico o corte de carga (excepto en cargas radiales).

En este capítulo se presenta el comportamiento de los escenarios de demanda en el verano e invierno principalmente del SIN y de las regiones del norte del país, con el objetivo de identificar los momentos de mayor estrés al SEN y por consiguiente ser referencias para su estimación hacia el periodo de planeación y para el desarrollo de los diferentes estudios eléctricos de la expansión y modernización del SEN

7.1 DEMANDA MÁXIMA DE VERANO 2023

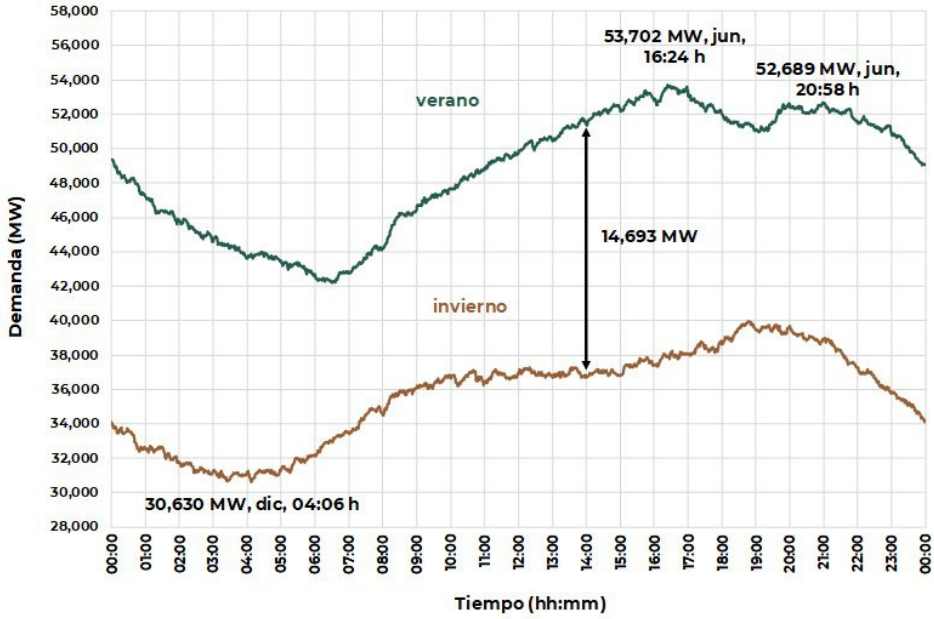
Los escenarios futuros propuestos deben mostrar a través de estudios, que la RNT y las RGD del MEM se planean de tal forma que, para las condiciones de las categorías que apliquen CdR, los Sistemas Interconectados del SEN podrán ser operados para suministrar la energía eléctrica con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad.

Así cuando los estudios que se realicen con los escenarios propuestos, se identifiquen necesidades de requerimientos de ampliación y modernización en la RNT y las RGD del MEM, se deberán proponer las soluciones técnicas que garanticen el suministro eléctrico con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad.

En las GCR NOR, NTE, NES, SIBC, SIBCS y SIMUL, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales de acuerdo con el comportamiento estadístico. Para el SIN, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:00-17:00 h, en cada huso horario regional.

En la Figura 7.1.1 se muestra con trazo en color verde el comportamiento real de la demanda instantánea del SIN en verano. Se observa que la demanda máxima instantánea ocurrió a las 16:24 h, con un valor instantáneo de 53,702 MW, siendo 1013 MW mayor que la demanda nocturna de las 20:58 h.

FIGURA 7.1.1. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023



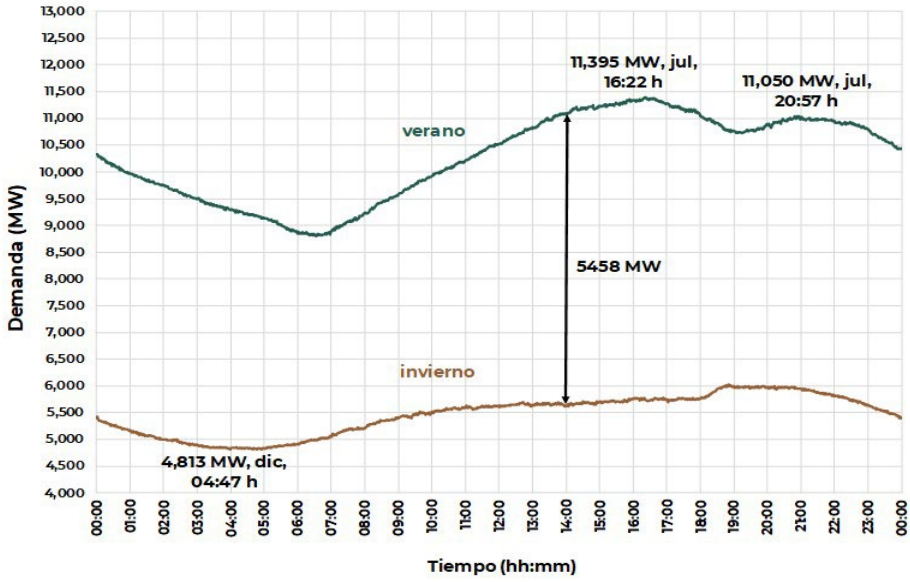
DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE VERANO, GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL NOROESTE Y NORTE 2023

La demanda máxima coincidente de las GCR NOR y NTE se presentó en el mes de julio 2023 con un pico nocturno de 11,050 MW y una diferencia de 345 MW por abajo del pico de la tarde como se indica en la Figura 7.1.2. En ella se observa el comportamiento de la demanda minuto a minuto durante las 24 horas de un día de verano e invierno. En el verano el máximo vespertino se alcanzó con una magnitud de 11,395 MW a las 16:22 h, alrededor de 3.12 % superior al pico nocturno.

Considerando la integración gradual de generación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia a través de la fuente primaria solar en las GCR NOR y NTE; donde se alcanzó la máxima aportación de dichas Centrales Eléctricas al medio día, para después iniciar su declive hasta cero MW al ocultarse el sol.

Al tener cero generación solar en la demanda máxima nocturna, se desprende la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la Red Eléctrica en estas dos regiones, para visualizar y solucionar los riesgos en la Confiabilidad y Seguridad de Despacho, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las Centrales Eléctricas locales y factibilidades de saturación en la RNT.

FIGURA 7.1.2. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023

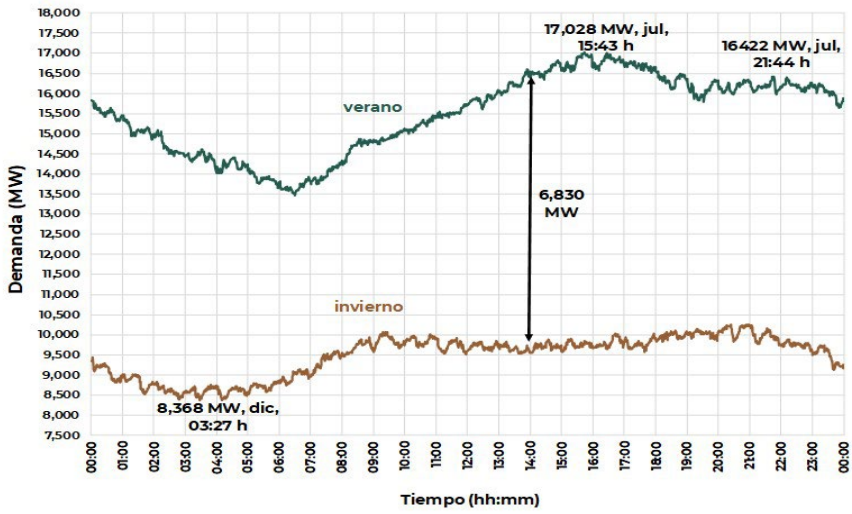


DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE VERANO, GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL NORTE Y NORESTE 2023

El comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno de la demanda máxima coincidente de las GCR NTE y NES se muestra en la Figura 7.1.3. Se distingue en verano que, la magnitud del pico nocturno está muy cercana al pico vespertino.

En el verano el pico vespertino se registró a las 15:43 h con una magnitud de la demanda de 17,028 MW, superior en 3.7 % al pico nocturno. Otro punto característico en la Figura 7.1.3 es la diferencia a las 14:00 h, entre la demanda de la curva de verano y la curva de invierno que en este caso es de 6,830 MW. El rizado que se observa en ambas curvas verano e invierno, se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico en la GCR NES.

FIGURA 7.1.3. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NORTE + NORESTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023



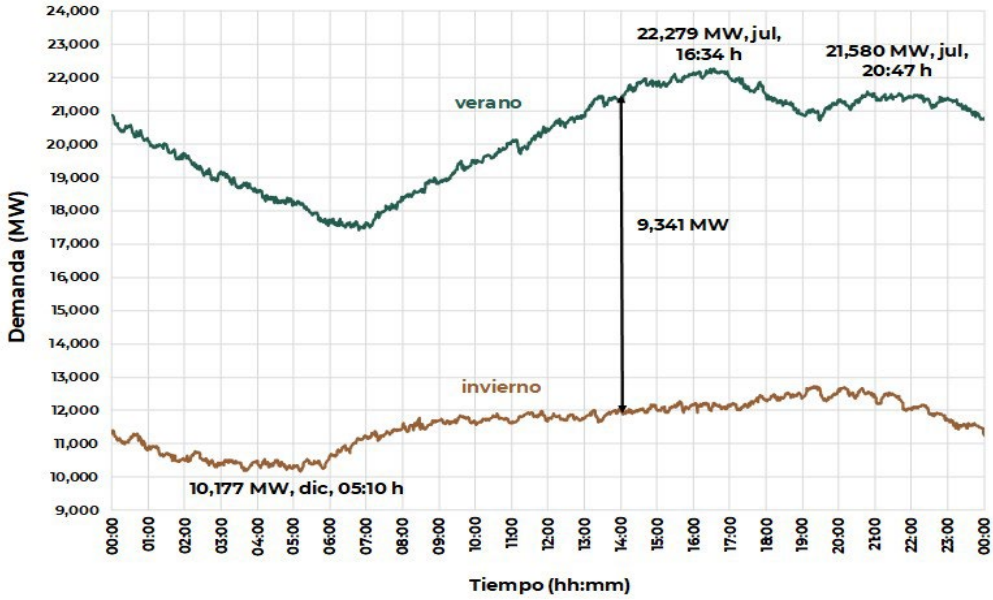
DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE VERANO, GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL NOROESTE, NORTE Y NORESTE 2023

En el mismo periodo de los puntos antes descritos de las áreas del norte, la demanda coincidente de las GCR NOR, NTE y NES, en la Figura 7.1.4. muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. La demanda máxima coincidente de estas tres GCR presenta un pico vespertino y un pico nocturno.

Durante el pico nocturno al estar fuera la generación solar de las GCR NOR y NTE principalmente, se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia por las Compuertas de Flujo con efectos de congestionamiento en la RNT, en la carga de los transformadores y en la regulación de tensión.

La magnitud de la demanda máxima coincidente de estas tres GCR en el pico por la tarde, a las 16:34 h, es de 22,279 MW, superior al pico nocturno, que alcanzó 21,580 MW a las 20:47 h. El rizado que presenta la curva horaria, como se detalló en el punto anterior, se debe al comportamiento intermitente del tipo de carga en la GCR NES, ver Figura 7.1.4.

FIGURA 7.1.4. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE + NORESTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023



DEMANDA MÁXIMA DE VERANO EN LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS BAJA CALIFORNIA, BAJA CALIFORNIA SUR Y MULEGÉ 2023

Las curvas características de la operación de los Sistemas Interconectados Baja California, Baja California Sur y Mulegé, descritos a continuación se muestra en las Figuras 7.1.5, 7.1.6. y 7.1.7. dónde la demanda máxima instantánea de verano se ha presentado estadísticamente en los meses de julio a septiembre entre las 15:00 y 17:00 h.

En la Figura 7.1.5. se observa que en 2023 la demanda máxima de verano del SIBC fue en julio, con una magnitud de 3,471 MW, a las 15:30 h. El rizado que se observa en ambas curvas verano e invierno, se debe al comportamiento intermitente de la carga de horno de arco eléctrico.

El comportamiento de la demanda de verano del SIBCS, ocurrió en agosto a las 16:36 h, con un valor de 681 MW, como se presenta en la Figura 7.1.6.

Para el SIM, como se puede ver en la Figura 7.1.7. la demanda máxima de verano fue de 36 MW en agosto de 2023 a las 14:43 h, muy cercana a las 15:00 h, como ha ocurrido estadísticamente.

FIGURA 7.1.5. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIBC EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023

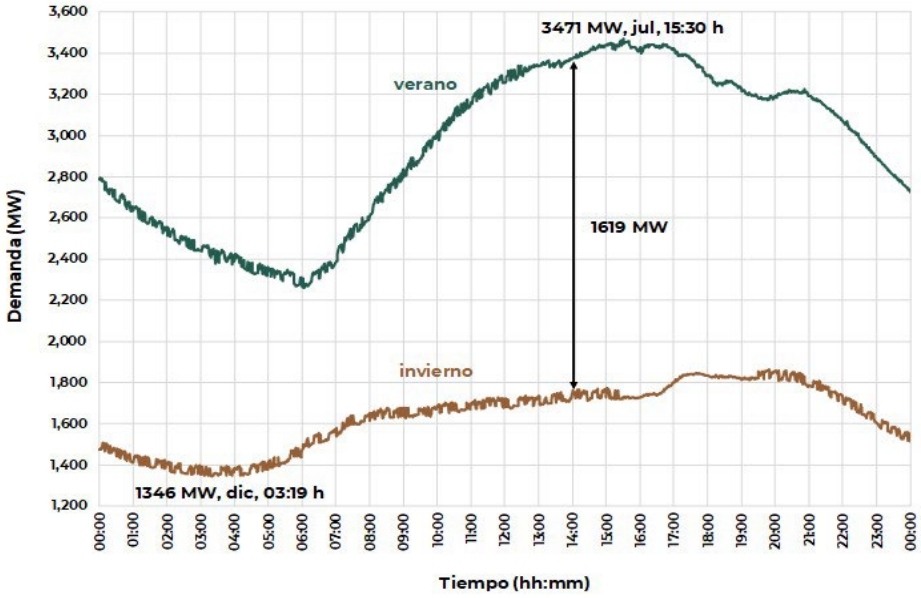


FIGURA 7.1.6. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIBCS EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023

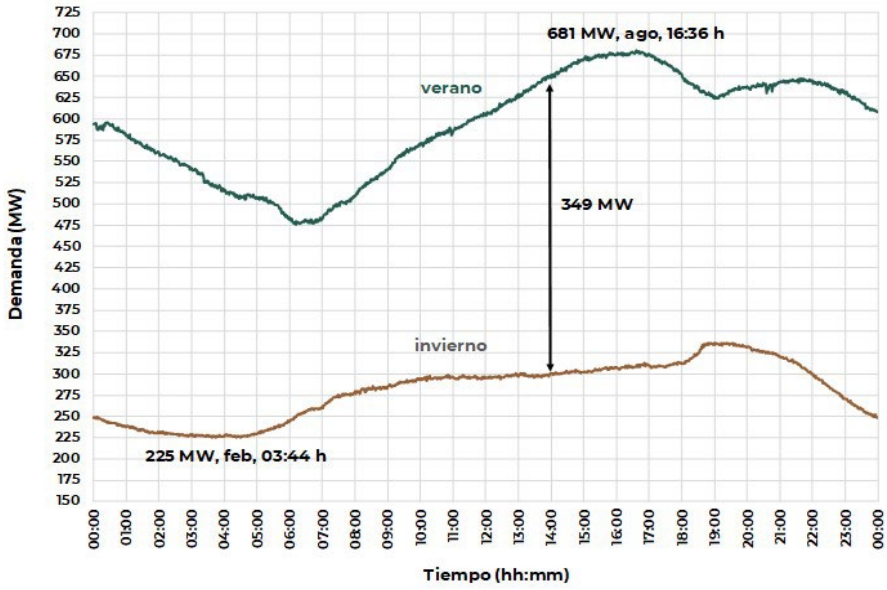
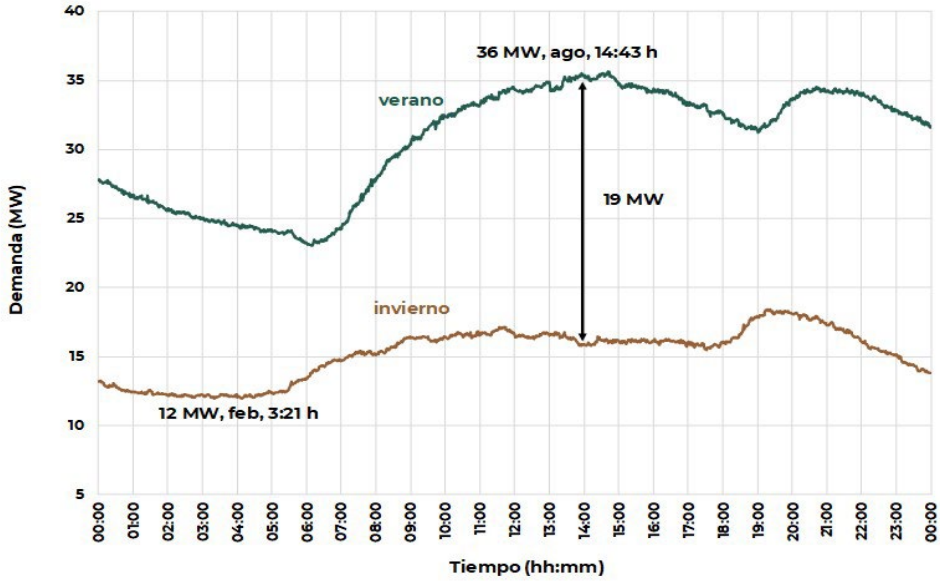


FIGURA 7.1.7. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIM EN EL VERANO E INVIERNO DE 2023



7.2 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2023

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurría la demanda máxima anual de la GCR CEL y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas, sin embargo, desde el año 2018 la demanda máxima anual se recorrió para el mes de marzo debido a la incorporación de la zona Lázaro Cárdenas. Aunado a lo anterior en 2023 debido a la ola de calor; la demanda máxima del CEL se presentó en junio, representando el 16.3% de la demanda máxima integrada del SIN. En los valores históricos esta zona presenta un déficit en su balance carga–generación, el cual prevalecerá para el escenario de planeación de acuerdo con las proyecciones del PIIRCE.

Redes Eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación presentan características especiales de estabilidad de tensión. Para este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de tensión en la zona Metropolitana de la Ciudad de México e identificación de necesidades de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva para mantener la Confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación.

En la Figura 7.1.1 se presenta el perfil minutal del día en que se registra la demanda máxima de invierno del SIN de 2023; se observa que en la época invernal la demanda máxima instantánea ocurrió a las 18:47 h.

7.3 DEMANDA MÍNIMA DE INVIERNO 2023

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2023 se presentó alrededor de las 04:06 h. En la Figura 7.1.1, se pueden notar los valores mínimos de la demanda, aproximadamente de 30,630 MW, que representan el 57.0 % de la demanda máxima de verano. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (combustóleo, carbón y gas natural), la Red Eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alta tensión; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de

potencia activa con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva, inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión.

7.4 DEMANDA MEDIA DE INVIERNO 2023

En 2023 como se muestra en la Figura 7.1.1 en el Sistema Interconectado Nacional se presentó una reducción en la demanda de 14,693 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h.

Para las tres GCR del norte dicha reducción entre la demanda de verano e invierno de las 14:00 h, fue de 9,341 MW como se expone en la Figura 7.1.4.

En esta época del año las demandas de las GCR del norte del país presentan reducciones significativas respecto al verano; la combinación de bajas demandas con alta aportación de generación solar durante el medio día y excedentes de generación convencional, podrían derivar en saturación de enlaces del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la Red Eléctrica de transmisión y transformación principalmente.

Las mismas reducciones de la demanda se pueden observar en los SIBC, SIBCS y SIMUL, pero con magnitudes de 1,619 MW, 349 MW y 19 MW, como se ilustra en las Figuras 7.1.5, 7.1.6 y 7.1.7.

7.5 COMPORTAMIENTO DE LAS GCR NOROESTE, NORTE Y NORESTE EN DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DEL SIN

La Figura 7.5.1 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del norte del país. Al igual que el SIN, la demanda máxima es en verano en horario de la tarde 14-18 h. El valor máximo coincidente de las tres GCR se ubicó en 21,423 MW. Se observa que en el periodo de verano se tienen 80% de las demandas máximas instantáneas en horario de la tarde 14-18 h, teniendo una diferencia promedio de 389 MW la máxima vespertina respecto a la máxima nocturna. En invierno, se observa que se han presentado el 73 % de las demandas máximas instantáneas en un horario entre las 19-24 h del centro, con una diferencia promedio de la máxima instantánea nocturna de 1,585 respecto a la máxima vespertina

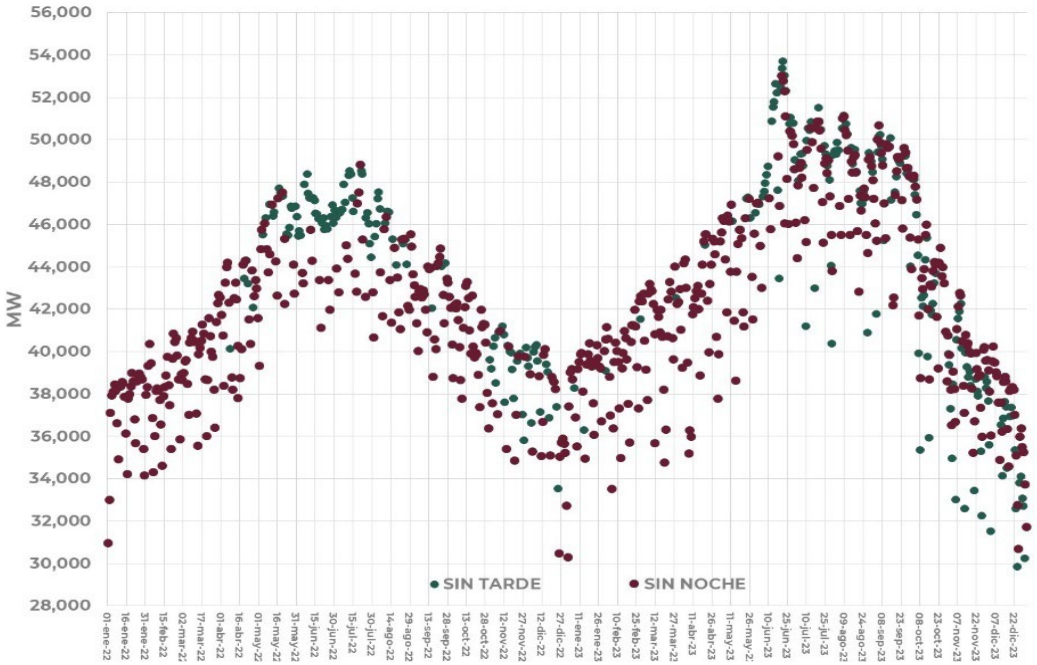
7.6 DEMANDA MÍNIMA DE INVIERNO 2023

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2023 se presentó alrededor de las 04:06 h. En la Figura 7.1.1, se pueden notar los valores mínimos de la demanda, aproximadamente de 30,630 MW, que representan el 57.0 % de la demanda máxima de verano. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (combustóleo, carbón y gas natural), la Red Eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alta tensión; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia activa con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva, inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión.

7.7 COMPORTAMIENTO DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DEL SIN Y LAS REGIONES DEL PAÍS

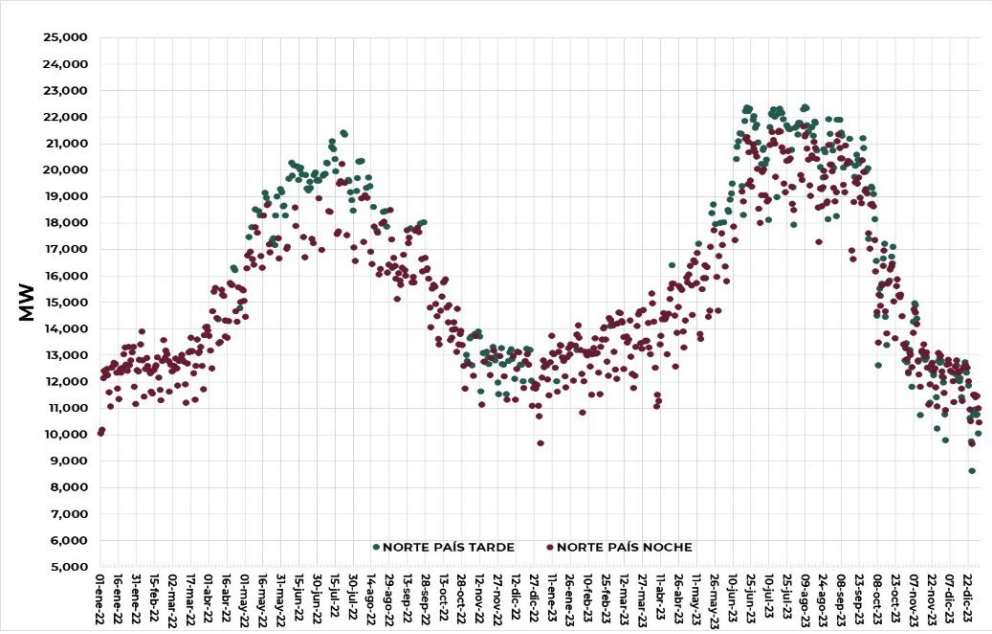
La Figura 7.7.1 muestra el comportamiento de la demanda máxima diaria del SIN durante 2022-2023. Se observa que en los periodos de mayo-agosto se tienen mayor número de días con demanda máxima instantánea en horario de la tarde para el año 2022. En el otoño-invierno de 2022 y 2023, se observa que se presentan demandas máximas en horario de la noche. En 2023 se observa que se tiene mayor presencia de demanda máxima en el horario nocturno. Lo anterior implica que ya se están desplazando las demandas máximas en el SIN en periodo donde no se cuenta con el recurso de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y GD-FV.

FIGURA 7.7.1. PERFIL REAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DIARIA DEL SIN 2022-202



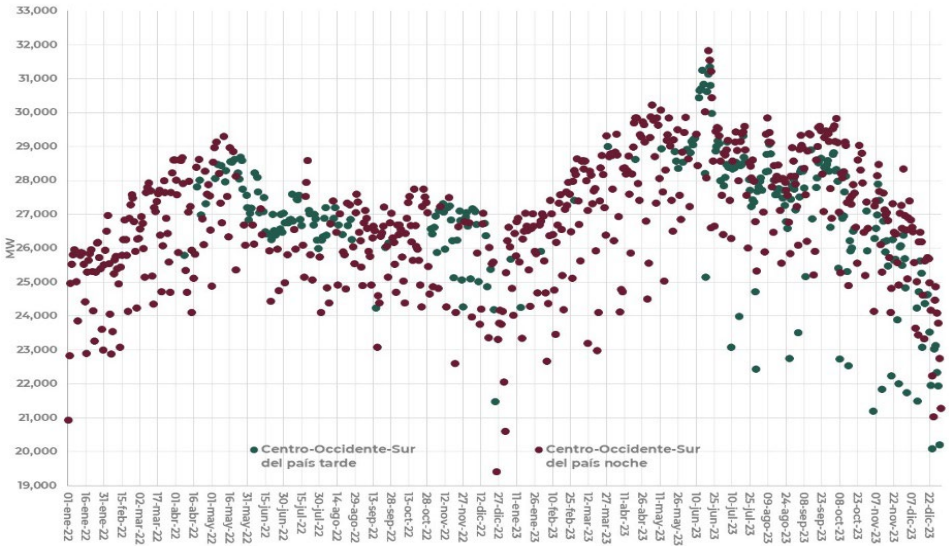
La Figura 7.7.2 muestra para la región de norte del país con las GCR NOR, NTE y NES que en el otoño-invierno de 2022 y 2023 se presentan demandas máximas en horario de la noche; que en verano de 2022 se presentaron en su mayoría de los días las demandas máximas instantáneas en la tarde, pero en 2023 ya se observa que se incrementa las horas en las que ocurre la demanda máxima de verano en la noche.

FIGURA 7.7.2. PERFIL REAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DIARIA DE GCR DEL NORTE DEL SIN PARA 2022-2023



La Figura 7.7.3. muestra para la región de occidente al sur del país con las GCR OCC, CEL, ORI y PEN que en el otoño-invierno de 2022 y 2023 se presentan demandas máximas en horario de la noche; que en verano de 2022 se presentaron en su mayoría de los días las demandas máximas instantáneas en la tarde, pero en 2023 ya se observa que se incrementa las horas en las que ocurre la demanda máxima de verano en la noche.

FIGURA 7.7.3. PERFIL REAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA DIARIA DE GCR DEL OCCIDENTE AL SUR DEL SIN PARA 2022-2023



8

Impacto en la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro de energía eléctrica por el retraso en la construcción de los proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión

8. IMPACTO EN LA EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EL RETRASO EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN

8.1 PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN

Como se establece en la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE Transmisión a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la LIE, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAMRNT las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de transmisión, transformación y compensación del SEN para el suministro de energía eléctrica en el corto y mediano plazo.

De 2015 a 2023, la SENER ha instruido la ejecución de 216 proyectos de ampliación y modernización de la RNT, en la instrucción de los años 2016 a 2018 se repiten siete proyectos, y se incluye uno que corresponde a un proyecto legado autorizado previo a la LIE (SE Lago), por lo tanto, se tiene un total de 208 proyectos instruidos nuevos.

De los proyectos nuevos mencionados: Cuatro se encuentran cancelados y dos requieren cancelación debido a que han sido sustituidos por otro proyecto ya instruido que atienden la misma problemática de forma óptima o por modificaciones en las condiciones de crecimiento esperadas, y finalmente otros cuatro están pausados. Por lo mencionado, se tienen 198 proyectos en distintas fases como son en operación, en Ejecución o Construcción, en Contratación, por Concursar, en Actividades Previas, en Análisis y en Revisión.

Como parte de proceso de planeación anual, el CENACE ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la validación de la fecha de entrada en operación necesaria. Considerando que durante los ciclos de planeación a cargo de CENACE (desde el PAMRNT 2015) se ha generado un gran número de proyectos de infraestructura eléctrica requerida para el cumplimiento de la normativa, por lo cual se ha realizado la priorización de proyectos instruidos por SENER, utilizando los siguientes criterios:

- Proyectos que resuelven problemática de saturación en Red Eléctrica completa:
  - Saturación existente
  - Saturación más próxima de acuerdo con el pronóstico de la demanda
  - Por demanda no suministrada o negación de servicios
- Proyectos que resuelven problemática de saturación de enlaces críticos:
  - Red Eléctrica completa
  - Contingencia sencilla
  - Apertura de Red Eléctrica que disminuye la Confiabilidad del SEN para evitar sobrecargas en diferentes condiciones operativas o sobrevoltajes ante bajas transferencias de potencia o bajas demandas
- Proyectos que comprometen la seguridad física y/o de equipo eléctrico.
- Proyectos que resuelven problemáticas de saturación local ante contingencia sencilla:

  - Por monto de demanda no suministrada
  - Por recurrencia de la contingencia
  - Por tipo de carga afectada
- Proyectos que resuelven problemática local de tensión:
  - Red Eléctrica completa
  - En contingencia sencilla
- Proyectos de modernización que incrementan la Confiabilidad del SEN.
- Proyectos con cambio de metas físicas o indefinidos.

También para la priorización de proyectos, se toma en cuenta la conveniencia desde punto de vista constructivo de agrupar los instruidos, como son de compensación reactiva capacitiva, a fin realizar su proceso de licitación de una forma más eficiente, CFE informa a CENACE sobre esta consideración.

En el Cuadro 8.1.1 [59] se presentan los proyectos instruidos de ampliación y modernización de la RNT que se reportan en operación y aquellos que están en proceso de ejecución o construcción. En el Cuadro 8.1.2 se muestran los proyectos instruidos que están en las etapas de contratación, por concursar (proceso de licitación) y en actividades y estudios previos, todos ellos, se ordenan por Fecha de Entrada en Operación o Fecha Factible de Término.

En el Cuadro 8.1.3 se clasifican los proyectos instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional. En el Cuadro 8.1.4 se identifican los proyectos instruidos que cuentan con recursos asignados vía Proyectos de Inversión Diferidos en el Gasto (PIDIREGAS) asignados en Presupuesto de Egreso de la Federación (PEF) 2021, 2022 y 2023. Recientemente, CFE ha realizado un cambio en el esquema de Financiamiento del proyecto I20-SIN1 “Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte “, que pasa a la modalidad de FIDEICOMISO.

Consecutivamente, en el Cuadro 8.1.5 se presenta el resto de los proyectos instruidos por orden de prioridad, que están en análisis y en revisión. Los que están en análisis ya tienen todas las autorizaciones, sin embargo, CFE les ha asignado baja prioridad y no tienen recursos asignados, Los que están en revisión tienen pendiente las autorizaciones de los Consejos de Administración de CFE por consecuencia no tienen recursos asignados. De los cuadros descritos 8.1.1, 8.1.2 y 8.1.5 se tiene el total de 198 proyectos en sus distintas fases-

Posteriormente, en el Cuadro 8.1.6 se identifican los proyectos cancelados, que requieren cancelación y pausados de Ampliación y Modernización de la RNT. Por último, en el Cuadro 8.1.7 se clasifican los proyectos instruidos que incluyen elementos de transmisión flexibles: diez CEV’s para modernización, tres CEV’s nuevos, 13 STATCOM nuevos y modernización de 13 Capacitores Serie; y equipos con tecnologías de REI en su alcance de obras.

Los proyectos listados en Cuadros 8.1.1 al 8.1.4 no son priorizados dado que se encuentran en proceso constructivo, o se consideran con prioridad sobre los demás debido al recurso económico asignado, en proceso de contratación o por concursar para asignar contratante.

En los Cuadros referidos, se incluye el estatus reportado por CFE Transmisión en mayo de 2024 como establece el artículo 8 del Reglamento de la LIE, en su “Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT”. Además, los modelos de planeación del CENACE consideran la fecha de entrada en operación factible estimada por CFE Transmisión del Informe mencionado.

[59] El proyecto realizado por CFE Distribución “Campos Banco 1 (SF6)” fue en coordinación con CFE Transmisión, ya que fue instruido a ambas EPS.

CUADRO 8.1.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER TERMINADOS Y EN PROCESO DE EJECUCIÓN O CONSTRUCCIÓN.

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de Entrada en Operación / Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
En Operación	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30/dic/2019	2017
En Operación	Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13/feb/2020	2017
En Operación	Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09/feb/2021	2018
En Operación	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09/jun/2021	2018
En Operación	El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17/dic/2021	2017
En Operación	Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22/dic/2021	2018
En Operación	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	25/jun/2022	2018
En Operación	Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	20/dic/2022	2018
En Operación	Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	24/mar/2023	2017
En Operación	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	24/abr/2023	2018
En Operación	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	21/oct/2023	2018
En Operación	Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	20/dic/2023	2021 (febrero)
En Operación	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	19/abr/2024	2018
Ejecución o Construcción	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	feb-24	2018
Ejecución o Construcción	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	jun-24	2019
Ejecución o Construcción	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	jun-24	2015
Ejecución o Construcción	Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	jun-24	2017
Ejecución o Construcción	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	jul-24	2019
Ejecución o Construcción	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	jul-24	2019
Ejecución o Construcción	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	ago-24	2019
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	sep-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	sep-24	2016 y 2017

... Continuación

CUADRO 8.1.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER TERMINADOS Y EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN.

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de Entrada en Operación / Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	oct-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	oct-24	2018
Ejecución o Construcción	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-24	2016 y 2017
Ejecución o Construcción PIDIREGAS PEF 2021	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	nov-24	2018
Ejecución o Construcción	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	nov-24	2018
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de refuerzo asociadas a la C. C. C. Baja California Sur”)	CFE20-PCC-R	oct-23	nov-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-24	2017
Ejecución o Construcción	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	dic-24	2019
Ejecución o Construcción	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	feb-25	2019
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	feb-25	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	mar-25	2017
Ejecución o Construcción	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	abr-25	2019
Ejecución o Construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	jun-25	2017
Ejecución o Construcción	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	jun-25	2018
Ejecución o Construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	jul-25	2018
Ejecución o Construcción	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	jul-25	2018
Ejecución o Construcción	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	ago-25	2019
Ejecución o Construcción	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	ago-25	2018

CUADRO 8.1.2. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE CONTRATACIÓN, POR CONCURSAR Y EN ETAPA DE ACTIVIDADES Y ESTUDIOS PREVIOS.

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Contratación Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	mar-25	2021 (febrero)
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	jun-25	2015 y 2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	jun-25	2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	jun-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	jul-25	2021 (febrero)
Contratación	Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)	P16-PE2	mar-20	jul-25	2016 y 2017
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	sep-25	2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	oct-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022 (Pasa a Fideicomiso)	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	nov-25	2021 (julio)
Por concursar	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	mar-25	2015
Por concursar	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	mar-25	2019
Por concursar	Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	mar-25	2021 (febrero)
Por concursar	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	abr-25	2018
Por concursar	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-25	2018
Por concursar	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	ago-25	2017
Por concursar	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	sep-25	2019
Por concursar	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	sep-25	2016
Por concursar Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	oct-25	2021 (febrero)

... Continuación

CUADRO 8.1.2. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN PROCESO DE CONTRATACIÓN, POR CONCURSAR Y EN ETAPA DE ACTIVIDADES Y ESTUDIOS PREVIOS.

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	sep-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	sep-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	dic-25	2018
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	dic-25	2019
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	dic-25	2022
Actividades y Estudios Previos	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	nov-26	2018

CUADRO 8.1.3. PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER PARA LA INTERCONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL.

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	sep-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	oct-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de refuerzo asociadas a la C. C. C. Baja California Sur”)	CFE20-PCC-R	oct-23	nov-24	2021 (febrero)
Ejecución o Construcción Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	feb-25	2021 (febrero)
Contratación Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	mar-25	2021 (febrero)
Por concursar Fortalecimiento	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	oct-25	2021 (febrero)

CUADRO 8.1.4. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER CON RECURSOS PIDIREGAS Y MODALIDAD FIDEICOMISO

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha de Entrada en Operación / Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
En Operación PIDIREGAS PEF 2021	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	21/oct/2023	2018
Ejecución o Construcción PIDIREGAS PEF 2021	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	nov-24	2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	jun-25	2015 y 2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	jun-25	2018
Contratación PIDIREGAS PEF 2021	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	sep-25	2018
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	dic-25	2018
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	dic-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	jun-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	jul-25	2021 (febrero)
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	oct-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022 (Pasa a Fideicomiso)	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	nov-25	2021 (julio)
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	sep-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	sep-25	2022
Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	dic-25	2022

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
1	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-26	2019
2	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-30	2019
3	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	dic-26	2017
4	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	abr-26	2019
5	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	jul-27	2018
6	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	jul-28	2021 (julio)
7	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-26	2021 (febrero)
8	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	dic-27	2018
9	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-30	2018
10	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	abr-26	2017
11	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	dic-28	2018
12	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	oct-26	2018
13	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	oct-26	2019
14	Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-27	2021 (julio)
15	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	abr-26	2021 (febrero)
16	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)
17	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	dic-26	2021 (febrero)
18	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	abr-26	2015 y 2018
19	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	dic-30	2018
20	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	abr-26	2018
21	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	jul-27	2017
22	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-30	2021 (julio)
23	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	abr-26	2018

... Continuación

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
24	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	abr-26	2018
25	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-26	2018
26	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-30	2021 (julio)
27	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	dic-28	2017
28	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	jul-29	2018
29	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	jul-28	2018
30	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	dic-30	2018
31	Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-28	2021 (julio)
32	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-30	2021 (julio)
33	Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-OR1	dic-24	dic-26	2023
34	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	jul-28	2021 (febrero)
35	Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	2021 (julio)
36	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	jul-27	2018
37	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	jul-28	2021 (julio)
38	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	dic-30	2019
39	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-27	2023
40	Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	dic-30	2021 (julio)
41	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	dic-30	2022
42	Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	jul-28	2017
43	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)
44	Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	dic-30	2022
45	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	M20-OR2	jun-23	dic-26	2021 (febrero)
46	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	abr-26	2021 (febrero)

... Continuación

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
47	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	abr-26	2021 (febrero)
48	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-26	2021 (febrero)
49	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-27	2021 (febrero)
50	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-28	2021 (febrero)
51	Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	abr-26	2021 (julio)
52	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	dic-27	2021 (febrero)
53	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-26	2021 (febrero)
54	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	nov-26	2021 (julio)
55	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-30	2021 (julio)
56	Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-27	2021 (julio)
57	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-30	2021 (febrero)
58	Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	jul-27	2018
59	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-30	2021 (julio)
60	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	jul-27	2018
61	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	jul-27	2017
62	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	dic-27	2019
63	Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	abr-26	2017
64	Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	abr-26	2019
65	Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	abr-26	2018
66	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	jul-27	2021 (febrero)
67	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	I23-NT1	abr-28	dic-30	2023
68	Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	dic-30	2021 (febrero)
69	Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-30	2021 (julio)

... Continuación

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
70	Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-30	2021 (julio)
71	Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	dic-30	2021 (julio)
72	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-30	2021 (julio)
73	Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	abr-26	2017
74	Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	jul-27	2017
75	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	dic-26	2021 (febrero)
76	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	2021 (febrero)
77	Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	dic-27	2021 (julio)
78	Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	dic-30	2022
79	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	dic-30	2022
80	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	dic-27	2021 (febrero)
81	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	dic-30	2021 (julio)
82	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	dic-30	2021 (julio)
83	Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	jul-27	2017
84	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	dic-30	2021 (julio)
85	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	dic-30	2021 (julio)
86	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-30	2021 (julio)
87	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	oct-26	2021 (febrero)
88	Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	dic-30	2021 (febrero)
89	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	jul-27	2021 (febrero)
90	Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-30	2021 (julio)
91	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-27	2021 (julio)
92	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-30	2019
93	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	dic-30	2021 (febrero)

... Continuación

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
94	Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115 kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-30	2021 (julio)
95	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	dic-30	2021 (febrero)
96	Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	jul-30	2022
97	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	abr-26	2022
98	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	dic-30	2022
99	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	jul-28	2018
100	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	dic-27	2018
101	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	oct-26	2019
102	Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-30	2021 (julio)
103	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	dic-30	2021 (febrero)
104	Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	dic-30	2021 (febrero)
105	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	dic-30	2021 (febrero)
106	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	dic-30	2021 (febrero)
107	Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-30	2021 (julio)
108	Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam	M21-NO2	abr-22	dic-30	2021 (julio)
109	Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	dic-27	2021 (febrero)
110	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	dic-30	2019
111	Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-27	2021 (julio)
112	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	jul-27	2017
113	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	abr-26	2021 (febrero)
114	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	jul-29	2021 (febrero)

... Continuación

CUADRO 8.1.5. PRIORIDAD DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER A CFE TRANSMISIÓN EN ANÁLISIS POR PARTE DE CFE

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
115	Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	abr-30	2022
116	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	P23-NT2	abr-27	dic-30	2023
117	Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	dic-27	2022
118	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	dic-30	2021 (febrero)
119	Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	P23-NT1	abr-27	dic-30	2023
120	Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	dic-30	2022
121	Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NO1	abr-25	dic-27	2023
122	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	dic-30	2022
123	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	dic-30	2022
124	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	dic-30	2022
125	Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	jul-29	2021 (julio)
126	Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	P23-OC1	abr-27	dic-30	2023
127	Incremento en la Transformación de la Zona Colima	P23-OC2	abr-27	dic-30	2023
128	Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	P23-BC1	abr-25	dic-30	2023
129	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	P23-BC2	abr-27	dic-30	2023
130	Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	P23-BS1	abr-28	jul-28	2023
131	Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente -Tres Ríos	P23-NO2	abr-28	dic-30	2023
132	Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	P23-NO1	abr-28	dic-30	2023
133	Suministro de energía en Tabasco	P23-OR1	dic-29	dic-26	2023

CUADRO 8.1.6. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER Y CON ESTADO DE CANCELADOS, PAUSADOS Y FUERA DE CARTERA DE CFE TRANSMISIÓN

Estatus	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Pausado	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	-	-	2016
Pausado	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	-	-	2016 y 2018
Pausado	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	-	-	2017
Pausado	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	-	-	2017
Requiere cancelación	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	-	-	2018
Requiere cancelación	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	-	2018
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	2015
Cancelado	Interconexión Baja California – SIN	P16-BCI	-	-	2016
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	2015
Cancelado	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	2015 y 2016

CUADRO 8.1.7. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER CON ELEMENTOS Y EQUIPOS DE RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

Estatus o Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
Ejecución o Construcción	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	jun-24	2019
Ejecución o Construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-24	2017
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	jun-25	2019
Contratación PIDIREGAS PEF 2022	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	jul-25	2021 (febrero)
Contratación PIDIREGAS PEF 2022 (Pasa a Fideicomiso)	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	nov-25	2021 (julio)
Por concursar	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	sep-25	2019
Actividades y Estudios Previos	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	nov-26	2018
3	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	dic-26	2017
6	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	jul-28	2021 (julio)
16	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)
34	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	jul-28	2021 (febrero)
37	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	jul-28	2021 (julio)
39	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-27	2023
43	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)
45	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	M20-OR2	jun-23	dic-26	2021 (febrero)
76	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	2021 (febrero)
80	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	dic-27	2021 (febrero)

8.2 IMPACTO EN LA GCR CENTRAL

SUSTITUCIÓN DE EQUIPAMIENTO QUE HAN SIDO REBASADOS EN SU CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO

El proyecto “Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito” con PEM M21-CE3, fue propuesto en el PAMRNT 2021 – 2035 en respuesta a la necesidad modernización identificada del Equipo Eléctrico Primario (EEP) que ha superado su Nivel de Corto Circuito (NCC) en red de 230 kV y 400 kV.

La finalidad del proyecto es garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Ciudad de México y zona conurbada del estado de México), así como gran parte del estado de Hidalgo, tanto en Estado Operativo Normal como durante contingencias sencillas. Todo lo anterior, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

El proyecto fue instruido en 2021 por la SENER hacia la CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación necesaria en febrero de 2021. Recientemente la CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto instruido tiene una Fecha Factible para diciembre de 2027, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

Actualmente, las SE Texcoco, Tula y Teotihuacán forman parte de la Red Eléctrica troncal de 400 kV, operada por la GCR CEL. Son de vital importancia para el suministro de energía eléctrica en la zona central del país debido a que operan como nodos de recepción de hasta el 50 % de la energía eléctrica que se consume en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Ciudad de México y zona conurbada del estado de México), así como gran parte del estado de Hidalgo.

Considerando el catálogo de niveles de corto circuito publicado por el CENACE en 2023 (en donde se reporta la estimación del nivel máximo de corto circuito por cada SE para 2027), en el Cuadro 8.2.1 se muestran las SE de la RNT en cuyo Equipo Eléctrico Primario (EEP) se encuentra superada la capacidad por corrientes de corto circuito (capacidad interruptiva o de aguante de corta duración), no siendo éstas las únicas, pero son las que por su localización e impacto en la red, funcionan como nodos críticos del sistema.

Cuando no se cumple con el dimensionamiento adecuado en el equipamiento de la Subestación Eléctrica, refiriéndose a la capacidad interruptiva y ocurre alguna falla local o cercana, es muy probable se presente la explosión e incendio del EEP, al operar con niveles de corto circuito por arroba de su capacidad, adicionalmente se tiene la posibilidad de provocar daños físicos a instalaciones cercanas y poner en riesgo la integridad física de las personas.

CUADRO 8.2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON CAPACIDAD LIMITADA EN EL CORTO CIRCUITO (2027).

Subestación	Tensión (kV)	Capacidades por NCC de los EEP de la SE (kA)	NCC MÁXIMO 2026	
			3F (kA)	1F (kA)
Texcoco	400	40[1], 50	44.42	42.84
	230	40[1], 50[1], 63	54.49	53.78
Teotihuacán	400	31.5[1], 40[1], 50, 65	42.21	39.84
Tula	400	31.5[1], 40[2], 50	39.72	37.57
	230	31.5[1], 40[1], 50[1]	49.54	55.81
Remedios	230	40[1], 50[1]	47.61	51.14

[1] Capacidad por Nivel de Corto Circuito (NCC) superado

[2] Capacidad por Nivel de Corto Circuito (NCC) muy cercano a ser superado

Como estrategias de mitigación, se ha buscado separar fuentes a través de la apertura de los cables de potencia, mismos que son más propensos a daños, además de haberse modificado topológicamente las redes asociadas a las SE Valle de México y Tula, sin embargo, estas estrategias son insuficientes, siendo la única alternativa de solución definitiva la modernización del EEP que ha superado su NCC, a fin de evitar posibles problemáticas de suministro en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, así como riesgos de seguridad física.

Al programarse la modernización con base en el proyecto instruido hasta marzo de 2027, se mantiene en riesgo la continuidad de la operación en nodos estratégicos del SEN, lo que repercutirá en graves afectaciones, pues limitaría la transferencia de potencia entre la zona del Golfo de México y el noreste con el centro del país, además de tener repercusiones en la salida de bloques de generación y en transferencia de la energía eléctrica de la RNT y, por consiguiente, degradación en la Confiabilidad operativa.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEPORTIVA – TOLUCA

El proyecto “Línea de Transmisión Deportiva – Toluca” con PEM P17-CE2 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 para garantizar en corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona de distribución Toluca, específicamente la ciudad de Toluca (capital del estado de México), tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

El proyecto fue instruido en 2018 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en diciembre de 2022. Sin embargo, en la última actualización de fechas factibles de los proyectos instruidos, la CFE le reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta julio de 2027, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. El área de Transmisión de la CFE ha informado que se encuentra en proceso de análisis por parte de la CFE.

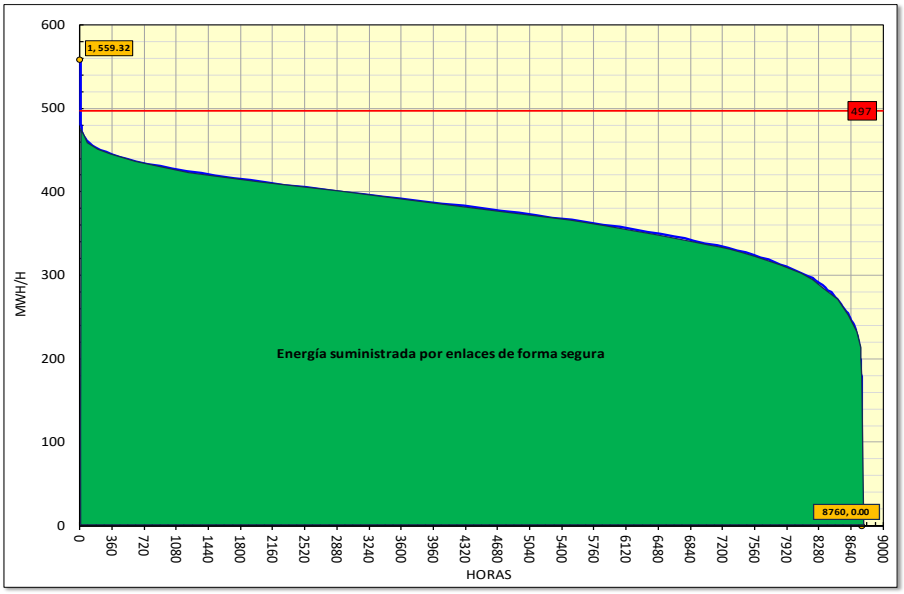
El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango en 85 kV está soportado por tres Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de 230 kV. La primera corresponde a la SE Atenco por medio de tres transformadores de relación 230/85 kV, la segunda corresponde a la SE Toluca por medio de tres transformadores de relación 230/85 kV y la tercera fuente corresponde a la SE Remedios por medio del circuito Remedios Toluca (93G50) en el nivel de tensión de 230 kV.

Las zonas de distribución Toluca y Tenango en el nivel de tensión de 85 kV se encargan del suministro de la zona industrial que se localiza en la parte poniente de la ciudad de Toluca, estado de México. La Red Eléctrica consiste en un triple Corredor en el nivel de 85 kV que enlaza las SE Atenco y Toluca. Estos Centros de Carga satisfacen su demanda principalmente desde las SE Atenco y Toluca, además de la generación local de la CH Lerma. Por otro lado, la SE Remedios en 230 kV suministra energía eléctrica a los Centros de Carga del Corredor Remedios – Atenco de 230 kV pertenecientes a la zona de distribución Toluca.

Debido al crecimiento natural de la demanda en la zona de Toluca y Tenango, en la Figura 8.2.1 se observa la curva de duración del flujo de las LT Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93710 – Deportiva que, de acuerdo con registros históricos del 2023, se superó, durante un corto tiempo, el límite de 497 MW.

Se espera en el corto plazo, la condición operativa se vuelva más restrictiva ante la entrada en operación del Tren Interurbano de Pasajeros Toluca-Valle de México que se alimentará de la misma Red Eléctrica existente, propiciando que no se cuente con la capacidad suficiente para soportar la contingencia sencilla durante la demanda máxima de la zona, como se puede ver en el 2023 y en años anteriores ya se han presentado escenarios en donde la capacidad de transmisión del circuito 93710 puede superarse. Por lo anterior, se ha propuesto el proyecto para incrementar de capacidad de transmisión y atender el crecimiento de la demanda de la zona Toluca y Tenango.

FIGURA 8.2.1 CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ATENCO – 93490 – BERNABÉ Y TOLUCA – 93710 – DEPORTIVA EN EL AÑO 2023



Actualmente existe un pequeño margen de seguridad para evitar la saturación de la LT 93710, por lo que, de diferirse el proyecto hasta marzo de 2026, se corre el riego de afectación de carga, ante contingencia sencilla en la Red Eléctrica lo que degrada la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas Toluca y Tenango que concentran Centro de Carga del tipo industrial, comercial, residencial.

INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL CORREDOR TEOTIHUACÁN - TEXCOCO EN 400 KV

El proyecto “Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV” con PEM P21-CE1 fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 para garantizar en el corto, mediano y largo plazos el suministro continuo de energía eléctrica del anillo de la Red Eléctrica troncal de 400 kV de la GCR Central, impactando directamente en las Redes Eléctricas de 230 y 85 kV asociadas, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

El proyecto fue instruido en 2021 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en diciembre de 2025. Sin embargo, en la última actualización de fechas factibles de los proyectos instruidos, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta diciembre de 2030 y se encuentra en etapa de análisis por parte de la CFE, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

A través del anillo de 400 kV del Valle de México, se suministra y atiende la demanda de mayor concentración geográfica del país que comprende usuarios de perfil industrial, comercial, habitacional, gubernamental e instalaciones estratégicas de servicios y seguridad nacional.

Como parte de esta infraestructura se localiza el corredor de transmisión de doble circuito Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, que consta de dos conductores por fase a lo largo de las Líneas de Transmisión con una longitud de 16.07 km, compuestas por dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.

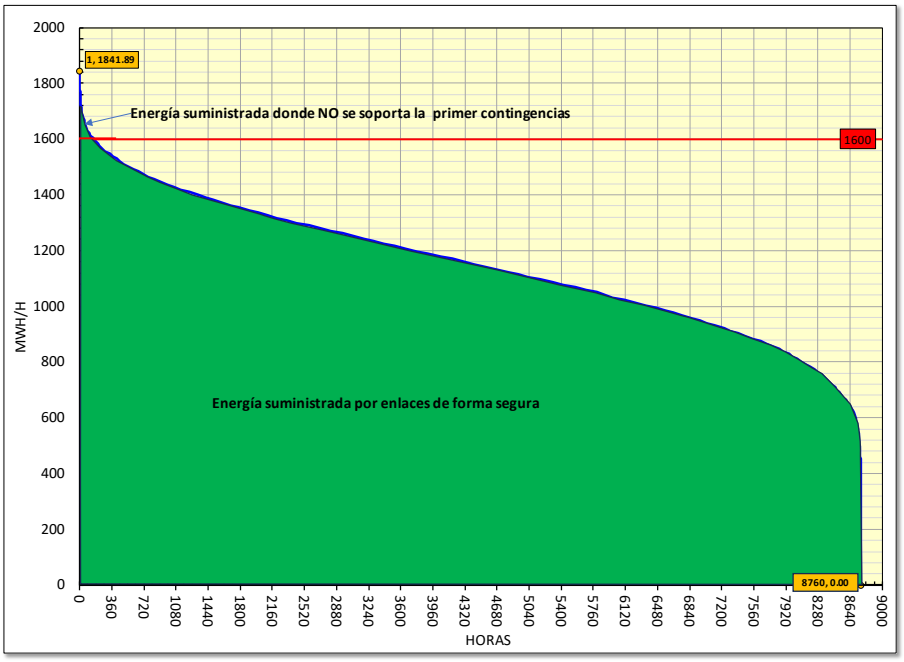
Particularmente, las SE Teotihuacán y Texcoco de 400 kV son nodos de enlace con otras GCR, es decir, son Subestaciones Eléctricas receptoras de energía eléctrica desde inyección por generación externa,

específicamente desde la zona del Golfo de México. A través de estas dos Subestaciones Eléctricas se reciben montos de energía eléctrica que pueden superar a los 3,000 MW. Por lo que recientemente fue declarada compuerta del SIN.

Con la alta inyección de flujos de potencia activa provenientes de la energía eléctrica generada por las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del Golfo de México, así como de las condiciones de flujo Norte al Sur del SIN, se propician flujos de potencia activa coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia Texcoco y la Red Eléctrica asociada de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México por medio de la RNT en 400 y 230 kV.

Debido a los constantes Estados Operativos de Alerta registrados en años recientes se debe tener un monitoreo continuo en el flujo de potencia del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, en la Figura 8.2.2 se observa la curva de duración de la suma del flujo de potencia en las LT Teotihuacán – A3W10/A3W20 – Texcoco que, de acuerdo con registros históricos del 2023, se superó el límite de 1600 MW durante aproximadamente 150 horas al año, con lo que se opera durante estos periodos de tiempo en Estado Operativo de Alerta.

FIGURA 8.2.2 CURVA DE DURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TEOTIHUACÁN – A3W10/A3W20 – TEOTIHUACÁN EN EL AÑO 2023



Esta alta transmisión de energía eléctrica compromete la Confiabilidad del sistema debido a que se ve superada la capacidad de transmisión de los conductores del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV ante la contingencia sencilla.

8.3 IMPACTO EN LA GCR ORIENTAL

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN VERACRUZ (ANTES OLMECA BANCO 1)

El suministro de la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz se realiza principalmente a través de los bancos de transformación 400/230 kV de las subestaciones Laguna Verde y Manlio Fabio Altamirano, así como de la transformación 230/115 kV de las subestaciones Jardín y Veracruz II.

Además, se cuenta con la generación de la CCC Dos Bocas, sin embargo, esta Central Eléctrica presenta operación intermitente (salidas no previstas) debido a su antigüedad y a la indisponibilidad de combustible (gas natural), lo que ocasiona que se sature la transformación 230/115 kV fácilmente. Por otro lado, la transformación 400/230 kV también permite el suministro hacia las Zonas Oaxaca, Córdoba y Orizaba, considerando lo anterior y debido al alto flujo de transmisión Centro – Sureste, dichos bancos han alcanzado la saturación en condiciones de Red Eléctrica completa.

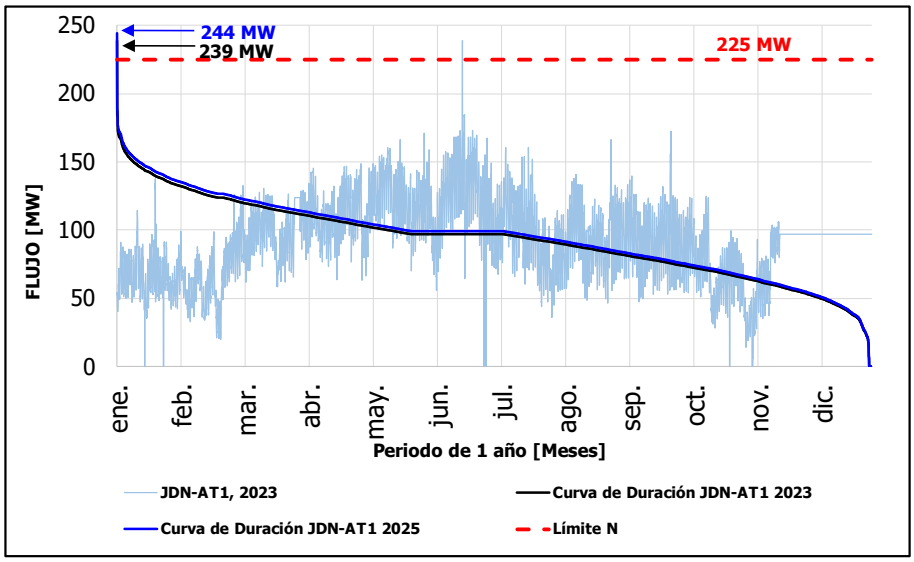
El proyecto “P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes denominado Olmeca Banco 1)” es un proyecto propuesto en el PAMRNT 2018-2032 y tiene como objetivo principal garantizar la Confiabilidad en el suministro eléctrico de la Ciudad de Veracruz y reducir la cargabilidad de los elementos de transmisión y transformación asociados a la RNT. En 2020 cambió el alcance en metas físicas y por tanto su nombre a “Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz”, considerando de manera general un banco de transformación 400/115 kV, 375 MVA en la SE Manlio Fabio Altamirano, construcción de 196 km-circuito en 400 kV desde la SE Manlio Fabio Altamirano hasta a la SE Temascal II y 78.7 km-circuito en 115 kV para conectar la SE Manlio Fabio Altamirano hasta las subestaciones de la ciudad del Puerto de Veracruz.

Inicialmente el proyecto fue instruido en 2018 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión. Dicha obra fue definida con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2022. Sin embargo, en el informe realizado por CFE Transmisión se notificó a CENACE que el proyecto entrará en Operación para septiembre de 2025, y se encuentra en la etapa de Contratación.

Considerando lo anterior y las condiciones operativas que se han presentado en esta zona, un diferimiento en la Fecha de Entrada en Operación Factible del proyecto podría tener repercusiones negativas debido a que incrementa la posibilidad de saturación de los autotransformadores en la SE Jardín y Manlio Fabio Altamirano en condiciones de Red Eléctrica completa o ante disparo de cualquiera de los bancos de transformación de la SE Veracruz II y Laguna Verde derivando en afectación del suministro desde la zona de carga Veracruz o extenderse hasta las zonas de Córdoba, Orizaba, Papaloapan y Oaxaca.

En la Figura 8.3.1 se muestra que el banco de la SE Jardín en condición de Red Eléctrica completa, para el 2023 alcanzó a operar con 106 % de su capacidad nominal (225 MVA), cabe señalar que esta condición se logra, derivado de la implementación de estrategias operativas (seccionamiento de la Red Eléctrica de 115 kV) realizadas en la zona, para descargar el banco de la SE Jardín. Sin embargo, aún con estas acciones para 2025 alcanzará a operar al 108 % de su capacidad nominal. Esta condición se puede agravar en casos de indisponibilidad de la CCC Dos Bocas interconectada en 115 kV, cabe señalar que, en 2023 se mantuvieron indisponibles de manera intermitente las unidades de gas sumando un tiempo de 5,195 horas, mientras que la unidad de vapor estuvo indisponible por 3,149 horas, por lo tanto, la Central Eléctrica no estuvo en posibilidades de despachar a su capacidad nominal por un total de 8,344 horas, lo que representó el 95 % del año.

FIGURA 8.3.1. CARGA EN EL AUTOTRANSFORMADOR JARDÍN ATI Y LÍMITE EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA.



En la Figura 8.3.2 se muestra la carga de uno de los bancos de la SE Amatlán Dos en condición de Red Eléctrica completa, cabe señalar que los tres autotransformadores presentaron el mismo comportamiento. Para el 2023 alcanzaron a operar con 108 % de su capacidad nominal (100 MVA) durante 18 horas. De acuerdo con la proyección del crecimiento estimado de la demanda, se estima que para el 2025 los bancos operen al 110 % de su capacidad nominal. Ante el disparo del banco se presenta un riesgo de afectación de carga principalmente en las zonas de Córdoba y Orizaba.

De la misma forma, para prevenir la sobrecarga de cualquiera de los autotransformadores 400/230 kV de la SE Manlio Fabio Altamirano, ante contingencia sencilla de uno de ellos o de LT en 400 kV, se incurre en la operación de un esquema de Disparo Automático de Líneas (DAL), el cual opera abriendo hasta 4 líneas en 230 kV, reduciendo la Confiabilidad de las zonas Córdoba, Orizaba y Oaxaca. A pesar de llevar a cabo la segregación de Red Eléctrica, en el 2023 se alcanzó la operación de ambos autotransformadores con 101 % de su capacidad nominal. Durante este mismo año, se ha rebasado el límite por contingencia de transformador durante 6899 horas (79 % del año) como se observa en la Figura 8.3.3. De acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2025 se alcance un total de 7154 horas (82 % del año). Lo anterior, representa un alto riesgo de afectación de carga de hasta 1220 MW en las zonas Veracruz, Papaloapan, Córdoba, Orizaba y Oaxaca, en condiciones de demanda máxima.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, los elementos de la RNT se encontrarán operando por encima de su Límite Operativo, aumentando la probabilidad de disparo de dichos elementos.

FIGURA 8.3.2. CARGA EN EL AUTOTRANSFORMADOR AMATLÁN DOS AT1 Y LÍMITE EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA.

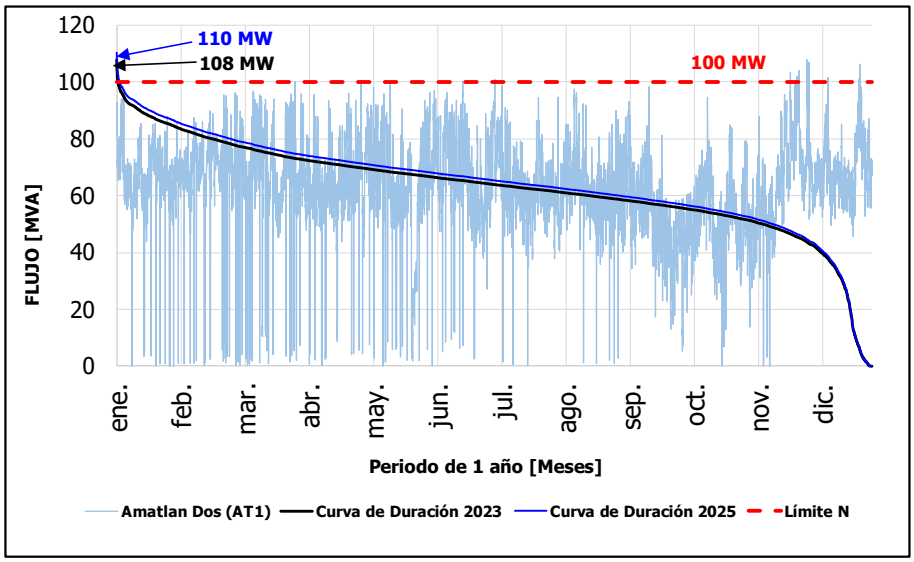
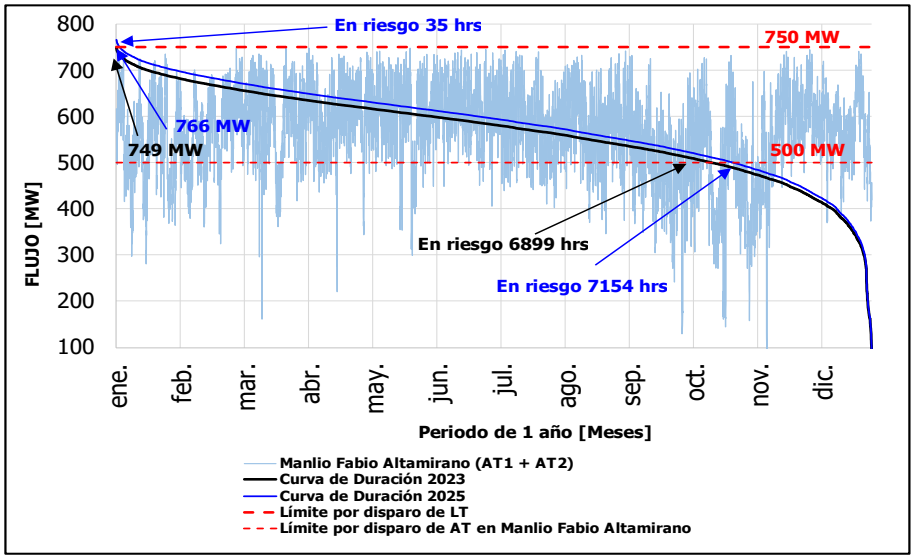


FIGURA 8.3.3. CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES MANLIO FABIO ALTAMIRANO AT1 Y AT2 Y LÍMITES EN CONDICIONES DE RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE CONTINGENCIA DE BANCO



SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA TAPACHULA Y SAN CRISTÓBAL

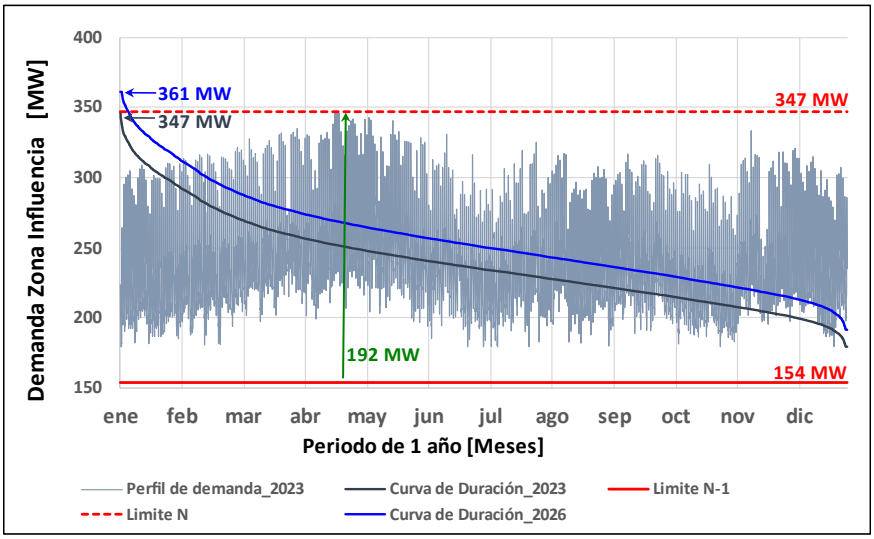
Este proyecto con PEM P21-OR1 fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la región Sureste del estado de Chiapas, ya que es susceptible de presentar problemáticas de suministro de carga por baja tensión en condiciones de Red Eléctrica completa , ante la salida de la LT Angostura – Tapachula Potencia (A3T30) en 400 kV o el Transformador Tapachula Potencia T1 con relación 400/115 kV, donde las subestaciones más susceptibles son aquellas que se encuentran más alejadas a la fuente de suministro, derivado del déficit de control de tensión en la región.

El alcance del proyecto consiste en instalar dos equipos de compensación dinámica de potencia reactiva (STATCOM) con capacidad de 50 MVAr cada uno, en el nivel de tensión de 115 kV. En julio de 2021, la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2024, sin embargo, en el informe realizado por CFE Transmisión se informa a CENACE que el proyecto entrará en Operación para julio de 2028 y está en proceso de análisis.

El retraso del proyecto impacta en las condiciones operativas para garantizar la continuidad y Confiabilidad del suministro de energía en la zona de Tapachula y parte de San Cristóbal. En el año 2023, se alcanzó en la zona de influencia una demanda entre 179 MW (demanda mínima) a 347 MW (demanda máxima) y el límite para soportar cualquiera de las contingencias (N-1) es de 154 MW, lo que indica que, a lo largo del año y en todas las condiciones de demanda, no se soporta la contingencia sencilla. Por otro lado, el límite en Red Eléctrica completa (N) es de 347 MW, el cual se alcanzó en este año. Ambos límites están establecidos para evitar que la tensión en cualquiera de las subestaciones opere por debajo de límite inferior establecido en el CdR (109.3 kV).

En la Figura 8.3.4 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda. Como se observa, en el 2023 en condiciones de demanda máxima, el límite N-1 fue superado por 192 MW, bajo estas condiciones es inevitable la desconexión controlada de carga, ya que, de no hacerlo, la Red Eléctrica de la zona sufrirá un colapso de voltaje. Cabe señalar, que dicha zona presenta un crecimiento acelerado en su demanda {TMCA de 2.2 %, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS) 2024-2038}, tal que en 2026 la demanda se estima alcanzar 361 MW, cuyo valor supera el límite N-1 en un 134 % y el límite N en un 4 %.

FIGURA 8.3.4. PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN ZONA TAPACHULA Y PARTE DE SAN CRISTÓBAL



Con base a las condiciones mencionadas previamente, se ha requerido la implementación de esquemas EAR y EPS, actualmente se tienen 14 en operación y se encuentran instruidos 5 para su próxima puesta en servicio.

Por otro lado, en los últimos 8 años se han presentado 42 contingencias de la LT Angostura (ANG) – Tapachula Potencia (THP) (A3T30) y 8 del Transformador Tapachula T1, de las cuales, la ENS acumulada suma 9,235 MWh, esto se muestra en Cuadro 8.3.1.

CUADRO 8.3.1. ESTADISTICA DE EVENTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN O TRANSFORMADOR EN LA ZONA TAPACHULA

Año	Número de eventos sin afectación de carga		Número de eventos con afectación de carga		Energía no suministrada
	ANG A3T30 THP	THP-T1	ANG A3T30 THP	THP-T1	MWh
2016	1	0	1	0	8203
2017	1	1	1	0	590
2018	7	0	4	0	54
2019	1	0	4	2	143.85
2020	0	0	2	0	28
2021	0	0	9	2	73.04
2022	2	1	3	1	48.523
2023	2	0	4	1	94.2
TOTAL	**14**	**2**	**28**	**6**	**9235**

Lo anterior muestra un requerimiento del proyecto para evitar mayores afectaciones conforme incrementa la demanda de la zona, considerando que las acciones de los esquemas EAR y EPS tienen un límite finito, del cual, a pesar de ser una desconexión controlada de carga, en una condición de demanda máxima estas afectaciones alcanzan hasta 39% de la demanda en la zona.

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA SAN CRISTÓBAL

Este proyecto con PEM P20-OR3 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal. La problemática operativa radica en la saturación de las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660) en 115 kV, así como niveles bajos de tensión en subestaciones más alejadas a la fuente de suministro (SE Angostura o Manuel Moreno Torres). Adicionalmente, aguas arriba se presenta la saturación del Transformador Angostura T6 con relación 400/115 kV y capacidad de 225 MVA.

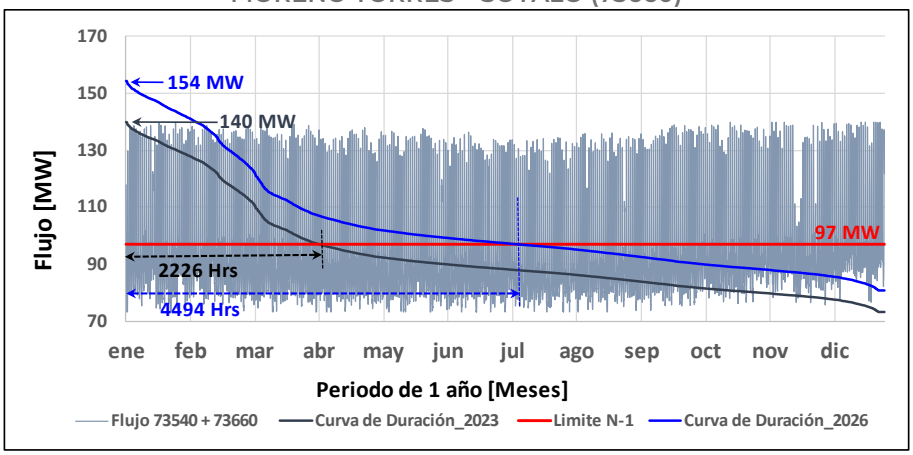
El alcance del proyecto consiste en sustituir el actual Transformador Angostura T6 por una capacidad de 375 MVA con misma relación de transformación y la construcción de una LT con longitud de 65 km-circuito en 115 kV desde la SE Manuel Moreno Torres hacia la SE San Cristóbal Oriente. En febrero de 2021, la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2025, sin embargo, en el informe actualizado por CFE Transmisión se notificó a CENACE que el proyecto entrará en Operación para diciembre de 2026 y está en proceso de revisión.

El retraso del proyecto impacta en las siguientes condiciones operativas, tal que en el año 2023:

- En condiciones de Red Eléctrica completa, se superó la capacidad nominal del Transformador Angostura T6 durante 37 horas, alcanzando un máximo del 111 % de su capacidad.
- La demanda suministrada por las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660) alcanzó un máximo de 140 MW y el límite para evitar tensión por debajo de los límites establecidos en el CdR (109.3 kV) así como la saturación de la LT que queda en servicio es de 97 MW, lo que indica que, 2226 horas (25 % del año), se tuvo en riesgo la afectación de carga, por no soportar la contingencia sencilla.

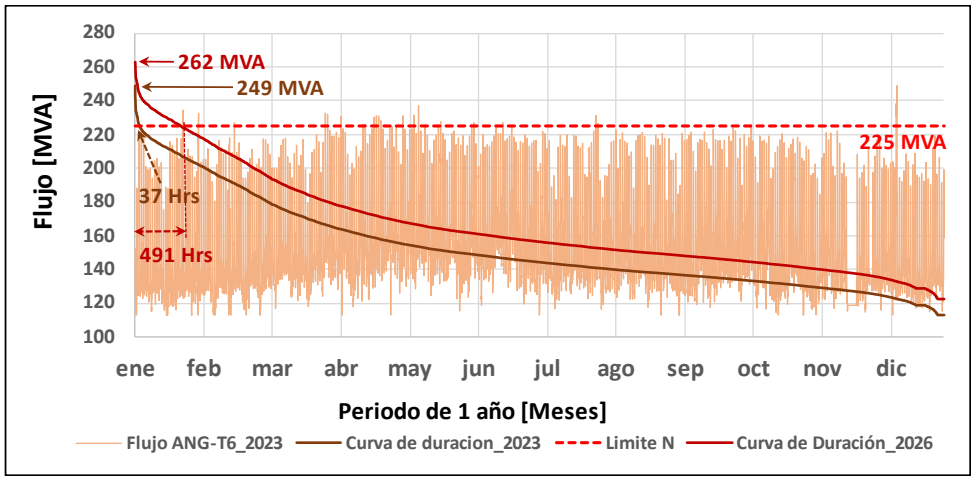
En la Figura 8.3.5 se muestra el comportamiento histórico y la proyección de la demanda suministrada a través de las LT Angostura – Acala (73540) y Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660), para un escenario de 2026. Como se puede observar, el límite N-1 será superado por 4494 horas (51 % del año), ante la salida en operación del transformador T6 de Angostura.

FIGURA 8.3.5. DEMANDA SUMINISTRADA POR LAS LTS ANGOSTURA – ACALA (73540) Y MANUEL MORENO TORRES – SOYALÓ (73660)



En la Figura 8.3.6 se muestra el comportamiento histórico y la proyección de la carga en el Transformador Angostura T6, para un escenario de 2026. La capacidad nominal será superada por 491 horas (6 % del año) y se estima alcanzar hasta 116 %, bajo estas condiciones es evidente recurrir a la implementación de esquemas EAR para prevenir mayor afectación ante la sobrecarga del banco Angostura T6.

FIGURA 8.3.6 CARGA EN EL TRANSFORMADOR ANGOSTURA T6



Actualmente se tienen 2 esquemas EAR en operación, 1 para prevenir la sobrecarga del Transformador Angostura T6 en Red Eléctrica completa y 1 para prevenir la sobrecarga de la LT Manuel Moreno Torres – Soyaló (73660) ante la salida del Transformador T6 de Angostura. Por otro lado, la salida de cualquiera de las LT del corredor Angostura (ANG) – Acala –(AAA) – San Cristóbal (CRI) – Soyaló (SOY) – Manuel Moreno Torres (MMT) también provocan afectaciones de carga. A continuación, se muestran los montos de carga afectados por la eventual salida de cualquiera de las Líneas de Transmisión en dicho corredor.

CUADRO 8.3.2. EVENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Año	Evento Disparo de LT	Carga afectada [MW]
2016	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
2017	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	9.1
2018	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	AAA 73A00 CRI	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	4.4
2019	ANG 73540 AAA	Sin afectación
	MMT 73660 SOY	8.8
2020	MMT 73660 SOY	8.8
2021	Ninguno	Sin afectación
2022	Ninguno	Sin afectación
2023	ANG 73540 AAA	46.9
Total		**78**

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose el proyecto, los elementos de la RNT en la zona de influencia se encontrarán operando fuera de sus Límites Operativos, aumentando la probabilidad operar esquemas DAC por sobrecargas. A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían extendiendo las horas de riesgo y la carga afectada ante contingencia sencilla.

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OAXACA Y HUATULCO (JALAPA DE DÍAZ - OAXACA POTENCIA, SAN JACINTO TLACOTEPEC - PINOTEPA NACIONAL Y CIÉNEGA MVAR)

El suministro de energía eléctrica de la zona Oaxaca depende principalmente de la Confiabilidad de las LT Temascal Dos - Temascal Uno (93720), Temascal Dos - La Ciénega (93740) en 230 kV, cuya trayectoria alcanza una longitud de 210 km.

Por otro lado, el suministro de energía eléctrica en la región de Costa Chica y zona Huatulco depende de tres enlaces, el primero Juchitán Dos – Conejos (73740), 160 km de longitud, el segundo Miahuatlán – Pochutla (73890), 75 km de longitud y el tercero que se extiende alimentando la Costa Chica y parte de Huatulco desde la SE Quemado hasta llegar a la SE Pochutla, 435 km de longitud, todos ellos en 115 kV.

De esta manera, ante contingencia sencilla se presentan niveles bajos de tensión que ocasionan la violación al criterio operativo de -5 % de la tensión nominal en Subestaciones Eléctricas de 115 kV y que pueden derivar en la desconexión de carga en la zona Oaxaca y Huatulco por la acción de esquemas EPS de tiro de carga por bajo voltaje, a fin de preservar la integridad de la Red Eléctrica de las zonas.

Cabe señalar, que la incidencia de fallas es frecuente por las condiciones meteorológicas en temporada de huracanes y fuertes vientos derivado de frentes fríos invernales, así como por la humedad debido a la proximidad con la costa. La ocurrencia de fallas en la Red Eléctrica de 115 kV de las zonas geográficas de Costa Chica y Huatulco es frecuente, tal como se muestra en el registro histórico del Cuadro 8.3.3 donde se puede observar que se han presentado 551 eventos de salida de Línea de Transmisión, de los cuales en 377 de ellos presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica desde 2014 al cierre del 2023.

Conforme a lo anterior, en el PAMRNT 2017-2031, se propuso el proyecto con PEM P17-OR4. En julio de 2017, la SENER instruyó a la CFE este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2021, sin embargo, en el informe actualizado por CFE Transmisión informa a CENACE que el proyecto entrará en Operación para agosto de 2025, el cual actualmente se reporta en etapa por concursar o licitar.

El proyecto consiste en la adición de un nuevo circuito en el nivel de tensión de 230 kV que interconecte la SE Jalapa de Díaz con Oaxaca Potencia, para lo cual se requiere el tendido del segundo circuito sobre las estructuras existentes de la LT Temascal II - Oaxaca Potencia (93740), 152 km-circuito y la construcción de una Línea de Transmisión de 77 km-circuito, desde la SE San Jacinto Tlacotepec hacia SE Pinotepa Nacional en 115 kV. Adicionalmente, se considera un reactor en la LT Temascal II - La Ciénega (93740) de 21 MVAr de capacidad en la SE La Ciénega en 230 kV.

CUADRO 8.3.3. EVENTOS DE DISPAROS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANUAL EN LA COSTA CHICA Y HUATULCO

Año	Número de Eventos de disparo		ENS (MWh)
	Con afectación de carga	Sin afectación de carga	
2014	21	23	149
2015	12	3	26
2016	20	32	31
2017	46	21	272
2018	53	20	512
2019	42	9	407
2020	26	16	57
2021	41	23	382
2022	46	17	672
2023	70	10	704
Total	**377**	**174**	**3212**

El retraso del proyecto impacta en las condiciones operativas para garantizar la Continuidad y Confiabilidad del suministro de energía eléctrica. En el año 2023, se alcanzó en la zona de influencia una demanda máxima de 338 MW y el límite para soportar cualquiera de las contingencias (N-1) es de 258 MW, el cual fue superado por 4,036 horas (46 % del año). Por otro lado, el límite en Red Eléctrica completa (N) es de 325 MW, el cual fue superado este año durante 86 horas. Ambos límites están establecidos para evitar que la tensión en cualquiera de las subestaciones opere por debajo de límite inferior establecido en el CdR (109.3 kV), bajo estas condiciones es inevitable la desconexión controlada de carga, ya que, de no hacerlo, la red de la zona sufrirá un colapso de voltaje. Cabe señalar, que dicha zona presenta un crecimiento en su demanda con una TMCA de 1.8 %, de acuerdo con el PDS 2024-2038, tal que en 2025 se estima alcanzar una demanda de 351 MW, cuyo valor supera el límite N-1 en un 36 % y el límite N en un 8 % (ver Figura 8.3.7).

De acuerdo con registros históricos, durante el 2023, en las Subestaciones Eléctricas de 115 kV de la zona Huatulco se han presentado violaciones al -5 % de la tensión nominal indicado en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN contenidos en el CdR, como puede observarse en la Figura 8.3.8, los perfiles de tensión han alcanzado niveles de hasta 95 kV en caso de algunas contingencias, han operado por debajo de 109.3 kV aproximadamente 88 horas, violando los criterios de mínimo tensión, por último puede notarse que han operado con tensiones menores a 115 kV (hasta 6953 horas en SE Pochutla), lo que muestra un deterioro en la calidad de voltaje para el Usuario Final en media y baja tensión.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose el proyecto, las Subestaciones Eléctricas en 115 kV de la RNT de la región se encontrarán operando fuera de sus Límites Operativos de tensión, aumentando la probabilidad de operar esquemas DAC por variaciones en el nivel de tensión tanto en Subestaciones Eléctricas de la zona de Oaxaca como de la Zona Huatulco. A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían extendiendo las horas de riesgo y la carga afectada ante contingencia sencilla.

FIGURA 8.3.7 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN ZONA OAXACA, HUATULCO Y REGIÓN DE COSTA CHICA

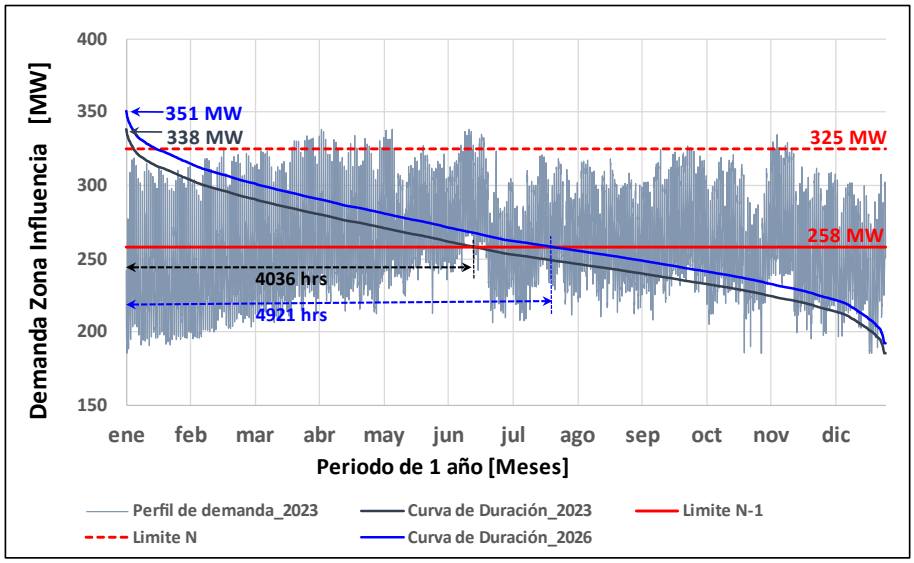
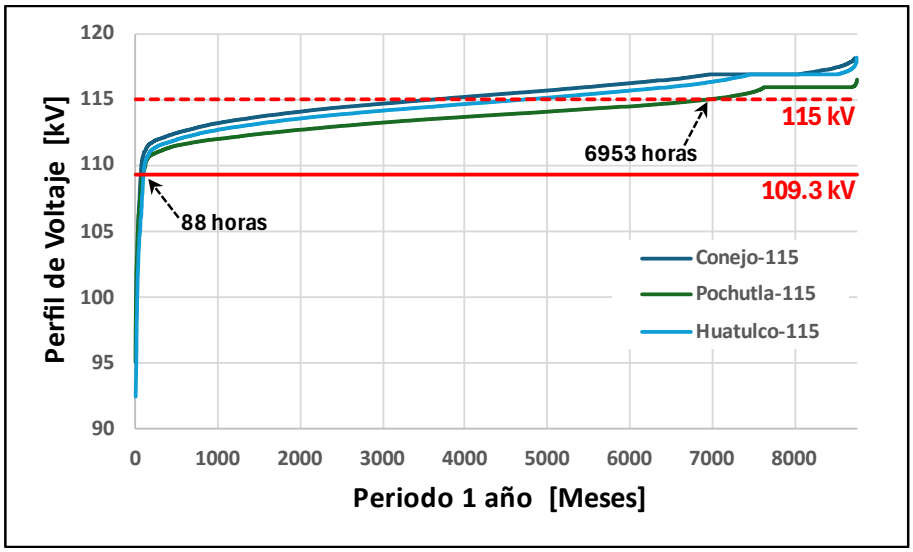


FIGURA 8.3.8. NIVEL DE TENSIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 115 KV DURANTE 2023



INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS REGIONES PUEBLA – TEMASCAL, TEMASCAL – COATZACOALCOS, TEMASCAL – GRIJALVA Y GRIJALVA – TABASCO

Este proyecto con PEM M16-OR1 fue incluido en el PAMRNT 2017-2031 para garantizar capacidad suficiente de transmisión de energía eléctrica del Sureste hacia el centro del país, con la Confiabilidad requerida para el suministro de energía eléctrica. La energía eléctrica proviene principalmente de las CH (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y de las Centrales EO ubicadas en el Istmo de Tehuantepec. Esta generación se encuentra instalada en los estados de Tabasco, Chiapas y Oaxaca.

La fecha de Entrada en Operación Factible fue estimada por SENER para abril de 2020 de acuerdo con el oficio de instrucción de julio de 2017, para su construcción por parte de CFE. En el informe pormenorizado actualizado de CFE Transmisión, se reportó para este proyecto una Fecha de Entrada en Operación Factible para diciembre de 2026, indicando se encuentra en etapa de análisis.

El proyecto consiste en el reemplazo de equipo terminal en subestaciones (transformadores de corriente, trampas de onda y otros que se identifiquen) asociado a los dobles circuitos Juile – Ixtepec Potencia y Puebla II – San Lorenzo Potencia para alcanzar un Límite Operativo de 1500 MVA, además del reemplazo de los capacitores serie existentes para llegar a una capacidad de 2000 Amperes, equivalente a 1386 MVA, en el doble circuito Ojo de Agua Potencia – Puebla II y Temascal II – Minatitlán II / Chinameca Potencia y para las LT del Corredor Manuel Moreno Torres – Juile y Malpaso – Juile.

La implementación de este proyecto permite eliminar la restricción de transmisión en los Corredores mencionados ante la condición de alta disponibilidad de generación de tipo Eólica e Hidráulica, buscando el máximo aprovechamiento de los recursos naturales renovables, con la finalidad de lograr competitividad durante el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica tanto en la región Sureste como en el Centro de la República Mexicana.

Actualmente, se presenta una restricción de transmisión en el corredor entre las SE Ixtepec Potencia hacia Juile en 400 kV, el límite establecido ante contingencia sencilla es de 1100 MW, que representa el Límite Operativo de flujo de potencia eléctrica al que puede operar una de las Líneas de Transmisión que componen dicho Corredor en caso de que se presente alguna contingencia y salga de operación. De acuerdo con registros del flujo de potencia en el año 2023, el límite estuvo rebasado durante 1925 horas (24 % del año), dicha condición mantuvo en riesgo la afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), cabe señalar que el impacto radica principalmente en las variaciones de frecuencia (baja frecuencia) derivadas de la desconexión de grandes bloques de generación en la zona y el amortiguamiento que presente el Sistema Eléctrico de Potencia al momento del evento, como puede observarse en la Figura 8.3.9 el pico máximo de transmisión alcanzado es de 1,654 MW, esto significa que con esta transmisión, ante la salida de una de las LT del corredor Ixtepec Potencia - Juile, se desconectará mediante los esquemas de tiro de generación (DAG) un monto aproximado de 554 MW para evitar que la LT en servicio opere a más de 1100 MW, lo cual puede impactará a la variación de frecuencia dependiendo de las condiciones de amortiguamiento en el sistema de potencia.

Otra restricción corresponde a la transmisión entre las SE Temascal II hacia Minatitlán II y Chinameca Potencia, la cual mantiene un límite de flujo de potencia eléctrica ante contingencia sencilla de 1,250 MW, durante el 2023 el flujo en la compuerta se mantuvo cercano al límite, especialmente en el mes de octubre de 2023, tal como se muestra en Figura 8.3.10.

FIGURA 8.3.9. CURVA CARACTERÍSTICA DE FLUJO DE POTENCIA EN EL CORREDOR DE TRANSMISIÓN IXTEPEC POTENCIA > JUILE DURANTE 2023

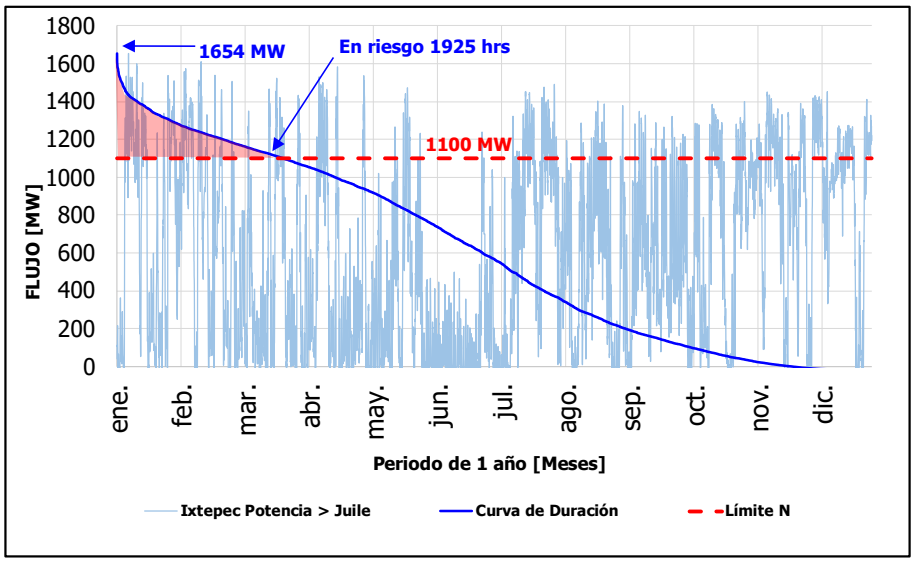
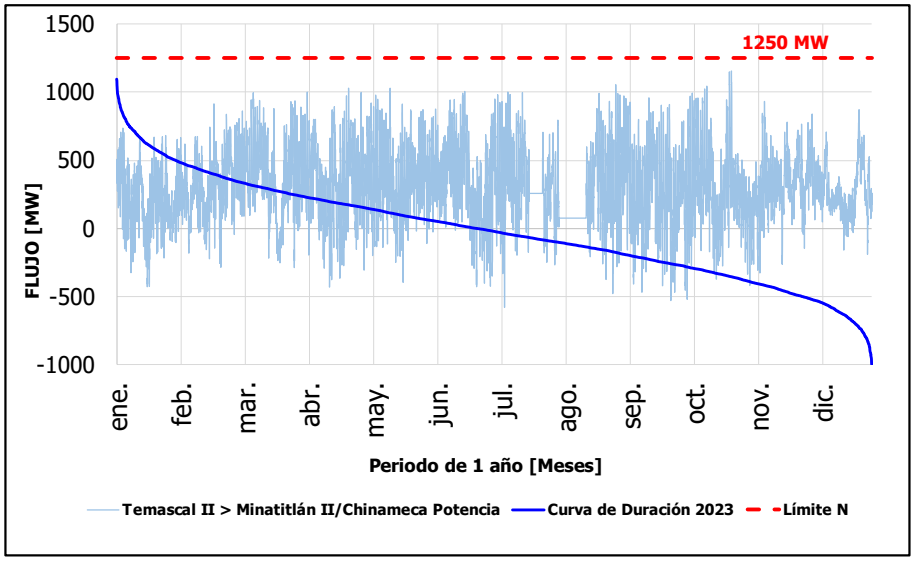


FIGURA 8.3.10. CURVA CARACTERÍSTICA DE FLUJO DE POTENCIA EN EL CORREDOR DE TRANSMISIÓN TEMASCAL II > MINATITLÁN II Y CHINAMECA POTENCIA DURANTE 2023



CUADRO 8.3.4. REGISTRO HISTÓRICO DE EVENTOS DE DISPARO Y SU DURACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CORREDOR ENTRE LAS REGIONES COATZACOALCOS – TEMASCAL

Número de eventos de disparo y tiempo total fuera de servicio						
Año	Minatitlán II A3T10 Chinameca Potencia		Chinameca Potencia A3260 Temascal II		Minatitlán II A3360 Temascal II	
	No. eventos	Tiempo fuera de servicio	No. eventos	Tiempo fuera de servicio	No. eventos	Tiempo fuera de servicio
2018	9	02:27:11	9	03:53:52	8	00:53:22
2019	1	00:02:02	7	00:25:21	8	00:27:54
2020	1	724:09:38	9	423:47:53	4	02:28:16
2021	7	29:38:35	12	00:53:45	11	01:47:51
2022	1	04:46:12	12	00:41:24	6	07:49:48
2023	4	04:08:24	3	00:09:10	8	00:43:18
Total	**23**	**765:12:02**	**52**	**429:51:25**	**45**	**14:10:29**

La importancia del Corredor de transmisión entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal radica en que conforma uno de las Compuertas principales de la región Sureste de la República Mexicana, esta Compuerta de Flujo permite la transmisión de la generación producida por las CH del estado de Chiapas, y en condiciones de baja o nula generación permite el suministro de energía eléctrica hacia el Sureste del país, siendo un factor adicional para considerar la incidencia de fallas que es frecuente, tal como se describe en Cuadro 8.3.4.

8.4 IMPACTO EN LA GCR OCCIDENTAL

En el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, al cierre del PRODESEN 2033-2037, la SENER ha instruido la construcción de 37 obras de ampliación en la RNT. En promedio se tiene un retraso respecto a la fecha original necesaria de construcción de aproximadamente 4 años, lo cual ha derivado en la aplicación de estrategias operativas de segregación de Red Eléctrica en 69 kV, 115 kV e inclusive en 230 kV, operar con grandes montos de carga con alimentación radial, implementación urgente de EAR para solventar problemáticas ante contingencia sencilla y la construcción de obras remediales para mantener el suministro eléctrico a los Usuarios Finales. Lo anterior ha generado una disminución en la Confiabilidad del sistema eléctrico y costos operativos adicionales.

ZONA LEÓN

Actualmente, se encuentran en operación parte de las obras del proyecto “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030. Sin embargo, se mantiene como obra remedial el AT-03 230/115 kV de la SE León III, compuesto de fases de reserva de otras Subestaciones Eléctricas dentro del ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, disminuyendo la Confiabilidad de estas, al no tener reserva en caso de falla de alguna fase del banco de transformación e incurriendo en costos adicionales asociados al traslado de las unidades. En el alcance del proyecto mencionado, también se incluyen aproximadamente 40 km-c de Línea de Transmisión en 115 kV, que están pendientes de construir y tienen fecha factible actualizada a enero del 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Con la entrada en operación de dichas Líneas de Transmisión, se disminuye el flujo por la transformación 230/115 kV de las SE León I y León III y se refuerza el anillo de las SE El Toro, San Roque y San Francisco, donde se presentan sobrecargas y bajos niveles de tensión ante posibles contingencias.

Adicionalmente a la problemática mencionada, a causa del aumento en la energía eléctrica transmitida por el enlace entre las regiones Aguascalientes y León, debido a la entrada de generación de energía eléctrica en el norte del país, en conjunto con el crecimiento de la demanda en la zona León, se presenta una limitante para permitir la transmisión de energía eléctrica al centro del país, debido a la saturación anticipada de los bancos de transformación de la SE León III, aumentando los costos de producción y riesgos operativos. En 2023, los autotransformadores 230/115 kV de la SE León III alcanzaron valores superiores al 90 % de su capacidad, en condiciones de Red Eléctrica completa.

Para evitar que los transformadores de la zona León limiten la capacidad de transmisión, se considera el proyecto “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III”, instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032, cuya fecha factible de entrada en operación se había considerado para abril 2022, pero de acuerdo con la información más reciente de CFE Transmisión, actualmente tiene fecha de término para abril de 2030, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

En el Cuadro 8.4.1 se muestra la ENS estimada por la transformación 230/115 kV de la zona León ya considerando en servicio la obra remedial. En la Figura 8.4.1 se muestran curvas de duración de carga reales y estimadas para el LNT-AT02.

En la zona también se cuenta con problemáticas en la Red Eléctrica de 115 kV, particularmente el enlace entre la zona León e Irapuato, donde se presenta sobrecarga en la LT Silao-73800-Los Sauces y bajos voltajes ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (CSMS) en condiciones de alta demanda, esto debido a su baja capacidad de transmisión de energía eléctrica, ya que es una Línea de Transmisión antigua, de calibre de conductor 266 kcmil tipo ACSR y además tiene tramos en los cuales se encuentra invadido su derecho de vía. Por lo anterior y considerando el incremento en el crecimiento pronosticado en el PDS 2024-2038, se estima que para el año 2024 no se soporte la ocurrencia de la CSMS en esta zona y sea necesario el corte de carga manual. Para solventar la problemática mencionada, la SENER instruyó en el PAMRNT 2021-2035 el proyecto “P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión de la Red Eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato”, propuesto con fecha factible de

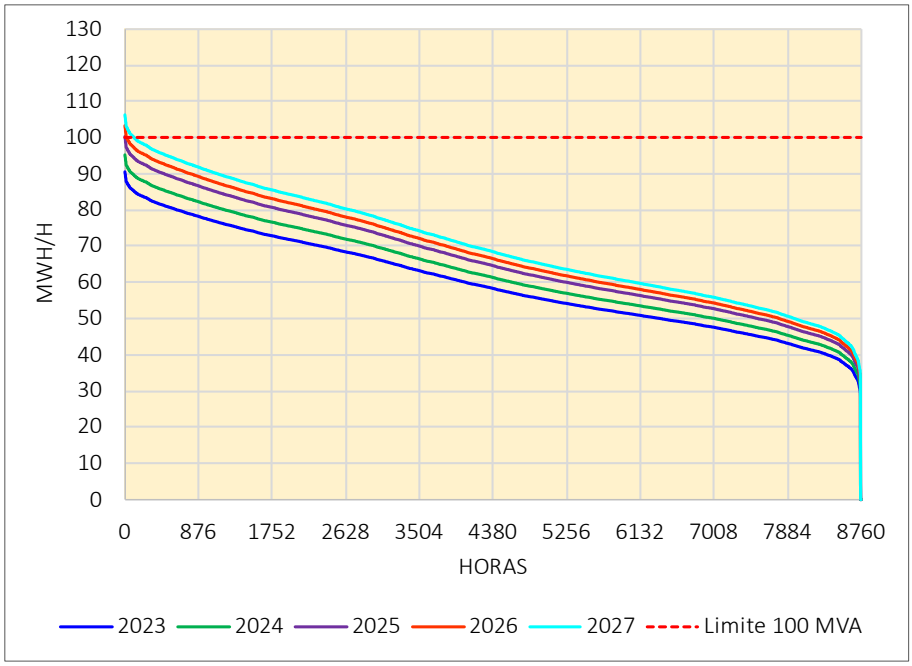
entrada en operación abril 2025, sin embargo, en la última información proporcionada por CFE indica que la nueva fecha de entrada en operación corresponde a diciembre de 2027, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

CUADRO 8.4.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA LEÓN EN 230/115 KV

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00
2025	0.27	0.27	2.00
2026	28.58	28.84	21.00
2027	196.22	225.07	109.00

En caso del diferimiento del proyecto

FIGURA 8.4.1. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LEÓN III AT-02.



ZONA QUERÉTARO

La zona Querétaro abastece principalmente corredores industriales y desarrollos residenciales. La zona se alimenta por Subestaciones Eléctricas con bancos de transformación 230/115 kV, entre ellas la SE Querétaro I con dos bancos de 225 MVA de capacidad cada uno, la SE Querétaro Potencia con un banco de 225 MVA y la SE Conín con un banco de 225 MVA.

En el Cuadro 8.4.2 se muestra un resumen de la ENS en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio el proyecto “P17–OC10 Querétaro Potencia Banco 4”, propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para noviembre de 2024, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

Referente al proyecto “P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)” propuesto en el PAMRNT 2017 – 2031, el 21 de noviembre de 2022 entró en operación, como obra temporal remedial, un banco de 225 MVA de capacidad formado por las fases de reserva 230/115 kV de 75 MVA de las SE Querétaro I, Querétaro

Potencia y Conín con el objetivo de seguir abasteciendo la creciente demanda de la zona Querétaro; una vez que el proyecto instruido se materialice, las fases de reserva se regresarán a las Subestaciones Eléctricas de origen, se informó que cuenta con fecha de término de obra para junio de 2025. CFE Transmisión informa que ambos proyectos se encuentran en construcción/ejecución.

En la Figura 8.4.2 se muestran las curvas de duración de carga del banco de transformación 230/115 kV (225 MVA) QRO-AT02 incluyendo las proyecciones de carga hasta el 2026.

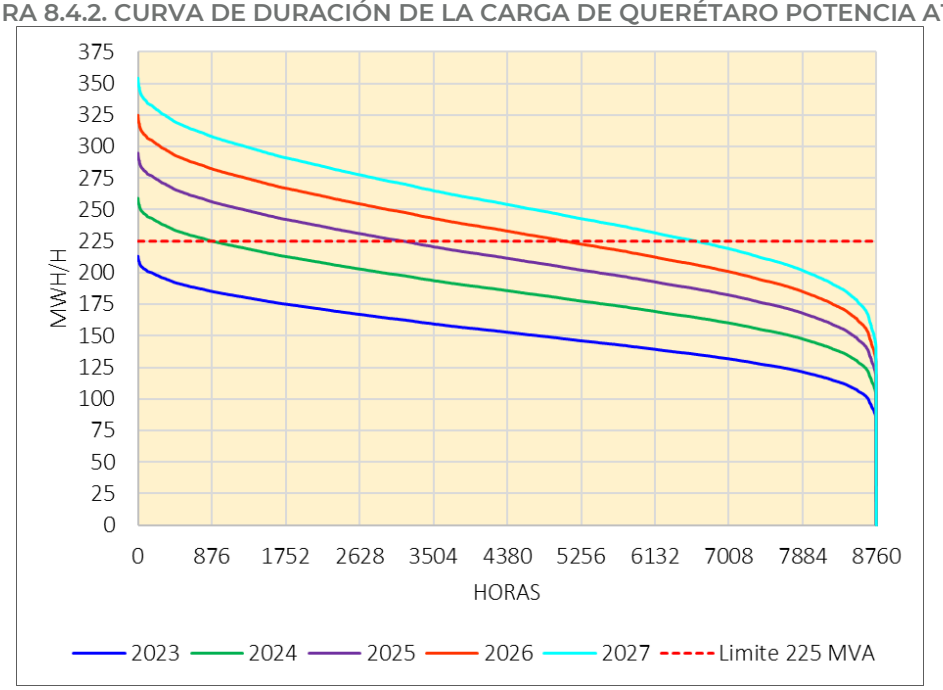
CUADRO 8.4.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA QUERÉTARO

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	9,124.22	9,124.22	883.00
2025	70,447.95	79,572.16	3,153.00
2026	171,269.29	250,841.45	5,062.00
2027	306,015.48	556,856.94	6,619.00

En caso del diferimiento del proyecto

Incluido a la problemática anterior, se tiene una gran cantidad de Centros de Carga proyectados a instalarse en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro en el corto y mediano plazo (814 MW en total) y el incremento de transformación a media tensión para suministro de carga de desarrollo normal (700.6 MVA), en el Cuadro 8.4.3 se muestra un resumen de las cargas solicitadas por SIASIC (con contrato de conexión formalizado) y el aumento en los bancos de transformación de distribución.

FIGURA 8.4.2. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE QUERÉTARO POTENCIA AT-03.



Para atender el suministro de la demanda pronosticada de la zona y capital del estado de Querétaro, se propuso a mediano plazo en el PAMRNT 2021–2035 el proyecto *"P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro"* que ha sido instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación para abril de 2026, actualmente con fecha de término de obra para julio de 2029, sin el cual no se tendría la infraestructura adecuada para atender los futuros Centros de Carga e incrementos de demanda de las actuales Subestaciones Eléctricas. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

CUADRO 8.4.3. CENTROS DE CARGA PREVISTOS EN LA ZONA QUERÉTARO

	SIASIC/1		Distribución/2	
Año	**Capacidad (MW)**	**No. proyectos**	**Capacidad (MVA)**	**No. proyectos**
2023-2030	814	32	700.6	31

/1 Cola de Conexión
/2 PDS

Considerando la topología de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro, existen contingencias críticas de Líneas de Transmisión que producen bajos perfiles de tensión por debajo del Límite Operativo (0.95 pu), principalmente en los Corredores de transmisión Querétaro I – San Ildefonso, Querétaro I – Conín, Querétaro I - Buenavista y Conín – San Ildefonso (adicionalmente se presenta sobrecarga de la LT San Ildefonso – 73150 – Marqués Oriente), llegando a ser necesarios cortes de carga manual de hasta 101 MW para el año 2025. Para solventar esta problemática la SENER instruyó los proyectos "P16-OC4 Línea de Transmisión Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac" con fecha factible de entrada en operación para abril de 2020, actualmente con fecha de término de obra para mayo de 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR y "P15-OC6 Compensación Capacitiva Occidente" con fecha factible de entrada en operación para abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para junio de 2024.

Al cierre de 2023, como parte del proyecto "P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro", se encontraban en operación los capacitores de las SE Parque Innovación, Antea, Querétaro I y Querétaro Potencia, con lo que se ha contribuido a la zona a mantener un perfil de tensión dentro de los limites operativos y a reducir los reactivos a través de los transformadores que alimentan la zona, sin embargo, en reporte pormenorizado de CFE Transmisión al corte de mayo de 2024, se reporta la entrada en operación de los capacitores en las SE Conín y Cimatario, con fecha de término del 19 de abril de 2024

Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del Solicitante, de gran escala y complejidad.

Por otra parte, al occidente de la ciudad de Querétaro, se ubica el Corredor Querétaro I – Querétaro Potencia en 115 kV, en el que, ante contingencia sencilla, se presentan diversas sobrecargas en Líneas de Transmisión, donde la más severa se presenta en la LT Querétaro Sur – 73720 – Querétaro Potencia, limitando así, la capacidad de suministro a las Subestaciones Eléctricas que conforman el Corredor. Se estima que desde el 2022, se presentarán demandas que superen el límite de seguridad calculado y, por lo tanto, en caso de existir una contingencia en el corredor, se tendrá una sobrecarga e inclusive la posibilidad de un disturbio de alta relevancia en cascada, que afecte la totalidad del suministro de la zona eléctrica. Para atender esta problemática se propuso en el PAMRNT 2021 – 2035 el proyecto "P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro", instruido por la SENER en 2021 y con fecha factible de entrada en operación actualizada para noviembre de 2026. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

ZONA IRAPUATO

La ciudad de Irapuato se encuentra alimentada a través de los autotransformadores 230/115 kV de la SE Irapuato II (2x100 MVA) y del transformador 400/115 kV (375 MVA) de la SE Las Fresas. En la Red Eléctrica de 115 kV se encuentran industrias importantes como las siderúrgicas Cifunsa y Evercast, además de distintos parques industriales.

Actualmente se considera como Estrategia Operativa mantener cerrada la LT Salamanca–73130–Irapuato II, para disminuir la carga de los transformadores de la SE Irapuato II. Dicha Línea de Transmisión es poco confiable dado de que se encuentra aislada en 69 kV y opera en 115 kV; además, tiene tramos de derecho de vía invadido, calibre 336 kcmil tipo ACSR y su fecha de construcción fue en el año 1957; características que incrementan la posibilidad de falla en el elemento y dificultad en su mantenimiento y/o reparación, lo que podría propiciar que quede fuera de servicio por un periodo prolongado o quedar inhabilitada de forma permanente.

Además, ante la indisponibilidad o falla del transformador de la SE Las Fresas se tendría un flujo superior al 140 % de la capacidad nominal de los bancos de transformación de la SE Irapuato II, pudiendo ocasionar una salida en cascada que derive en pérdida de carga de la zona Irapuato.

Para solventar esta problemática se propuso el proyecto “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)”, instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2021, actualmente con fecha de término actualizada para julio de 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que se encuentra en proceso de construcción.

CUADRO 8.4.4 ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA IRAPUATO (SIN LT SALAMANCA – 73130 – IRAPUATO II)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	16.74	16.74	11.00
2025	311.89	328.62	97.00
2026	1,212.04	1,540.66	301.00
2027	2,654.64	4,195.30	546.00

En caso del diferimiento del proyecto

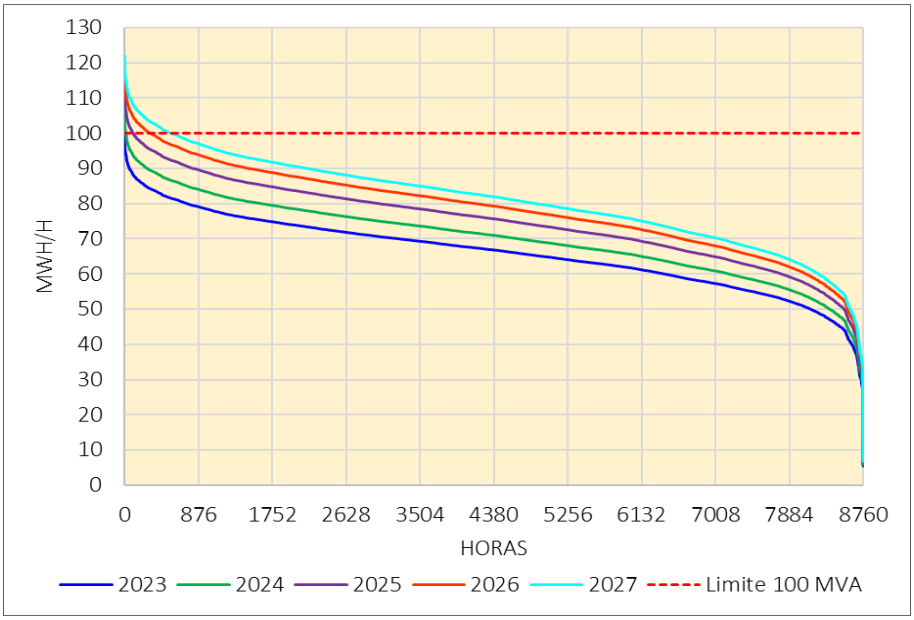
En la Figura 8.4.3 se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV (100 MVA) de la SE Irapuato, que es el elemento que limita el seguir abasteciendo carga en la zona Irapuato, sin embargo, el comportamiento de este banco es similar al Irapuato AT-02 (operan en paralelo). Es importante mencionar que las curvas de duración de carga se expresan en condiciones de Red Eléctrica completa, sin embargo, se tiene el riesgo de contingencia de banco de transformación, lo que provocaría sobrecargas superiores al 100 % de su capacidad nominal.

Además del refuerzo esperado en la transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II, y debido al incremento esperado en la demanda de la zona Irapuato, en 2022 se propuso el proyecto “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato” que fue instruido en junio del mismo año y tiene como función principal eliminar el riesgo de sobrecarga en la transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II, ante la contingencia del banco de transformación 400/115 kV (375 MVA) de la SE Las Fresas.

Por otro lado, al norte de la ciudad de Irapuato, se encuentra la zona industrial del Puerto Interior, donde el alto crecimiento de la demanda industrial provoca que, ante la pérdida de elementos de la Red Eléctrica de 115 kV, se sobrecarguen Líneas de Transmisión, se tengan bajos perfiles de tensión y pueda ser necesario el corte del suministro eléctrico de la zona. A partir del 2021, ante contingencia de Línea de Transmisión en condiciones de alta demanda en la zona de Puerto Interior, se podrían presentar

sobrecargas en las Líneas de Transmisión restantes que alimentan dicha zona y en condiciones de Red Eléctrica completa, en escenarios de demanda máxima, se tengan valores por debajo de 0.95 p.u. en los niveles de tensión, lo que adicionalmente limita los periodos en el año donde se pueden autorizar mantenimientos a las Líneas de Transmisión.

FIGURA 8.4.3. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE IRAPUATO II AT-01



Para incrementar la Confiabilidad de la zona industrial se consideran los proyectos “P17-OC7 LT Silao Potencia-Las Colinas” propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para abril de 2026, y “P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato” propuesto en el PAMRTN 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para junio de 2024, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

ZONA METROPOLITANA DE GUADALAJARA

La Red Eléctrica de 69 kV del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG) es alimentada principalmente por las SE Guadalajara I, Guadalajara II, Atequiza y Acatlán, sin embargo, debido a que el crecimiento de complejos habitacionales y los asentamientos industriales se han concentrado principalmente en la zona que alimentan las SE Guadalajara I y Guadalajara II, la carga ha incrementado de manera considerable.

Actualmente se implementan Estrategias Operativas de segregación de la red, para disminuir (el mayor tiempo posible) el flujo de la transformación 230/69 kV de la SE Guadalajara II y evitar que se presenten niveles de carga superiores al 100 % de su capacidad nominal, esto en condición normal sin considerar la ocurrencia de la CSMS.

Durante el año 2023 los transformadores 230/69 kV (2x125 MVA) de la SE Guadalajara I alcanzaron flujos máximos de 98.9 % de su capacidad nominal, mientras que los de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 100.3 % de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa, dicha condición aunada al incremento de demanda orilló a segregar Redes Eléctricas de 69 kV y cambio de topología en la Red Eléctrica de 230 kV.

Ante la contingencia de uno de los transformadores de la SE Guadalajara I o Guadalajara II, se tiene el riesgo de sobrecargas superiores al 100 % de su capacidad. En julio del 2023 ante falla del T-04 de la SE Guadalajara II el transformador paralelo superó su capacidad nominal ya que circularon 128 MW.

La condición mencionada genera problemas en la flexibilidad operativa de la transformación 230/69 kV de las SE Guadalajara I y Guadalajara II, complicando el mantenimiento programado y de emergencia para los transformadores. A su vez, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la red implican requerir Obras de Refuerzo a costa del solicitante, de gran escala y complejidad.

En el Cuadro 8.4.5, se muestra un resumen de la ENS en la SE Guadalajara I en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio la obra "P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2", instruida por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2019, actualmente con fecha de término de obra para septiembre de 2025.

Mientras que en el Cuadro 8.4.6 se indica la ENS en la SE Guadalajara II, subestación que se ve más afectada por los retrasos en el proyecto "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)" instruida en febrero de 2021 por la SENER, y propuesto en el PAMRNT 2020 – 2034 con fecha factible de entrada en operación abril 2025, actualmente con fecha de término de obra para abril de 2026, dicho proyecto tiene cambio de alcance de metas físicas y aún se encuentra en análisis por parte de CFE.

CUADRO 8.4.5. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA SE GUADALAJARA I

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	443.02	443.02	121.00
2025	1,438.45	1,881.47	289.00
2026	2,797.79	4,679.26	528.00
2027	4,272.58	8,951.84	736.00

En caso del diferimiento del proyecto

CUADRO 8.4.6. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA SE GUADALAJARA II

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	1,886.67	1,886.67	1,012.00
2025	16,877.49	18,764.16	3,288.00
2026	31,525.52	50,289.68	4,281.00
2027	41,532.42	91,822.10	4,837.00

En caso del diferimiento del proyecto

Por la tasa de crecimiento en la demanda de la zona, se ha identificado la necesidad de incrementar la capacidad de transformación 400/230 kV que abastece la ZMG a mediano plazo.

Desde agosto del 2020 y hasta octubre del 2023 estuvo indisponible el AT-01 de la SE Atequiza, dando como resultado que el AT-01 y AT-02 de la SE Acatlán estuvieran por encima del 90 % de su capacidad nominal durante 45 y 85 horas, respectivamente; a su vez, el AT-01 de la SE Tlajomulco y de la SE Zapotlanejo presentaron 185 y 261 horas con flujo superior al 90 % de su capacidad, respectivamente. Por último, el AT-02 de la SE Atequiza opero con un flujo superior al 90 % de su capacidad por 2,358 horas.

Basado en el crecimiento esperado para 2026 de la ZMG, se estima que se presenten sobrecargas permanentes en los autotransformadores 400/230 kV ante indisponibilidad de alguno de ellos. Para evitar esta condición, se propuso el proyecto "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)" en el PAMRNT 2020 – 2034, el cual se instruyó por la SENER en febrero de 2021, con fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación para abril 2026, este proyecto aún se encuentra en revisión, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión, conservando la misma fecha factible.

Aunado a la problemática para satisfacer la creciente demanda de la ZMG, el consumo de potencia reactiva en los próximos años está ocasionando una disminución general en el perfil de tensión de la Red Eléctrica de 230 kV y 69 kV. Esta problemática se incrementa ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión, llegando a niveles de voltaje por debajo del Límite Operativo, ocasionando afectaciones en procesos industriales y degradación en la Calidad del suministro eléctrico.

Considerando el pronóstico de crecimiento de la ZMG, desde el año 2022 se podrían presentar afectaciones por bajo nivel de voltaje ante contingencia de elementos en la Red Eléctrica de 69 kV. El proyecto "P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara" instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término de obra para marzo 2026 dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión. Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del solicitante, de gran escala y complejidad.

ZONA SAN LUIS POTOSÍ

La zona sur de San Luis Potosí es alimentada por dos Subestaciones Eléctricas a través de bancos de transformación 230/115 kV, una de ellas es la SE San Luis Potosí con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y la otra es la SE La Pila con un autotransformador de 225 MVA; las cuales alimentan gran parte de la carga industrial y residencial de la ciudad de San Luis Potosí.

Durante 2023 cada autotransformador de la SE San Luis Potosí alcanzó flujos superiores al 94 % de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa; a su vez el autotransformador de la SE La Pila alcanzó un flujo máximo de 97 % de su capacidad nominal lo que conllevará a la aplicación de Estrategias Operativas de segregación de la Red Eléctrica, implementación de EAR y con ello evitar sobrecargas en Estado Operativo Normal, sin considerar la ocurrencia de la CSMS. Adicionalmente, ante la contingencia de cualquiera de los autotransformadores mencionados anteriormente será necesario el corte de carga manual o automático para evitar un colapso del suministro de la zona en cuestión.

Desde 2020 se mantiene como Estrategia Operativa unir las LT Parque Solar Santiago Maniobras – 93340 – San Luis Potosí y San Luis Potosí – 93690 – El Potosí con el fin de evitar una sobrecarga en los AT 230/115 kV de la SE San Luis Potosí. Sin embargo, incrementa el flujo en el autotransformador de la SE La Pila por lo que la problemática de sobrecarga se transfiere a dicha Subestación Eléctrica.

En el Cuadro 8.4.7 se muestra un resumen de la ENS en condición de Red Eléctrica completa, mientras no esté en servicio la obra "P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3" propuesta en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2020, actualmente con fecha de término de obra para agosto de 2025, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

Adicionalmente, debido al alto crecimiento en la demanda, para evitar la saturación del autotransformador de la SE La Pila, la SENER instruyó el proyecto "P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí", propuesto en el PAMRNT 2020 – 2034 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2025, actualmente con nueva fecha de término de obra para diciembre de 2027. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

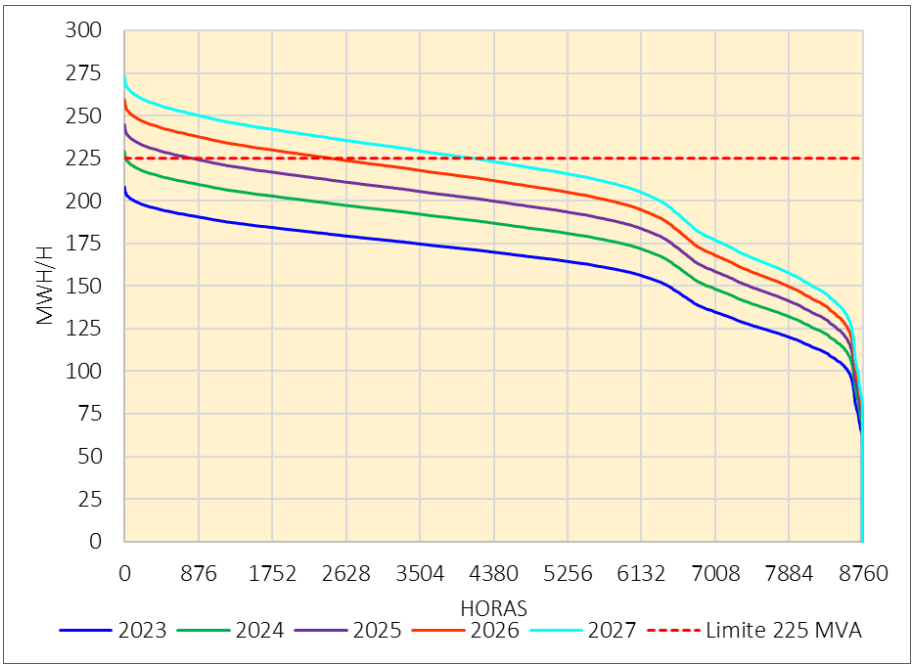
CUADRO 8.4.7. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA SAN LUIS POTOSÍ (CON OBRA TEMPORAL)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	22.15	22.15	16.00
2025	4,396.32	4,418.47	801.00
2026	25,545.00	29,963.48	2,440.00
2027	65,842.43	95,805.91	4,134.00

En caso del diferimiento del proyecto, valores futuros estimados

En la Figura 8.4.4, se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV de la SE La Pila, que es el primer elemento que alcanza saturación y dejaría de suministrar energía eléctrica.

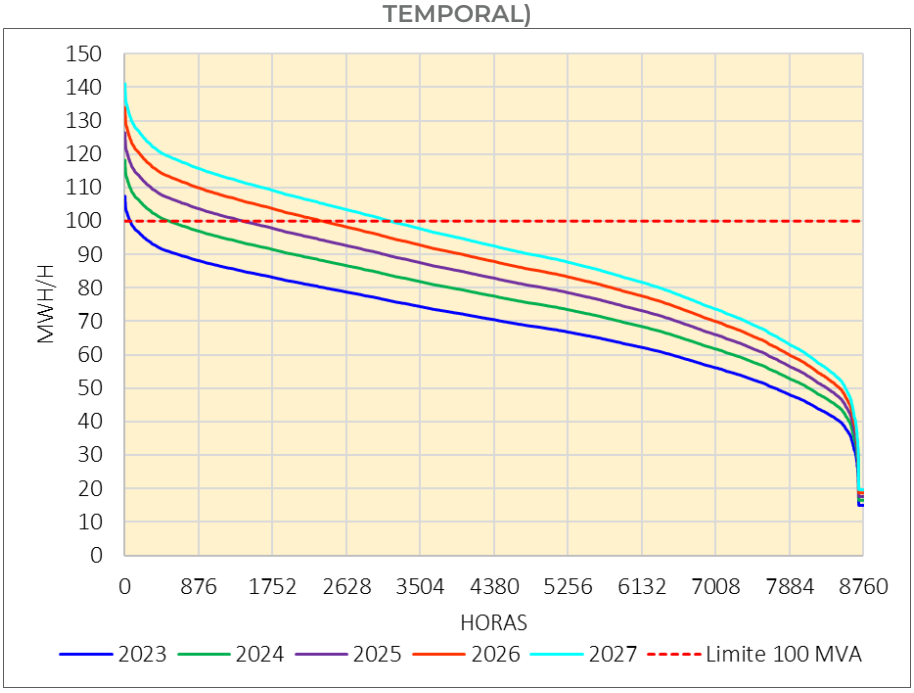
FIGURA 8.4.4. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LA PILA AT-01



En la Figura 8.4.5 se muestran las curvas de duración de carga del AT-01 230/115 kV de la SE San Luis Potosí como primer elemento en dejar de suministrar energía eléctrica ante su saturación, en caso de no aplicar la Estrategia Operativa de las Líneas de Transmisión en 230 kV.

Es relevante señalar que, las solicitudes de inclusión de nuevos Centros de Carga o incremento de demanda de los Centros de Carga ya conectados a la Red Eléctrica implica requerir Obras de Refuerzo a costa del Solicitante, de gran escala y complejidad.

FIGURA 8.4.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LA SAN LUIS POTOSÍ AT-01 (SIN OBRA TEMPORAL)



CUADRO 8.4.8. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA SAN LUIS POTOSÍ (SIN OBRA TEMPORAL)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	137.82	137.82	61.00
2024	2,471.73	2,609.55	523.00
2025	9,040.13	11,649.68	1,398.00
2026	20,769.28	32,418.96	2,335.00
2027	36,354.35	68,773.32	3,139.00

En caso del diferimiento del proyecto, valores futuros estimados

ZONA IXMIQUILPAN

La zona Ixmiquilpan es alimentada por la SE Zimapán 230/115 kV con un AT de 100 MVA, la cual alimenta los poblados de Zimapán e Ixmiquilpan situados en el estado de Hidalgo; así como el sistema de bombeo de agua potable hacia la ciudad de Santiago de Querétaro.

Debido a que el autotransformador se encuentra ubicado en un sitio de difícil acceso y en condiciones de humedad, se dificulta y encarece su mantenimiento, todo ello deriva en que sea un equipo con alto índice de indisponibilidad, ya sea por falla o por mantenimiento. Adicionalmente, el devanado terciario del autotransformador se utiliza para alimentación de servicios propios de la C.H. Zimapán, por lo que tiene limitada su capacidad de 100 MVA, como nominal, a 90 MVA con la finalidad de evitar sobrecargas si en determinado momento el terciario es la única fuente de alimentación para los servicios de la Central Eléctrica.

Ante la contingencia del autotransformador mencionado anteriormente se tiene afectación del total de la carga de la zona, pudiendo recuperar parte de esta a través de los enlaces en 115 kV hacia la SE Boquilla. Sin embargo, debido a la cargabilidad de la Red Eléctrica no se podrá lograr el suministro total de la

energía eléctrica necesaria en la SE Acueducto provocando intermitencias en el bombeo de agua potable; además de presentarse perfiles bajos de tensión, reduciendo así, la Confiabilidad y posibilidad del Suministro Eléctrico.

En el mes de octubre de 2020, para poder realizar mantenimiento mayor al Zimapán AT-04, se realizó el traslado de un banco de capacitores hacia la SE Boquilla, esto para evitar los problemas de bajas tensiones principalmente en la SE Acueducto.

En enero 2021 se realizó el mantenimiento mencionado del Zimapán AT-04, por lo que estuvo indisponible durante 14 días. Se logró mantener un perfil de tensión en la zona para abastecer la carga de la zona Ixmiquilpan. Sin embargo, se tuvo que racionar el bombeo de agua a la ciudad de Querétaro ya que no se tenía la capacidad de conectar la totalidad de las plantas de bombeo de la SE Acueducto.

Durante el año 2023, aun cuando no se presentaron fallas o mantenimientos en el Zimapán AT-04, derivado a que se debe operar la red de manera radial, se presentaron pérdidas de carga ante distintas fallas de Líneas de Transmisión y una falla en el bus de 115 kV de la SE Zimapán.

En el Cuadro 8.4.9 se muestra un resumen de la indisponibilidad del Zimapán AT-04, desde el año 2013 al año 2023, donde al menos ha estado fuera de servicio por falla una vez por año, hasta el 2021.

Para solventar la problemática indicada se propuso en PAMRNT 2017 – 2031 el proyecto “P17-OC5 Valle de Mezquital”, instruido por la SENER en 2018 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para diciembre de 2028, donde CFE Transmisión informa este proyecto aún se encuentra en análisis, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

CUADRO 8.4.9. INDISPONIBILIDAD DEL ZIMAPÁN AT-04

Año	Número de fallas	Tiempo de indisponibilidad
2013	3	420 minutos (7 horas)
2014	1	22 minutos
2015	2	378 minutos (6 horas 18 minutos)
2016	1	Falla Transitoria, 1 minuto
2017	2	292 minutos (4 horas 52 minutos)
2018	3	827 minutos (13 horas 47 minutos)
2019	4	1569 minutos (26 horas 9 minutos)
2020	1	201 minutos (3 horas 21 minutos)
2021	1*	20,160 minutos (14 días)
2022	0	Mantenimiento programado, sin afectación.
2023	0	---

* Mantenimiento mayor

ZONA URUAPAN-APATZINGÁN

La Red Eléctrica de las zonas Uruapan (115 kV) y Apatzingán (69 kV) está compuesta de largas Líneas de Transmisión lo que ocasiona que se presenten bajos perfiles de tensión en las Subestaciones Eléctricas más lejanas, teniendo como principal fuente de alimentación la LT Carapan Potencia – 93390 – Uruapan Potencia y la generación hidroeléctrica instalada en la zona.

Las CE Cóbano (2x30 MW), Cupatitzio (2x40 MW) y Chilatán (1x19 MW) tienen un despacho típico de la mitad de su capacidad, ya que depende principalmente al uso del agua que se programe para el riego en la región y a los niveles de operación que se tengan en las presas, por los escurrimientos que se hayan presentado.

Para solventar la problemática se habilitaron en 2021 Esquemas de Protección de Sistema de corte de carga por bajo voltaje, requerimiento que se incrementará en el 2024 para evitar el colapso de tensión de la zona. Para estas zonas se tiene el proyecto “P15-OC7 Compensación de la zona Apatzingán”,

propuesto en el PAMRNT 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación a mayo 2019, actualmente con fecha de término de obra para agosto del 2024. A partir del año 2021, se corre el riesgo de que se presenten perfiles de tensión inferiores a los Límites Operativos (0.95 p.u.) en condiciones de Red Eléctrica completa ante una alta demanda en la zona.

Considerando el incremento de demanda en las zonas Uruapan y Apatzingán se identificó que es necesario la inclusión de una nueva fuente ya que, con la Red Eléctrica actual, solo es posible suministrar 205 MW para evitar el colapso de tensión en la zona, ante contingencia de algún elemento y 246 MW en condiciones de Red Eléctrica completa, considerando que la instalación de compensación reactiva adicional ya no es suficiente para solventar la problemática de tensión. En 2021, ante indisponibilidad del AT-01 161/115 kV de la SE Apatzingán se alcanzaron valores de 89 % en el AT-02 230/115 kV de la SE Uruapan Potencia.

Adicionalmente, debido a la topología de la Red Eléctrica, ante contingencia de elementos de transmisión, la zona se vuelve radial provocando incremento en el flujo de los autotransformadores que la alimentan. En 2023, derivado de una estrategia operativa en la zona Carapan por indisponibilidad del T-01 de la SE Purépecha, se alimentó de manera radial la zona Apatzingán a través de la LT Cobano-83260-Cupatitzio, dicha línea presentó una falla causando la afectación del suministro de 143 MW.

Tomando en cuenta el crecimiento del área de influencia desde el año 2022 la zona se encuentra en riesgo de colapso de tensión en condiciones de Red Eléctrica completa. Para incrementar la Confiabilidad de la zona, se considera el proyecto “P18-OC4 Expansión Zonas Uruapan-Apatzingán” instruido por la SENER y propuesto en PAMRNT 2018 – 2032, con fecha factible de entrada en operación para abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2030, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

ZONA SAN LUIS DE LA PAZ

La zona San Luis de la Paz es alimentada por dos Subestaciones Eléctricas con bancos de transformación 230/115 kV, la SE San Luis de la Paz II con tres autotransformadores de 100 MVA, cada uno y la SE Santa Fe con un AT de 225 MVA. Durante 2023 los autotransformadores de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 97.34 % de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa. Sin embargo, se ha tenido que segregar la Red Eléctrica de 115 kV de la zona como Estrategia Operativa para evitar una sobrecarga. Ante la contingencia de la LT Las Delicias – Santa Fe, la SE Santa Fe queda alimentada desde la SE Querétaro I, lo que ocasiona que el autotransformador de la SE Santa Fe disminuya la carga que suministra y eso se refleje en la transformación de la SE San Luis de la Paz II, provocando que se sobrecarguen sus autotransformadores.

En septiembre del 2023, ante indisponibilidad de la LT Querétaro I-73170-Antea, se vio en la necesidad de realizar tiros de carga rotativos para evitar la sobrecarga en el autotransformador de la SE Santa Fe, alcanzando un máximo de 5 MW por aproximadamente una hora.

En el Cuadro 8.4.10 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa, considerando que se aplique la Estrategia Operativa mencionada, mientras no esté en servicio el proyecto “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4”, instruida por la SENER y propuesto en PAMRNT 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2024, actualmente con fecha de término de obra para abril de 2026, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

CUADRO 8.4.10. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA SAN LUIS DE LA PAZ

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00
2025	2.96	2.96	5.00
2026	3,496.84	3,499.80	1,080.00
2027	8,144.12	11,643.91	1,866.00

En caso del diferimiento del proyecto

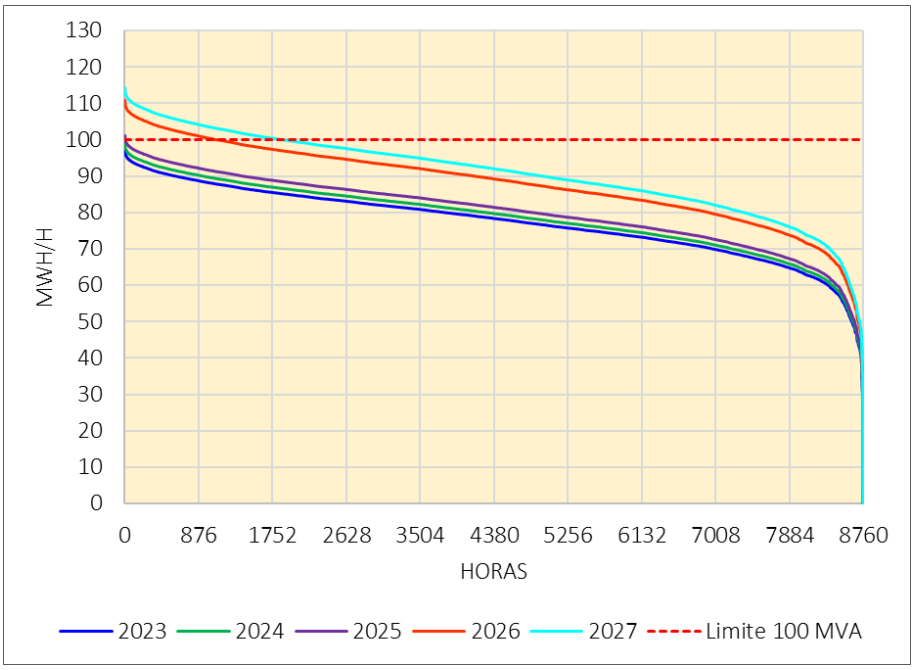
En la Figura 8.4.6 se muestran las curvas de duración de carga del AT-02 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz, es importante mencionar que los flujos alcanzados no llegan al 100 % de la capacidad nominal del autotransformador, gracias a las Estrategias Operativas que se implementan en campo, sin embargo, dichas estrategias ponen a la Red Eléctrica en una condición de vulnerabilidad ante la ocurrencia de contingencias.

Es importante mencionar que las estrategias operativas implementadas hasta el momento ya no serán suficientes en el año 2025 teniendo la necesidad de establecer otras estrategias que probablemente requerían el corte carga bajo ciertas condiciones de demanda, aún con red eléctrica completa.

Adicional a la problemática de transformación de la zona, se encuentra la congestión de la Compuerta de Flujo en 230 kV Las Delicias – Querétaro, el cual ha superado su límite de Estado Operativo Normal durante 1,222 horas en 2023. Derivado de esta situación, en enero 2023 ante la falla de la LT Las Delicias-93100-Querétaro I operó el EAR-DAG ELP-BAJ-SDJ para evitar la sobrecarga y pérdida de elementos en cascada de las Líneas de Transmisión restantes en el corredor. En este evento se afectaron 417 MW de generación de las C. C. C. Energía San Luis de la Paz y C. C. C. Bajío. Considerando el incremento de transferencia de energía eléctrica del norte al centro del país, más la creciente demanda de la zona Querétaro, las horas que se encuentre por encima de su límite seguro se incrementarán en los próximos años, generando un aumento en los costos de producción debido a los ajustes del despacho necesario para mantener un flujo dentro de su límite de seguridad.

Para atender esta problemática, se considera el proyecto “P19-OC3, Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro”, instruido por la SENER y propuesto en PAMRNT 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación abril 2025, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2025, concluyendo la etapa de actividades previas, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

FIGURA 8.4.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DEL SAN LUIS DE LA PAZ AT-02



ZONA AGUASCALIENTES-ZACATECAS

La Red Eléctrica de 115 kV de las zonas Aguascalientes y Zacatecas alimenta Centros de Carga industriales, principalmente minería; las longitudes de las Líneas de Transmisión y la topología actual para interconectar la Red Eléctrica ocasionan problemas de bajo nivel de voltaje ante contingencia sencilla, lo que limita el crecimiento de la carga y posibilidad de libranzas de equipos para mantenimiento.

Para el caso del corredor entre las SE Cañada y Estancia de Ánimas, desde 2021 en condiciones de alta demanda se sobrepasa los 45 MW, dando como resultado perfiles de tensión por debajo de 0.95 p.u. ante contingencia de las Líneas de Transmisión que alimentan la zona. Por tanto, se propuso el proyecto “P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr” en el PAMRNT 2018 – 2032, instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para julio del 2026, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR.

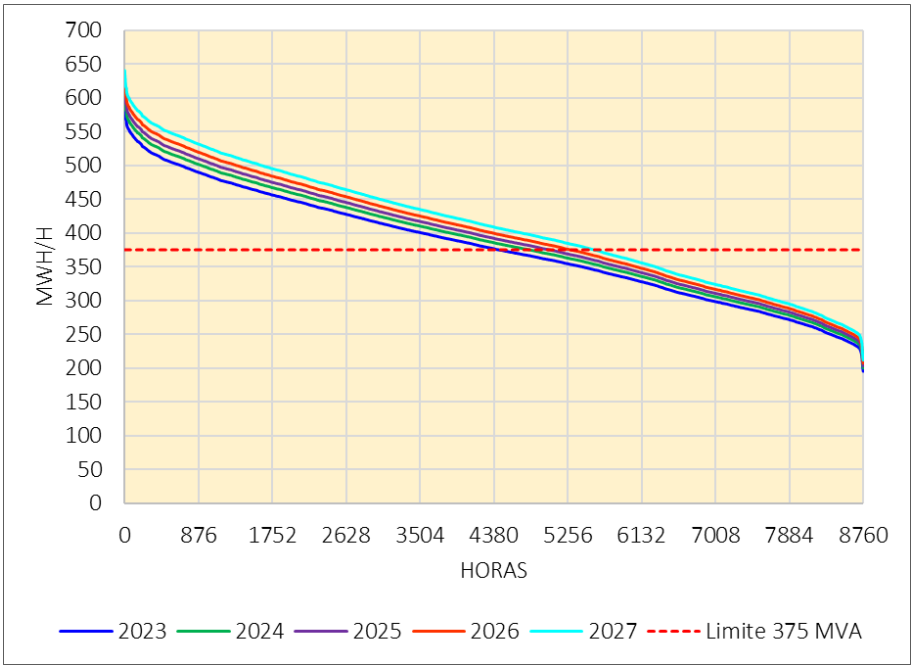
De igual manera, en las zonas de distribución Zacatecas y Fresnillo se tienen altos consumos de potencia reactiva en la Red Eléctrica, ocasionando un perfil bajo de tensión en condición de Red Eléctrica completa y condiciones más críticas ante contingencia sencilla. Adicionalmente, estos bajos perfiles de tensión limitan la transferencia de energía eléctrica a través de la LT en 230 kV Jerónimo Ortiz Martínez – 93600 – Fresnillo Potencia, ya que se disminuye la tensión de la zona con altas transferencias de energía eléctrica. Considerando el pronóstico de demanda, a partir del año 2026 en condiciones de Demanda Máxima Coincidente de la Zona Zacatecas y ante contingencia de las Líneas de Transmisión en 115 kV o 230 kV, se tendrán perfiles de tensión por debajo de 0.95 p.u. Para solventar esta problemática se propuso el proyecto “P18-OC3, Compensación Capacitiva en la zona Zacatecas”, en el que se incluye eliminar la conexión en tap de la LT Fresnillo Norte – 73290 – Fresnillo Sur, aumentando la Confiabilidad de la SE Fresnillo Industrial, la cual tiene fecha de término de obra actualizada para julio de 2028.

ZONA TEPIC-VALLARTA

La SE Tepic II alimenta a través de los AT-03 y AT-04 400/230 kV la totalidad de la carga de las zonas Tepic, Santiago y Vallarta, los cuales ya han alcanzado flujos superiores al 90 % durante 1 y 5 horas respectivamente, esto debido a licencias en muerto del AT paralelo por mantenimiento.

En la Figura 8.4.7, se muestra las curvas de duración de carga estimadas de ambos autotransformadores de la SE Tepic II, donde se observa que más de la mitad del año se tendrían problemas para suministrar la carga de las zonas Santiago, Tepic y Vallarta en caso de indisponibilidad de un autotransformador.

FIGURA 8.4.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LOS AT-03 Y AT-04 DE TEPIC II



De lo anterior, se prevé una reducción de tiempo para tener posibilidades de dar mantenimiento a los autotransformadores y además se incrementa el riesgo de sobrecarga ante contingencia sencilla de alguno de los autotransformadores.

Para incrementar la capacidad de transformación de la zona y agregar una Subestación Eléctrica adicional que alimente la Red Eléctrica de 230 kV, se propuso el proyecto “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta” en el PAMRNT 2021 – 2035, y fue instruido por la SENER, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2030, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión, dicho retraso incrementa los riesgos operativos conforme a lo establecido en el CdR..

Además, para aumentar la Confiabilidad en la zona Vallarta y evitar la sobrecarga en los autotransformadores 230/115 kV (3x100 MVA) de la SE Vallarta Potencia y posibles tiros de carga en la zona a causa de la salida del AT-01 230/115 kV (225 MVA) de la SE Nuevo Vallarta, se propuso el proyecto “P22-OC1 Atención al suministro en la zona Vallarta”, CFE Transmisión reporta la fecha de entrada factible para septiembre de 2025.

Por último, para la zona Santiago que se alimenta de manera radial desde la SE Tepic II en 115 kV y que en los últimos años ha experimentado crecimiento de la carga, se propuso el proyecto “P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago”, con el fin de dar soporte de tensión en las Subestaciones Eléctricas de la zona, así como incrementar las capacidades de cargabilidad de las líneas de trasmisión

tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante contingencia, dicho proyecto tiene fecha de entrada necesaria para abril del 2026 con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2027.

REGIÓN BAJÍO

En los últimos ejercicios del PAMRNT se ha detectado que el centro del país demanda una importante cantidad de energía eléctrica, la cual en parte es aportada por la creciente capacidad de generación que se ha instalado al norte del país. Dicha generación (excedentes) converge en la GCR Occidental y aunado a la importante demanda que se presenta, particularmente en la región del Bajío (León, Irapuato y Querétaro), ocasiona que se tenga degradación en los perfiles de tensión en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV de esta región.

Debido a que la GCR Occidental es el enlace para transportar el flujo de potencia entre el norte y el centro del país, la Red Eléctrica es expuesta a altos niveles de flujo de potencia, lo cual reduce la flexibilidad operativa necesaria ante una contingencia y/o mantenimientos, además de ocasionar degradación de los perfiles de tensión por insuficiencia en la compensación reactiva capacitiva requerida para manejar tales magnitudes de transferencias de potencia.

Por estas razones, en el PAMRNT 2019 – 2033, se realizó la propuesta del proyecto “P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío”, posteriormente instruido, con nueva fecha factible de entrada en operación en septiembre de 2025, el cual aportará potencia reactiva en las zonas León, Querétaro y San Luis de la Paz, para mantener los perfiles de tensión ante altas transferencias de potencia. Este proyecto se encuentra en etapa de contratación, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

Adicional a este proyecto, en el mismo PAMRNT se realizó la propuesta del proyecto “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, con fecha factible de entrada en operación recientemente reportada por CFE Transmisión para octubre de 2025, con el cual se tendrá una conexión en 400 kV entre las GCR Noreste y Central, disminuyendo el flujo de potencia que converge en la zona Querétaro, mejorando también el perfil de tensión que se ve afectado por la transmisión de energía eléctrica en esta zona. Este proyecto se encuentra en etapa de contratación, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

REGIÓN JALISCO

El estado de Jalisco por su gran extensión territorial cuenta con diferentes Centros de Carga dispersos a lo largo de su territorio, lo que da lugar a Redes Eléctricas de gran longitud y con altas demandas, dando lugar a que, ante contingencias sencillas de Líneas de Transmisión, se presenten bajas tensiones y ante indisponibilidad de los transformadores que alimentan la zona, se genere sobrecarga en los elementos de transformación restantes.

Las zonas Zapotlán y Costa, ubicadas al sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara, son alimentadas por los AT 230/115 kV de las SE Acatlán y Ciudad Guzmán. Estas zonas no se pueden operar enlazadas debido a la problemática de colapso de voltaje y sobrecargas ante contingencias sencillas. En 2023 el AT-06 de la SE Acatlán alcanzó el 95 % de su capacidad, mientras que los AT-01 y AT-02 de la SE Ciudad Guzmán alcanzaron valores de aproximadamente 95 %. Basado en lo anterior y considerando el pronóstico de demanda, en caso de indisponibilidad de alguno de los autotransformadores se tendría la necesidad de corte de carga para evitar sobrecarga en los restantes.

Adicionalmente, por la falta de infraestructura eléctrica, se ha requerido solicitar Obras de Refuerzo importantes a Centros de Carga y proyectos de la División de Distribución Jalisco que pretenden conectarse a corto plazo en la zona. Para poder atender los nuevos Centros de Carga esperados se

propuso en el PAMRNT 2020-2034 el proyecto “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa” instruido por la SENER y con fecha factible de entrada en operación actualizada de julio de 2029 reportada por CFE Transmisión, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

En el Cuadro 8.4.11 se muestra un resumen de la energía eléctrica que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa mientras no esté en servicio el proyecto “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa”.

En la Figura 8.4.8 se muestran las curvas de duración de carga del banco de transformación 230/115 kV (100 MVA) ATN-AT06 incluyendo las proyecciones de carga hasta el 2027.

CUADRO 8.4.11. ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LA ZONA COSTA

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2023	0.00	0.00	0.00
2024	0.76	0.76	3.00
2025	134.28	135.04	66.00
2026	877.84	1,012.88	285.00
2027	2,049.97	3,062.85	573.00

En caso del diferimiento del proyecto

De manera similar, se encuentra la zona Los Altos, al oriente de la Zona Metropolitana de Guadalajara, la cual es alimentada principalmente por el AT-01 de la SE San Juan II y la LT Aguascalientes Potencia – 73380 – Omega. Actualmente, se solicitó la instalación de Esquemas de Protección para evitar el colapso de la zona por baja tensión ante contingencia sencilla de las fuentes de la zona.

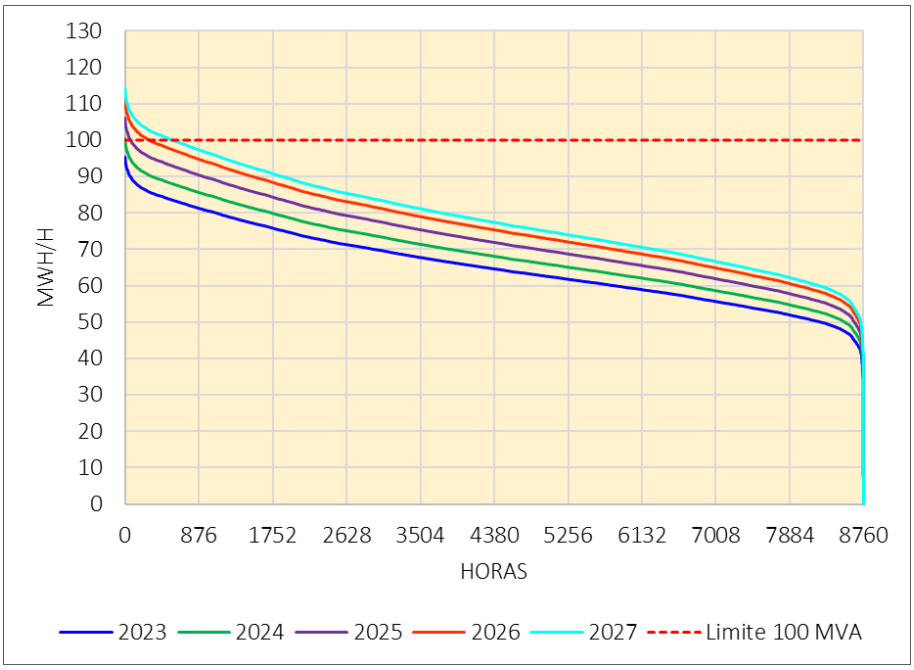
Considerando el incremento de demanda de la zona se detecta la necesidad de incrementar la capacidad de las fuentes de alimentación ya que además de la problemática de tensión se presentarán sobrecargas en el AT-01 de SE San Juan II, por lo que CENACE propuso en PAMRNT 2021-2035 el proyecto “P21-OC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos”, instruido en julio de 2021 y con fecha factible de entrada en operación actualizada por CFE Transmisión para diciembre de 2028. Este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

Finalmente, al occidente de la Zona Metropolitana de Guadalajara se ubica la zona Minas, la cual se alimenta únicamente a través de dos Líneas de Transmisión en 69 kV desde la SE Tesistán y la C. H. Santa Rosa. Esta zona presenta una alta dependencia de la generación de la C. H. Santa Rosa, para poder suministrar la demanda, ya que ante indisponibilidad de alguna de las Líneas de Transmisión provenientes de la SE Tesistán, se degradan de manera significativa los perfiles de tensión cuando se tiene un despacho de generación reducido.

En el corto plazo esta problemática se agrava, llegando al punto de colapso de tensión de la zona en caso de contingencia sencilla lo que generaría una restricción a los Centros de Carga que se pretenden instalar.

Para solucionar esta problemática se propuso el proyecto “P21-OC3 Soporte de Tensión para la zona Minas” en el PAM 2021-2035, y posteriormente instruido en julio de 2021, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2027, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

FIGURA 8.4.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ACATLÁN AT-06.



REGIÓN COLIMA

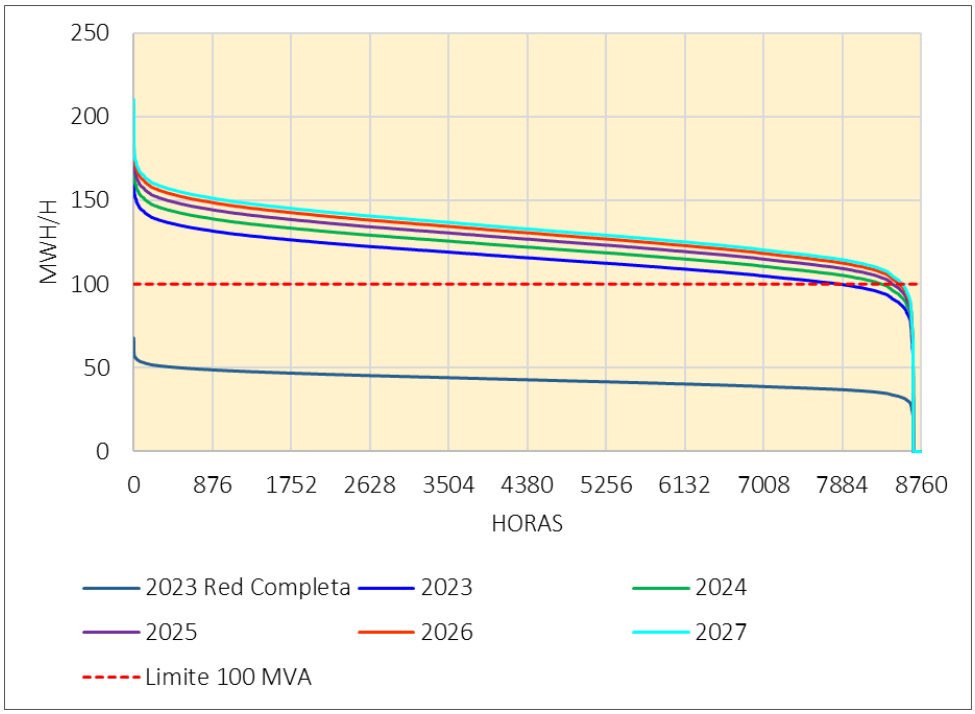
La Red Eléctrica de 115 kV del estado de Colima se alimenta a través los autotransformadores 230/115 kV de las SE Colomo (2x100 MVA), Colima II (2x100 MVA) y el transformador 400/115 kV de la SE Tapeixtles (1x375 MVA). Debido a las problemáticas de colapso de tensión, se opera normalmente abierto el enlace en 115 kV hacia la zona Jalisco.

Por la condición y topología de la Red Eléctrica, al estar indisponible algún elemento de transformación, principalmente el transformador 400/115 kV de la SE Tapeixtles, se incrementa de manera drástica el flujo a través de los transformadores restantes. En 2023, por mantenimiento de equipo, se presentaron valores superiores al 90 % de la capacidad nominal en el AT-02 de la SE Colima II y AT-02 de la SE Colomo.

Basado en la curva de duración de carga del AT-02 de la SE Colomo del 2023 y utilizando los factores de crecimiento de demanda de la zona Colima y el incremento en el flujo ocasionado por la contingencia sencilla más severa (salida del T-03 de la SE Tapeixtles), se estimaron curvas de curación de carga de los próximos años para identificar el nivel de riesgo de que se presente una sobrecarga los elementos de transformación en la SE Colmo. En la Figura 8.4.9 se muestran las curvas de duración de carga estimadas del AT-02 de la SE Colomo con indisponibilidad del T-03 de la SE Tapeixtles, se puede observar que prácticamente durante todo el año se tiene riesgo de sobrecarga en caso de falla o libranza de emergencia, además de que se tendrán periodos de tiempo para mantenimiento muy limitados a lo largo del año.

Con la finalidad de solucionar esta problemática se propuso el proyecto “P23-OC2 Incremento en la transformación de la Zona Colima” en el PAMRNT 2023-2037, y posteriormente instruido en julio de 2023, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2030, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

FIGURA 8.4.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA ANTE N-1 DE COLOMO AT-02.



Incluido a la problemática anterior, en la zona Colima y Manzanillo se pueden experimentar niveles de tensión elevados, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa para demandas mínimas como ante la ocurrencia de contingencias, lo que pudiera ocasionar daño en equipo eléctrico si se presenta un nivel de tensión superior al que fueron diseñados.

Para disminuir los niveles de tensión se implementan Estrategias Operativas para control de alta tensión que consisten en la segregación de Red Eléctrica en 400 kV, lo cual disminuye la Confiabilidad del sistema eléctrico y genera una degradación anticipada de interruptores de potencia al tener que operarlos continuamente para energizar y des energizar Líneas de Transmisión.

Adicionalmente las unidades de la Central Eléctrica Manuel Álvarez Moreno se incluyen en la Asignación de Unidades Fuera de Merito, esto implica costos adicionales, ya que la conexión de unidades de Central Eléctrica no se hace por un despacho económico del Mercado Eléctrico Mayorista, además de que se limitan los mantenimientos por la dependencia que se mantiene sobre dichas unidades.

En el PAMRNT 2023-2037 se propuso el proyecto “P23-OC1 Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental” y posteriormente instruido en julio de 2023, con nueva fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2030, con la finalidad de reducir la dependencia de sincronizar las unidades de la Central Eléctrica Manuel Álvarez Moreno para regulación de tensión y la apertura de Líneas de Transmisión de 400 kV.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LIMITADAS EN LA GCR OCCIDENTAL

En el ámbito de la GCR Occidental, se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de LT en los niveles de tensión de 69 a 400 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico serie de estas. Se cuenta con un total de 75 Líneas de Transmisión que requieren modernización y, en algunos casos, la limitante ha condicionado la entrada en operación de nuevos Centros de Carga y proyectos de las RGD del MEM de las Divisiones de Distribución por lo que se han solicitado como Obras de Refuerzo.

El listado de las Líneas de Transmisión, con las necesidades de sustitución, se encuentra dentro de un proyecto de modernización de enlaces de transmisión, que formó parte de la propuesta del PAMRNT 2019 – 2033 y fue instruido a CFE Transmisión en el año 2019 bajo el nombre de “M19-TC1 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie”, con fecha factible de entrada en operación actualizada a diciembre de 2030, de acuerdo con información de CFE Transmisión, este proyecto aún se encuentra en análisis, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

8.5 IMPACTO EN LA GCR NOROESTE

ZONA SONORA NORTE

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Nogales

La zona Nogales presenta una problemática en las Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo (LTCPS) en 115 kV, de las cuales específicamente dos de ellas han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas (LT Nogales Aeropuerto-73640-Industrial San Carlos) presentó en 2023 violaciones con Red Eléctrica completa en 572 horas y la otra (Nogales-73B00-Industrial San Carlos) ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 8.5.1.

Debido a la problemática de sobrecarga con Red Eléctrica completa, se tiene una restricción en un elemento de transmisión que debe ser eliminada mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar sobrecargas que afectan la Confiabilidad en la zona.

Cuando se presenta una contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad en un elemento de transmisión, se reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación, por lo que se limitaría la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

El proyecto P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019 a CFE, con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026.

Con la política de reubicación de empresas internacionales (nearshoring), SENER ha solicitado al CENACE desarrollar una propuesta de la infraestructura eléctrica en la zona Nogales que permita atender la demanda estimada y el crecimiento por la reubicación de empresas internacionales considerado tres polos de desarrollo industrial con una demanda de 70 MW, los cuales se adicionan a la carga existente y estimada en el mediano plazo en la zona Nogales. Como resultado, se identificó un proyecto integral que permite eliminar las problemáticas de transmisión, compensación y transformación en la zona Nogales que será incluido al PAMRNT 2024-2038.

El Cuadro 8.5.1. muestra las condiciones de operación en el mediano plazo, se observa que ante el diferimiento del proyecto se tendrán valores de sobrecargas muy altas que ponen el riesgo el suministro de la carga en la zona Nogales.

CUADRO 8.5.1. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA SONORA NORTE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales Aeropuerto -73640- Industrial San Carlos	232	126	79	54	Subterráneo
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	159	86	42	54	Subterráneo

Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco. (Mar de Cortés Banco 1)

En el ámbito de la GCR Noroeste, específicamente en los municipios de Puerto Peñasco y Caborca ubicados al noroeste del estado de Sonora, se tienen problemáticas de capacidad de transformación y de soporte de tensión, particularmente durante el periodo nocturno se satura la capacidad de transformación con Red Eléctrica completa en la SE Seis de Abril y en el periodo diurno se tiene la

problemática de la capacidad de transformación motivado por excedentes de generación de tipo fotovoltaica ante contingencia sencilla de bancos de transformación principalmente.

En la SE Seis de Abril de la zona Caborca se tiene valores arriba del 90 % desde el 2021 en los autotransformadores con capacidad nominal de 100 MVA en Estado Operativo Normal y se han registrado valores máximos durante el periodo nocturno, En 2023 el autotransformador SSA-AT1 excedió el 100 % de carga en estado estable, con el transcurso del tiempo se observa que la sobrecarga ante contingencia sencilla se incrementará, el Cuadro 8.5.2A muestra que para el año 2029 ante contingencia sencilla de banco la sobrecarga alcanzará valores del 60 % por arriba del nominal. Para el mismo año con el proyecto de generación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco, con fecha de entrada de Operación Comercial el 30 de abril de 2023, ante la contingencia sencilla de un autotransformador, el paralelo que queda en servicio tendrá una carga mayor al 95 % del nominal, como se muestra en el Cuadro 8.5.2B.

Para resolver la problemática se propuso el proyecto P20-NO1 “Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco” que permitirá fortalecer la Red Eléctrica mediante la construcción de la nueva SE Mar de Cortés, con un banco de transformación con una capacidad de 150 MVA y relación de transformación 230/115 kV, con su Red Eléctrica asociada que considera: cambio de tensión de una de las LT de SE Seis de Abril -73A10 o 73630 – SE Puerto Peñasco que actualmente operan en 115 kV y cuentan con aislamiento a 230 kV, para conectar con un circuito en 230 kV entre la SE Mar de Cortes y la SE Seis de Abril en 230 kV, así como Líneas de Transmisión para formar anillos en 115 kV entre las SE Mar de Cortes, Puerto Peñasco, Oriente y Playa Encanto, además, se ha programado la adición de compensación reactiva en derivación mediante un banco de capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en SE Oriente en 115 kV y compensación inductiva reactiva en el terciario del AT de la SE Mar de Cortes con capacidad de -21 MVAr.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto tiene una fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2028, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación del proyecto.

CUADRO 8.5.2A. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA PEÑASCO PARA SSA-AT2 EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	61.6	161.6	88.4	100

CUADRO 8.5.2B. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA PEÑASCO PARA SSA-AT2 EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	195.1	195.1	107	100

Cerro Cañedo MVAr

El suministro de energía eléctrica en el Corredor de transmisión en 115 kV, que involucra las SE Cerro Cañedo, Llano Blanco, Altar y Ocuca es abastecido por los bancos de transformación en las SE Industrial Caborca y Santa Ana.

La regulación de tensión en dichas Subestaciones Eléctricas es mínima o nula ante la ocurrencia de contingencias sencillas, aunado a esto, la distancia de 79 km entre las Subestaciones Eléctricas que proporcionan el abastecimiento de la energía eléctrica, la falta de equipo de compensación de potencia reactiva en el Corredor en 115 kV y el incremento continuo de la demanda hace necesario el realizar acciones remediales como corte de carga para poder mantener la tensión dentro de los rangos aceptables establecidos del CdR, como se muestra en el Cuadro 8.5.3.

Se requiere la infraestructura necesaria que proporcione el soporte de tensión en el área de influencia ante contingencia y reducir el riesgo por colapso en la región, de tal manera que no sean necesarios los esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática de tensión y garantizar el suministro de energía eléctrica al área de influencia.

Este proyecto P20-NO4 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en diciembre de 2030.

CUADRO 8.5.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ENTRE LAS ZONAS CABORCA Y SANTA ANA EN 2029

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Caborca -73660- Cerro Cañedo	Cerro Cañedo en 115 kV	9.6	99.7	112.2
	Llano Blanco en 115 kV	7.3	99.7	112.1

ZONA HERMOSILLO

Compensación Reactiva Inductiva en Seri

La falta de Compensación Reactiva Inductiva en la SE Seri en la barra de 400 kV ha ocasionado altas tensiones en las zonas Hermosillo, Guaymas y Obregón ante condiciones de bajo flujo de potencia a través del Corredor en 400 kV entre la SE Seri en la zona Hermosillo, la SE Empalme Ciclo Combinado en la zona Guaymas y la SE Bácum en la zona Obregón como se muestra en el Cuadro 8.5.4.

La problemática se ha solventado temporalmente mediante estrategias operativas que involucran aperturas de Líneas de Transmisión, en 2023 se requirió la apertura de la LT Seri - A3N80 - Empalme CC o bien, la LT Seri - A3N90 – Empalme CC y permanecieron abiertas (una u otra) 5,775 horas por control de tensión, lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de la demanda. Esta situación se agrava al estar fuera de servicio la Central Eléctrica Empalme Dos.

Cuando las UCE Empalme Dos se encuentran fuera de servicio o en mantenimiento, no se cuenta con la absorción de potencia reactiva que proporcionan dichas unidades de Central Eléctrica, por tanto, se requiere de equipo de compensación reactiva inductiva en la SE Seri que permitirá mantener la magnitud del voltaje de operación dentro de los límites de operación permitidos y sea posible operar las Líneas de Transmisión en forma permanente manteniendo la Confiabilidad en el suministro.

El proyecto P16-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta marzo de 2025, indica el proyecto está en construcción o ejecución.

CUADRO 8.5.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS ESCENARIO DE INVIERNO EN LA ZONA SONORA NORTE EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS PARA 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Seri en 400 kV	4.7	424.7	414.3
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Empalme Ciclo combinado en 400 kV	2.1	422.1	409.6
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Bácum en 400 kV	1.6	421.6	411.7

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos zona Hermosillo

La zona Hermosillo cuenta con una Red Eléctrica que presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV, de las cuales específicamente, 16 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión.

En el escenario de Red Eléctrica completa son nueve LTCPS que registran sobrecarga: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, LT Hermosillo Cuatro – Portales, LT Hermosillo Cinco – Dynatech y, LT Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve, LT Dynatech – Rolando García Urrea, LT Portales – Hermosillo Dos, LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Nueve, LT Hermosillo Loma – Hermosillo Misión, LT Hermosillo Cuatro – Rio Sonora en 115 kV. Las restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 8.5.5.

CUADRO 8.5.5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA HERMOSILLO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso	Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	277.04	141.29	112.50	51	Subterráneo
Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión	Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	259.01	132.09	92.60	51	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso	Dynatech-73D20-Rolando García Urrea	204.49	89.97	63.80	44	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	Hermosillo Uno-73080-Rolando García Urrea	192.57	117.46	5.43	61	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión	178.95	132.42	40.09	74	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Cuatro-73700-Portales	175.57	112.36	82.76	64	Subterráneo, Puente
Hermosillo Loma-73750-Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma-73760-Pueblitos	169.97	129.18	85.37	76	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73060 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	160.78	93.25	49.81	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73060-Río Sonora	Hermosillo Uno-73D30-Río Sonora	141.15	74.81	21.47	53	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73070-Hermosillo Nueve	Hermosillo Cuatro-73060-Río Sonora	131.32	78.79	53.87	60	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73070-Hermosillo Nueve	Hermosillo Uno-73280-Hermosillo Nueve	119.43	63.30	13.47	53	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73700 - Portales	Hermosillo Loma – 73160 – Hermosillo Dos	118.04	87.35	50.03	74	Subterráneo
Hermosillo Loma-73750-Parque Industrial Hermosillo	Pueblitos-73M10-Ladrilleras	116.60	88.61	45.30	76	Subterráneo
Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	Hermosillo Cereso-73D60-Villas del Pitic	115.93	99.70	68.76	86	Subterráneo
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	Hermosillo Dos-73M20-Portales	115.77	74.09	44.75	64	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cuatro –73000 - Hermosillo Seis	Hermosillo Seis – 73170 – Hermosillo Misión	104.30	66.75	26.51	64	Subterráneo

Debido a la problemática de sobrecarga, con Red Eléctrica completa, actualmente, se tiene una restricción en cuatro elementos de transmisión que debe ser eliminadas mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar la sobrecarga de las LTCPS, ante contingencia sencilla se producirá una cargabilidad mayor a la capacidad de las LTCPS lo que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación. Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de esquemas de acción remedial, implementando estrategias operativas lo que impacta en el incremento del costo de la energía eléctrica en la zona por la modificación del despacho de las Centrales Eléctricas y se limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática:

El PEM P19-NO2 propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023 y el PEM P20-NO7 propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación hasta abril de 2026.

Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

La SE Esperanza cuenta con un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal, con relación de transformación 230/115 kV y suministra cargas radiales de la región agrícola de la ciudad de Hermosillo, con enlaces de transmisión en 115 kV muy alejados del punto de suministro en la SE Esperanza, a través de transformadores cuya relación de transformación es 110/34.5 kV y 110/13.8 kV. Se tiene control de la tensión en la zona ante altos valores de demanda, sin embargo, no se tienen los elementos para controlar las altas tensiones en los escenarios de baja carga. Por tanto, en el escenario de invierno se tienen altas tensiones en Subestaciones Eléctricas de la zona Costa de Hermosillo.

En 2019 entró en operación la SE Esperanza con Red Eléctrica troncal asociada en 230 kV, lo que resolvió la problemática de suministro en el escenario de verano, sin embargo, para el periodo de baja demanda se tienen Estrategias Operativas de seccionamiento de Red Eléctrica y la apertura de Líneas de Transmisión, en 2023 las Líneas de Transmisión LT Hermosillo Aeropuerto - 93D40 - Esperanza o la LT Hermosillo Aeropuerto - 93D80 - Esperanza operaron normalmente abiertas en 2,762 horas por control de tensión, con el objetivo de mantener el nivel de tensión dentro de los límites de operación permitidos afectando la Confiabilidad del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere mantener en operación unidades de Central Eléctrica cercanas con el objetivo de absorber los excedentes de potencia reactiva y controlar la tensión en la SE Esperanza; esto se muestra en el Cuadro 8.5.6. Por lo anterior, se requiere de un elemento de compensación en derivación inductivo en la SE Esperanza para mantener el voltaje en Subestaciones Eléctricas del área de influencia, dentro de los Límites de Operativos permitidos.

El proyecto P15-NO3 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2028.

En 2024, motivado por la saturación de la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma de 225 MVA de capacidad, se realizará una proyecto temporal que considera trasladar el equipo de transformación en la SE Esperanza a la SE Hermosillo Loma, y se instalará un equipo de transformación de 100 MVA proveniente de la SE Subestación Cananea, por lo que la entrada en operación del proyecto P15-NO3 se ajustará hasta que el equipo de transformación de 225 MVA regrese a la SE Esperanza y pueda conectarse al terciario del AT, el nuevo Reactor.

CUADRO 8.5.6. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN INVIERNO EN LA ZONA HERMOSILLO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Esperanza en 230 kV	1.6	243.1	240.8

Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo (Hermosillo Loma Banco 2).

En la zona Hermosillo se presentan problemáticas de sobrecarga en los equipos de transformación particularmente en la SE Hermosillo Loma, ya que ante el disparo de la LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis (contingencia más severa n-1) se presenta una sobrecarga mayor al 20 % con respecto a su capacidad nominal de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV. En 2023 operó 362 horas por arriba del 90 %, por lo que en el corto plazo se requiere de realizar estrategias operativas que permitan mantener el suministro, las condiciones de operación esperada en el mediano plazo se muestra en el Cuadro 8.5.7.

En 2024, motivado por la saturación de la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma de 225 MVA de capacidad, se ha realizado un proyecto temporal que consiste en trasladar el equipo de transformación en la SE Esperanza a la SE Hermosillo Loma, y se instalará un equipo de transformación de 100 MVA proveniente de la SE Subestación Cananea, lo que permitirá atender los crecimientos esperados, la problemática por completo será subsanada hasta la entrada en operación del nuevo proyecto de ampliación en la capacidad de transformación.

Con la integración a la Red Eléctrica de un nuevo autotransformador en SE Hermosillo Loma con una capacidad de 225 MVA, relación de transformación 230/115 kV, se incrementará la capacidad de transformación, como Red Eléctrica asociada al autotransformador se considera una Línea de Transmisión en 115 kV desde la SE Hermosillo Loma a la SE Quiroga resolviendo la problemática de tener la SE Bagotes y la SE Quiroga en forma radial desde la SE Hermosillo Cuatro, formando un anillo con las LT Quiroga-Bagotes y LT Bagotes - Hermosillo Cuatro, ayudando a descargar el autotransformador existente en SE Hermosillo Loma evitando el deterioro del mismo y la sobrecarga ante contingencias.

El proyecto P20-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE su entrada para abril de 2026.

CUADRO 8.5.7. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA HERMOSILLO PARA HLM-AT1 EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	HLM-AT1	132	300	260	225

ZONA OBREGÓN

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Obregón

Una de las problemáticas en la zona Obregón se registra en las Líneas de Transmisión de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Actualmente se tiene una problemática de sobrecarga en LTCPS en estado estable y en el mediano plazo siete LTCPS presentarán problemas al rebasar su capacidad de transmisión ya sea en estado estable o en contingencia sencilla. Cinco de ellas presentan sobrecarga en el escenario con Red Eléctrica completa y dos LTCPS ante contingencia sencilla; ver Cuadro 8.5.8.

Debido a la problemática de sobrecargas con Red Eléctrica completa, se tienen restricciones en elementos de transmisión que debe ser eliminados mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar sobrecargar las LTCPS. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad de transmisión que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada del suministro de la demanda en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de Esquemas de Acción Remedial y se limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024

CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos mencionados entrarán en operación hasta abril de 2026.

CUADRO 8.5.8. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA OBREGÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	296.2	177.7	114.1	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	291.5	174.9	106.7	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	253.2	167.1	103.7	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Cuatro – 73980 - Maniobras Corona	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	112.2	66.2	45.9	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	145.0	72.5	50.6	50	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Ciudad Obregón Tres - 73540 - Banderas	104.2	78.2	54.1	75	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	Tetabiate - 73920 – Obregón Uno	114.2	57.1	8.2	50	Subterráneo

El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur en la GCR Noroeste derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de CCC en Empalme y Topolobampo, lo que ha propiciado un alto flujo de potencia en el Corredor de transmisión en 115 kV de la zona Navojoa a la zona Los Mochis. En este Corredor, se tiene una restricción de transmisión debido que la compuerta está formada por la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial que opera con una capacidad limitada. En escenarios, ante contingencia sencilla de la LT El Mayo – 93610 – Los Mochis Dos, se tendrá la necesidad de realizar un redespacho en las UCE para evitar la sobrecarga de la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial como se muestra en el Cuadro 8.5.9.

La carga en la SE Navojoa Industrial es la de mayor magnitud que se suministra a través del Corredor de transmisión en 115 kV, y mediante el proyecto, se modificará la topología de la Red Eléctrica en 115 kV para que sea conectada en forma radial desde la SE El Mayo, por tanto, se disminuye considerablemente la

carga que se debe suministrar mediante el Corredor de transmisión en 115 kV entre la SE El Mayo y la SE Los Mochis Dos.

Al no contar con el proyecto, se reduce la Confiabilidad en el suministro del Corredor en 115 kV en las zonas Navojoa y Los Mochis, afectando el suministro de la carga de las SE Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte. En demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de bajo voltaje en Subestaciones Eléctricas en el área de influencia, por lo cual será necesario la implementación de EAR para mantener la Red Eléctrica de transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto P16-NO1 fue propuesto como parte de la Macro Red en el PAMRNT 2018-2032, sin embargo, no fue instruido por SENER y se propuso de forma independiente en el PAMRNT 2019-2033 y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entraría en operación hasta marzo de 2025, actualmente se encuentra en proceso de concurso.

CUADRO 8.5.9. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA OBREGÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2023

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
El Mayo -93610- Los Mochis Dos	El Mayo -73350- Navojoa Industrial	113.3	58.9	42.8	52	Subterráneo

ZONA LOS MOCHIS

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Los Mochis

Una de las problemáticas en la zona Los Mochis se registra en las Líneas de Transmisión de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea y de las cuales específicamente tres presentarán problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Dos de ellas presentan sobrecarga desde el escenario con Red Eléctrica completa, la tercera presenta sobrecarga ante contingencia sencilla.

Al no contar con la infraestructura que considera el proyecto se tendrían restricciones en la Red Eléctrica en 115 kV, con lo que se presentarían sobrecargas en la LT Louisiana – 73230 – Centenario y la LT Louisiana – 73210 – Mochis Centro, como lo muestra el Cuadro 8.5.10, lo que repercute en la vida útil estos elementos de transmisión y se tendrá el riesgo de provocar una falla permanente, que impactaría significativamente en la carga de la zona ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por lo anterior, se tendrá que operar con, dependencia de EAR, así como con estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afecta la Confiabilidad del sistema eléctrico, de igual manera limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que ambos proyectos entrarán en operación hasta abril de 2026.

CUADRO 8.5.10. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA LOS MOCHIS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	215	111.8	85.7	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	150	115.3	74.7	77	Subterráneo
Louisiana-73220- Compuertas	Los Mochis Tres-73H00- Centenario	172	89.2	64.7	52.0	Subterráneo

ZONA GUASAVE

Guamúchil MVAr

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur en la GCR Noroeste derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la entrada en operación de Centrales Eléctricas que han propiciado un alto flujo de transmisión en la Red Eléctrica principal. En la zona Guasave, la SE Guamúchil Dos presentaría baja tensión motivado por la alta transmisión y la carga que se suministra a través del banco de transformación, por lo que se restringiría la transmisión de potencia entre las zonas eléctricas involucradas.

En caso de no contar con la obra, que consiste en un nuevo banco de capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en la SE Guamúchil Dos en 115 kV, se tendrá problemática de restricción de flujo de potencia en la Compuerta de Flujo entre las zonas de Los Mochis a Guamúchil / Culiacán, lo que ocasiona la necesidad de restringir la generación de las Centrales Eléctricas en el norte de Sonora. Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona Guasave, como se muestra en el Cuadro 8.5.11. Por lo anterior, será necesario la implementación de EAR, para mantener la Red Eléctrica de transmisión y los voltajes dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto P15-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2015 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en marzo de 2025.

CUADRO 8.5.11. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN GUAMÚCHIL, ZONA LOS MOCHIS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN 2024

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Los Mochis Industrial -73280- Ruiz Cortines	Ruiz Cortines en 115 kV	0.05	109.2	114.5
	Bamoa en 115 kV	0.15	109.1	111.5

ZONA CULIACÁN

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Culiacán

La zona Culiacán presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que se realizaron con canalización subterránea. Ocho de las LTCPS presentarán problemática en su capacidad de transmisión y una presentará sobrecarga en el escenario con Red Eléctrica completa: Culiacán Tres – 73880 – Isla Musalá. Las LTCPS restantes se sobrecargan ante contingencia sencilla.

Debido a la problemática de sobrecarga con Red Eléctrica completa, se tienen restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar las sobrecargas. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en el área de influencia, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá que operar con la dependencia de EAR que están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afectará la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga. El resultado de las sobrecargas se muestra en el Cuadro 8.5.12.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024

CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos con PEM P19-NO2 y P20-NO7 entrarán en operación hasta abril de 2026.

CUADRO 8.5.12. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA CULIACÁN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	137.1	82.3	46.0	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	145.9	91.9	63.0	63	Subterráneo
Subestación Culiacán Potencia -73810- Culiacán Dos	Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	225.5	108.2	54.6	48	Subterráneo
La Higuera -73NO0- Campo Gobierno	Culiacán Cuatro -73950-Costa Rica	237.0	142.2	33.0	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	127.9	70.3	41.2	55	Subterráneo
Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	La Higuera -73910- Culiacán Milenium	143.4	110.4	55.0	77	Subterráneo
Culiacán Uno -73870- Culiacán Poniente	Culiacán Uno -73340- Tres Ríos	194.6	99.3	21.9	51	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Milenium -73470- Jaime Sevilla Poyastro	187.3	73.0	21.3	39	Subterráneo

Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)

En la zona Culiacán se tienen altos flujos de potencia por la Red Eléctrica troncal de norte a sur derivado de la entrada de generación al norte del estado de Sonora.

En algunos escenarios de operación, se tienen excedentes de generación que son transmitidos a través del Corredor de transmisión entre las ciudades de Los Mochis, Guamúchil y Culiacán, saturando la capacidad de transmisión y produciendo una sobrecarga en el banco de transformación de la SE Culiacán Poniente a más del 120 % de su capacidad nominal ante la contingencia de la LT Culiacán Poniente – A3N50 – La Higuera, lo que limita la transmisión de flujo de potencia en el Corredor. Aunado a lo anterior, se tendría que realizar una modificación al despacho de las unidades de Central Eléctrica que se ubican al norte de la zona Los Mochis, con el objetivo de evitar la sobrecarga en el autotransformador de la SE Culiacán Poniente.

Por tanto, si no se cuenta con la obra de Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40) se tendrá una transmisión de potencia limitada entre las zonas Los Mochis, Guasave y Culiacán, no se podrán evacuar los excedentes de generación de menor costo en la región, incrementando el costo de operación a nivel sistema.

Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla, se presentaría la problemática de baja tensión en Subestaciones Eléctricas de la zona Culiacán, como se muestra en los Cuadros 8.5.13 y 8.5.14. Por lo cual, será necesario la implementación de EAR para mantener la Red Eléctrica de transmisión y las tensiones dentro de los Límites Operativos.

Este proyecto fue propuesto como parte de la Macro Red en el PAMRNT 2018-2032, sin embargo, no fue instruido por SENER y se propuso de forma independiente en el PAMRNT 2019-2033 con PEM P15-NO1 y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en julio de 2024.

CUADRO 8.5.13. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA CULIACÁN EN BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN 2023

Contingencia	Banco de Transformación monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo Pre-contingencia (MVA)
La Higuera -A3N50- Culiacán Poniente	Culiacán Poniente AT1	125.7	471.4	284.2

CUADRO 8.5.14. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA CULIACÁN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN 2023

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.05	109.20	110.38
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.11	109.14	110.38
Choacahui -A3N30/A3NO0- Culiacán Poniente	Costa Rica en 115 kV	2.19	107.06	108.06
	Quilá en 115 kV	5.30	103.95	105.00
	El Dorado en 115 kV	6.38	102.87	103.93

ZONA MAZATLÁN

Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Mazatlán

La zona Mazatlán presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Seis LTCPS presentarían problemas en cuanto a su capacidad de transmisión y dos de ellas presentan una magnitud de flujo de potencia mayor al 100 % de su capacidad nominal con Red Eléctrica completa. El resto de ellas tiene sobrecarga ante contingencia sencillas. Ver Cuadro 8.15.15

Debido a la problemática de sobrecarga, se tendrán restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante EAR de corte de carga o seccionamiento de Red Eléctrica para evitar saturación en los elementos. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable de potencia subterráneo y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, lo que afectaría de manera prolongada el suministro de carga, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá que operar con la dependencia de EAR que actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de Red Eléctrica que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga.

Se han propuesto dos proyectos para solucionar esta problemática, el PEM P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. El PEM P20-NO7 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta abril de 2026 y el PEM P20-NO7 para abril de 2026.

CUADRO 8.5.15. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA MAZATLÁN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	209.5	94.3	42.2	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	188.0	94.0	51.0	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73990- Mazatlán Oriente	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	237.5	135.35	155.2	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40- SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10- SE Villa Unión	163.4	73.5	22.4	45	Subterráneo
Mazatlán Uno - 73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	174.1	113.2	42.9	65	Subterráneo
Mazatlán Dos -73NO0- Mazatlán Zapata	Mazatlán Centro -73500- Del Mar	118.7	77.1	97.5	65	Subterráneo

Incremento de la Confiabilidad de la transformación de la zona Mazatlán

En la zona Mazatlán, se presentan problemática de sobrecarga en los AT de la zona, ante el disparo del T7 de Mazatlán Dos se presenta una sobrecarga mayor del 20 % de su capacidad nominal en el AT4 y AT5 de Mazatlán Dos y el AT2 de SE El Habal.

Debido a las problemáticas presentadas se pone en riesgo el suministro de energía eléctrica, afectando la Continuidad y Calidad en el servicio en la zona de Mazatlán, para solucionar la problemática se propuso

el proyecto “Incremento de la confiabilidad de la Transformación de la zona Mazatlán” para garantizar en mediano plazo el suministro de energía eléctrica, además de mejorar la Confiabilidad del sistema al proponer equipos de compensación inductiva para control de tensión en los periodos de baja carga y minimizar la problemática de sobrecarga en los autotransformadores de la zona Mazatlán. El análisis de contingencias para el año 2029 se muestra en el Cuadro 8.5.16.

El proyecto consiste en sustituir ambos AT de 230/115 kV en la SE Mazatlán Dos por otros dos equipos con capacidad de 225 MVA cada uno. La opción de sustituir únicamente un autotransformador no soluciona la problemática, ya que se tendría sobrecarga en el autotransformador paralelo que quedaría con la capacidad actual de 100 MVA.

Al mismo tiempo, en la misma zona, se presenta la saturación en el AT2 de la SE El Habal, que debido a la impedancia de diseño de cada uno de ellos, se cargan en diferente proporción a pesar de ser de la misma capacidad (100 MVA), para solucionar esta segunda problemática se requiere sustituir el AT1 de SE El Habal por un autotransformador que será retirado de la SE Mazatlán Dos, que tienen impedancia similar al existente en la SE El Habal con lo cual se redistribuyen los flujos de manera equitativa, resolviendo la sobrecarga en la SE Habal y aplazando la necesidad de ampliar la capacidad de transformación. Además, se utilizará el segundo equipo de transformación para atender el suministro en la SE Piaxtla, de esta forma se optimizan los recursos de transformación de la zona Mazatlán y se atienen diferentes problemáticas.

Con la integración del proyecto descrito y la adición de compensación inductiva reactiva en la SE Mazatlán Dos. se mejora la Confiabilidad de la Red Eléctrica, la flexibilidad operativa y Calidad en el servicio, permitiendo satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, asegurando el suministro a futuros desarrollos Industriales, comerciales y residenciales en la zona Mazatlán.

El proyecto P20-NO6 proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE su entrada en operación para abril de 2026.

CUADRO 8.5.16. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA MAZATLÁN EN BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN 2029

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
MZD-T7	MZD-AT4	221.6	221.6	98.8	100
	MZD-AT5	232.8	232.8	104.1	100
	HBL-AT2	177.3	177.3	119.0	100

Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte

Adicionalmente a las obras presentadas en el Noroeste, en el PAMRNT 2021-2035 se propuso el proyecto I20-SIN1 el cual involucra a las GCR: Noroeste, Norte y Occidental, este proyecto soluciona la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte y consiste básicamente en reforzar la Red Eléctrica de transmisión en 400 kV entre las SE Choacahui, Culiacán Poniente, Mazatlán Dos, Tepic Dos y Cerro Blanco; así como la instalación de equipos de compensación reactiva dinámica en Subestaciones Eléctricas en la RNT.

Este proyecto fue identificado en el PAMRNT 2020-2034, se realizó el estudio donde se definió la Red Eléctrica asociada para incrementar la capacidad de transmisión entre las distintas compuertas de la GCR Noroeste. Se incorporó en el PAMRNT 2021-2035, y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024 para los equipos de compensación y 2025 para el resto de las obras de transmisión.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto cuenta con los recursos asignados para iniciar su ejecución y su recurso PIDIREGAS pasa a la modalidad de FIDEICOMISO. Se estima tener concluido el proyecto en noviembre de 2025.

Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste

Se detectaron 19 interruptores que rebasan su capacidad interruptiva de cortocircuito con base en el listado de niveles de corto circuito publicado en la página del CENACE y con la información oficial de CFE Transmisión sobre los datos técnicos de los interruptores existentes en SE de la GCR Noroeste.

Se requiere la sustitución de interruptores por nuevos equipos de mayor capacidad, si no realiza la sustitución de estos, se reduce la Confiabilidad en los equipos instalados en la RNT, aumentando la probabilidad de fallas permanentes en dichos interruptores y así como una posibilidad de explosión en los equipos, lo que provocaría daños colaterales en los equipos eléctricos instalados en Subestaciones Eléctricas, afectando la Continuidad del servicio.

Este proyecto fue identificado con el PEM M18-NO1 en el PAMRNT 2018-2032, y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2021 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que se estima tener concluido el proyecto en octubre de 2026.

8.6 IMPACTO EN LA GCR NORTE

ZONAS MOCTEZUMA Y CASAS GRANDES

El proyecto P17-NT2 “Nuevo Casas Grandes Banco 3”, el cual considera la instalación de un autotransformador (AT) de 100 MVA 230/115 kV en SE Nuevo Casas Grandes, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021 y el proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”, en el cual se considera la instalación de un autotransformador de 225 MVA 230/115 kV en SE Maniobras María Solar y compensación de potencia reactiva capacitiva por un monto total de 105 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en febrero de 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

El proyecto P17-NT2 “Nuevo Casas Grandes Banco 3” entró en operación el 21 de octubre de 2023 con un avance del 100 %. Con la entrada de este proyecto se evitarán sobrecargas en NCG AT-98, NCG AT-99 de 100 MVA y disminuye un poco la carga en los AT de Moctezuma (AT-97 y AT-9). Sin embargo, el proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” presenta un diferimiento considerable, con una nueva fecha de entrada en operación estimada por CFE Transmisión para abril de 2026. Los diferimientos en las obras mencionadas impactarán en el suministro de energía eléctrica de la zona Moctezuma-Casas Grandes.

Las problemáticas actuales en las zonas de influencia son en el verano, el AT-97 de 225 MVA 230/115 kV y AT-99 de 100 MVA 230/115 kV de la SE Moctezuma (MCZ), presentaron valores máximos de carga de 113 % y 117 % de su capacidad nominal respectivamente y problemas de bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV. En caso de haberse presentado el disparo del AT-99, la sobrecarga en el AT-97 llegaría a valores mayores al 154 %, y viceversa con el disparo del AT-97, la sobrecarga en el AT-99 llegaría a valores mayores al 348 %, con el consiguiente disparo y colapso de la zona.

Debido al crecimiento de la demanda que se presentó en los últimos años y de acuerdo con el pronóstico esperado, se presentaran tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR), mayores pérdidas eléctricas I^2R en el SIN principalmente en demandas altas. Lo anterior es debido a que la Red Eléctrica de la región se encuentra conformada por Líneas de Transmisión de grandes distancias (poco mallada y longitudinal), además de que no se cuenta con suficiente compensación para el soporte de tensión en la región, ocasionando afectación de carga ante la pérdida de algún elemento de la Red Eléctrica.

Actualmente, ante contingencia de una de las Líneas de Transmisión en 230 kV y/o 115 kV, provoca bajas tensiones en la región ocasionando la operación de esquemas de tiro de carga y ante disparo de transformación de 230 a 115 kV ocasiona sobrecargas en los otros autotransformadores de la región, por arriba del límite permitido del 120 % de carga, sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV y tensiones inoperables en algunas Subestaciones Eléctricas de la Zona; para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR. Estas condiciones de operación se presentan debido a que actualmente no se cuenta con compensación ni transformación suficiente.

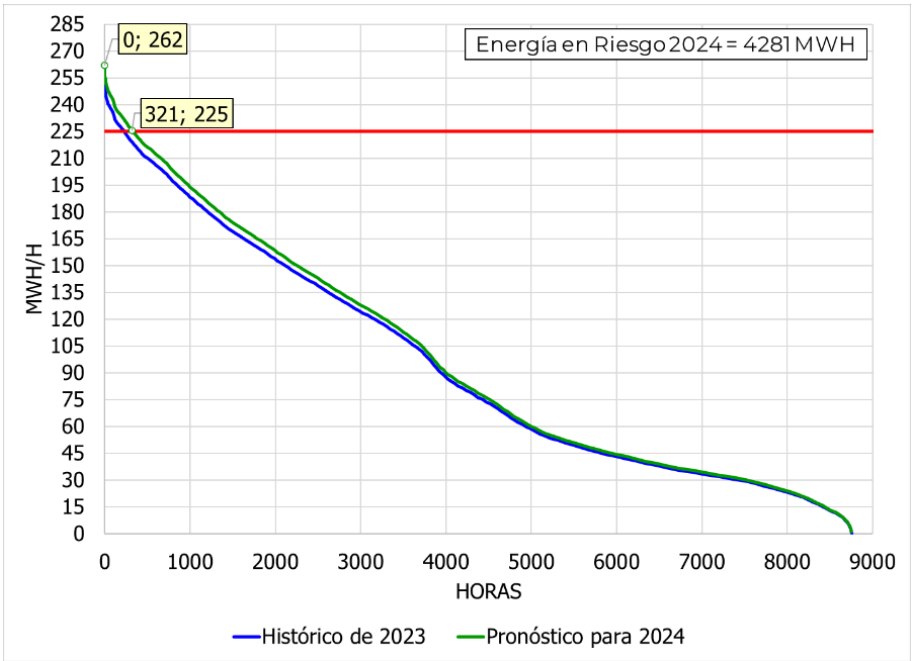
Cabe destacar que en los últimos dos años se atendieron un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región, algunas de ellas se condicionaron a la entrada del proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”. Este condicionamiento continuará hasta que no entre en operación dicho proyecto.

Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la región de Moctezuma-Casas Grandes de 744 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras mencionadas en el párrafo anterior se estima 13,068 MWh de ENS.

En las Figuras 8.6.1 y 8.6.2 se muestran las curvas de duración de carga de los MCZ AT-97 y MCZ AT-99 de la región en la condición estimada de demanda máxima de 2024. Los autotransformadores de la SE Moctezuma (AT-97 y AT-99) operarían con 262 y 121 MVA de carga respectivamente. Además, el tiempo

que operarían los autotransformadores de Moctezuma (AT-97 y AT-99), por arriba de su capacidad nominal sería de 321 y 1,109 horas respectivamente.

FIGURA 8.6.1. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE MOCTEZUMA AT-97 EN 2023.

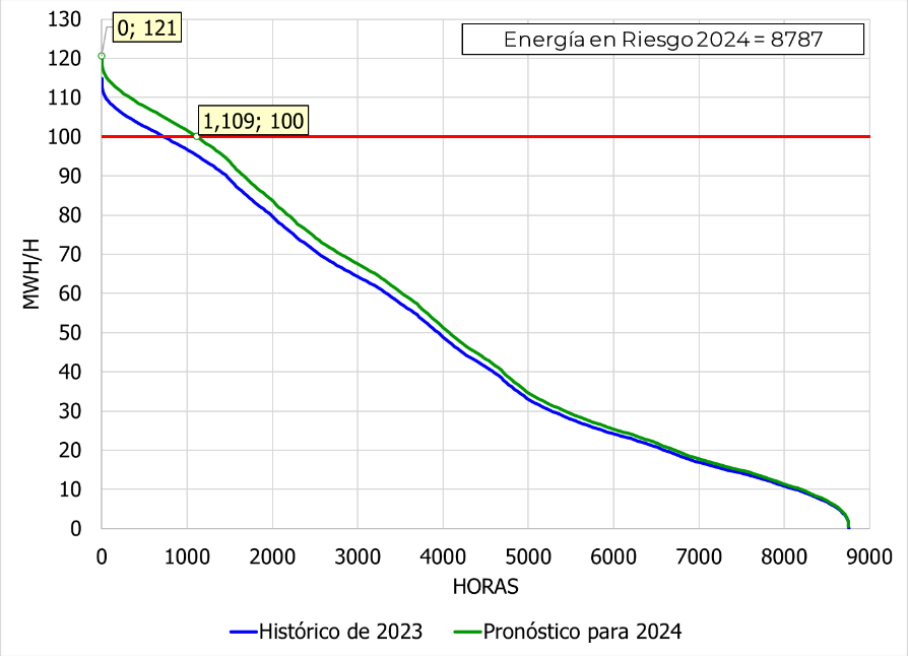


En el Cuadro 8.6.1 se presenta un análisis de contingencias en 2024 para mostrar la sobrecarga de los autotransformadores en la SE Moctezuma (AT-97 y AT-99). En el peor de los casos se puede observar que la falla de un autotransformador en paralelo en la SE Moctezuma, provocaría una sobrecarga de 348 MVA en el otro autotransformador en paralelo.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores en condiciones de primavera-verano con probabilidad de ENS, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún autotransformador probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

Con la entrada en operación del proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3” se resolvieron los problemas de sobrecarga de los autotransformadores de la SE Nuevo Casas Grandes. Sin embargo, los problemas de tensión en la región y la sobrecarga de los autotransformadores de la SE Moctezuma (AT-97 y AT-99) se resolverán hasta la entrada en operación de las obras del proyecto P20-NT2 “Soporte de tensión para las Zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”.

FIGURA 8.6.2. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE MOCTEZUMA AT-99 EN 2023.



CUADRO 8.6.1. SOBRECARGA DE AT EN LA SE NUEVO CASAS GRANDES (AT-98 Y AT-99) Y SE MOCTEZUMA (AT-97 Y AT-99) EN 2023.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	121	Caso sin contingencia
	123	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	348	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)	229	Caso sin contingencia
	233	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	347	Disparo de MCZ AT-99 - 230/115 kV (225 MVA)

ZONA CHIHUAHUA

El proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”, en el cual se considera la instalación de un autotransformador de 300 MVA 230/115 kV en la SE Chihuahua Norte y el traslado de un autotransformador de 100 MVA 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE Ávalos, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2018, con una fecha de entrada en operación en abril de 2021. Sin embargo, el proyecto se ha diferido y actualmente tiene fecha de entrada en operación en octubre de 2024 con un avance del 43.5 %.

En 2023, los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 98 % y 99 % respectivamente y los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 100 % y 97 % respectivamente. El retraso de la construcción del proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)” impacta en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la zona urbana de Chihuahua.

En 2018 se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga en los autotransformadores de dicha Subestación Eléctrica, actualmente este transformador ha sido retirado para llevar a cabo trabajos de instalación de un autotransformador

provisional de 100 MVA, 230/115 kV (CUN AT-04), este entró en operación en marzo de 2023. Sin embargo, esta medida no fue suficiente. Se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación de las obras mencionadas.

Con flujos de potencia altos en el enlace entre las ZOT Juárez y Chihuahua, en escenarios vespertinos ocasiona que se incremente el flujo de potencia por los autotransformadores de Chihuahua Norte (AT-98, AT-99 y AT-04).

Cabe destacar que en 2023 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Chihuahua Norte de 300 MVA, 230/115 kV y el traslado de un AT de la SE Chihuahua Norte a la SE Avalos. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión en la zona de influencia de la SE Chihuahua Norte.

Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la zona urbana de Chihuahua de 780 MW, por lo que los AT de la SE Chihuahua Norte (AT-98, AT-99 y AT-04) y Avalos (AT-98 y AT-98) presentaran valores máximos de carga del 100 %.

En las Figuras de la 8.6.4 a la 8.6.7 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la zona urbana de Chihuahua, en la condición de demanda máxima de 2024 sin considerar la entrada en operación del AT provisional de 100 MVA en SE Chihuahua Norte, en donde se observa que los autotransformadores de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían con 131 y 137 MVA respectivamente y los autotransformadores de la SE Avalos (AT-98 y AT-99) operarían con 106 y 109 MVA de carga respectivamente. Además, el tiempo que los autotransformadores de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían por arriba de su capacidad nominal es de 1,360 y 1,586 horas respectivamente y en Avalos (AT-98 y AT-99) es de 27 y 158 horas respectivamente, impactando en la vida útil de estos.

FIGURA 8.6.4. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE CHIHUAHUA NORTE AT-98 EN 2023

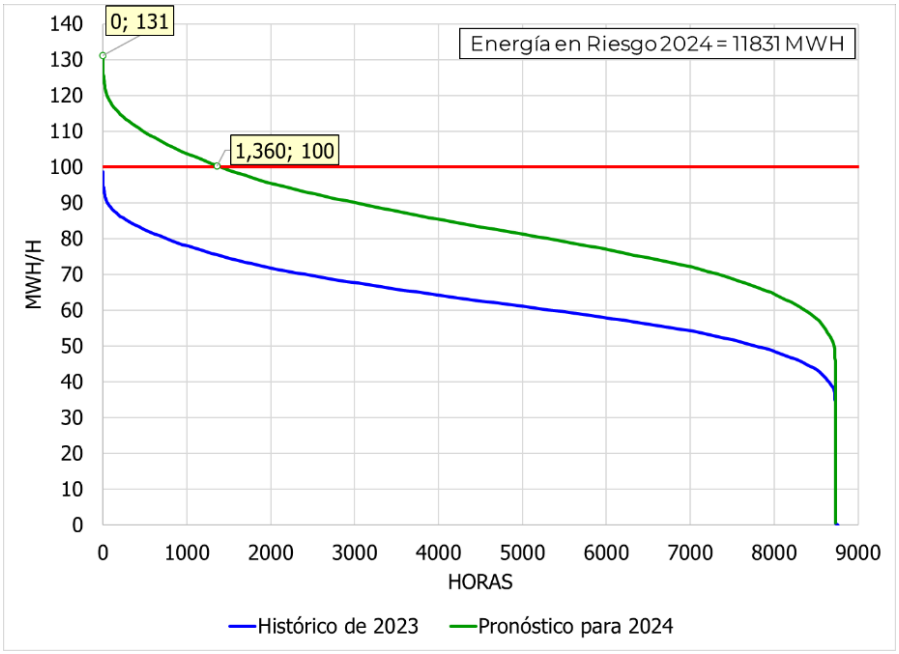


FIGURA 8.6.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE CHIHUAHUA NORTE AT-99 EN 2023

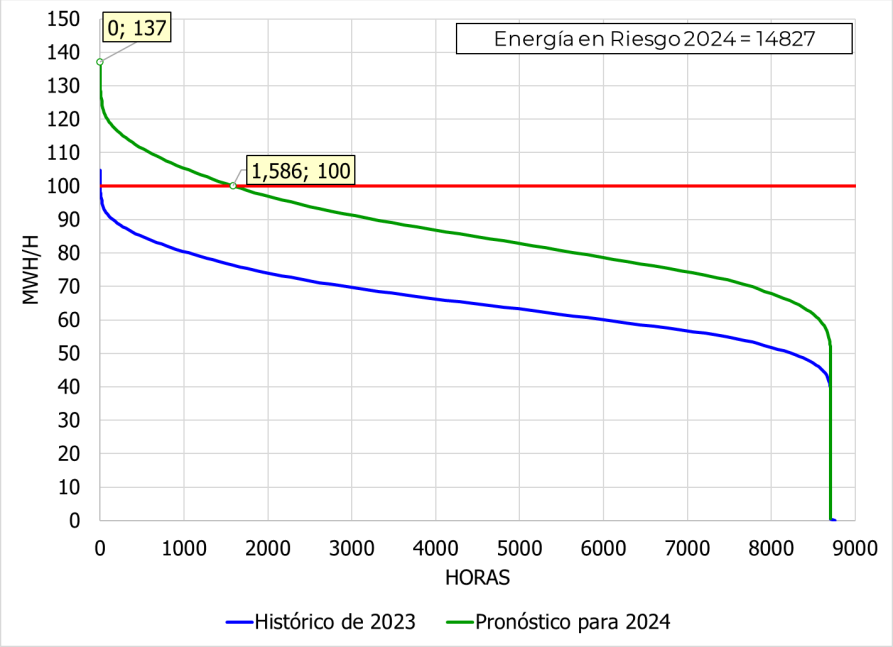


FIGURA 8.6.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ÁVALOS AT-98 EN 2023

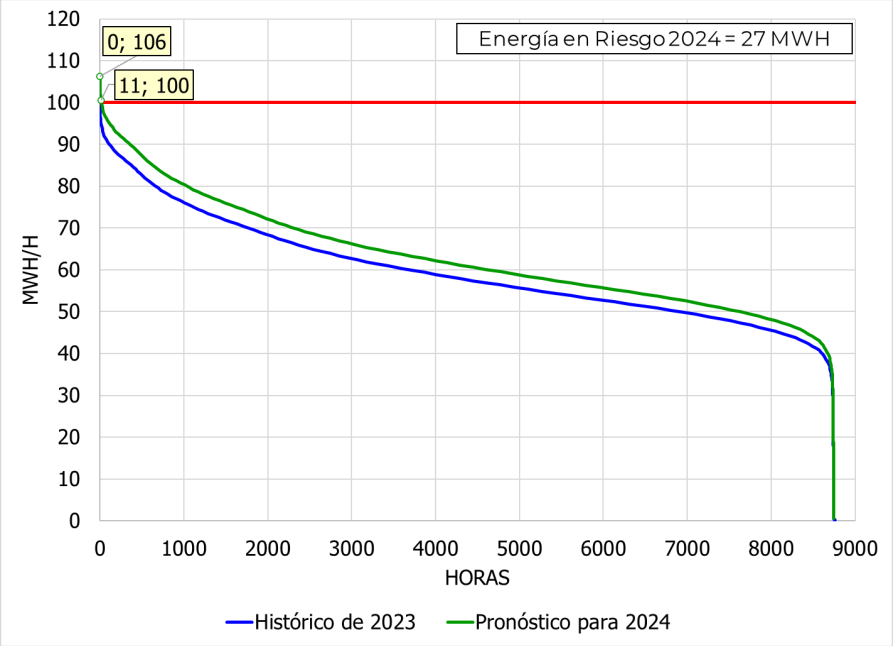
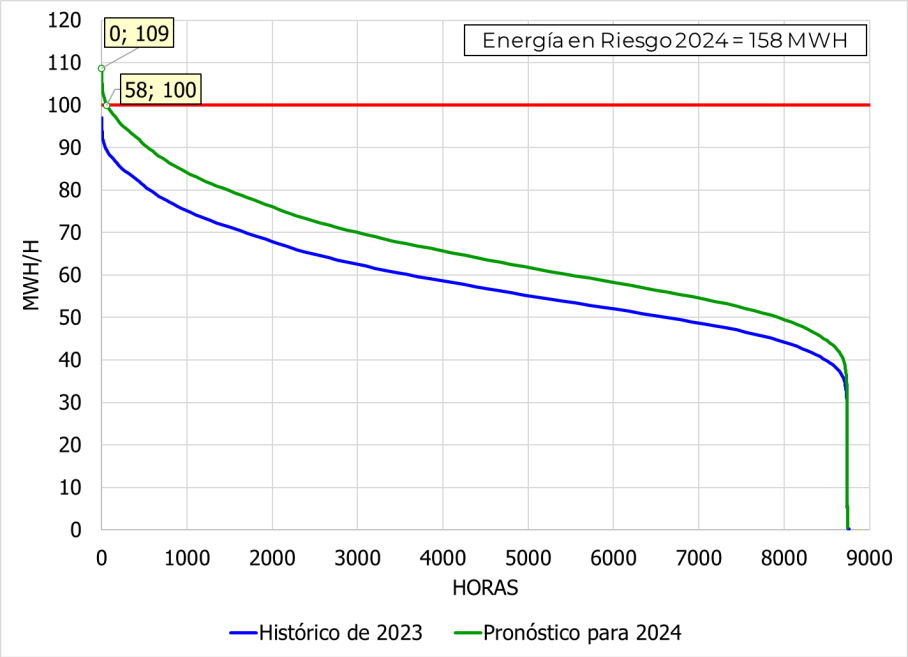


FIGURA 8.6.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ÁVALOS AT-99 EN 2023



En el Cuadro 8.6.2 se presenta un análisis de contingencias en 2024 para mostrar la sobrecarga de los AT en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) y SE Ávalos (AT-98 y AT-99) sin considerar el autotransformador provisional. En el peor de los casos se puede observar que la falla del autotransformador en paralelo en la SE Chihuahua Norte provocaría una sobrecarga de 203 MVA en el otro autotransformador en paralelo; y al considerar una falla del autotransformador paralelo en la SE Avalos se presentan sobrecargas de 159 MVA en el otro autotransformador.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores con probabilidad de ENS, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún autotransformador probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

El proyecto P22-NT2 “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2024. El proyecto instruido considera la instalación de 205 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Zona, mediante la entrada en operación de 9 bancos de capacitores en la Red Eléctrica de 115 kV. Este proyecto tiene nueva fecha de entrada en operación estimada por CFE Transmisión para diciembre de 2030.

CUADRO 8.6.2. SOBRECARGA DE AT EN LA SE CHIHUAHUA NORTE (AT-98 Y AT-99) Y SE ÁVALOS (AT-98 Y AT-99) EN 2024.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	131	Caso sin contingencia
	199	Disparo de CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	188	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	144	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	141	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	147	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	137	Caso sin contingencia
	203	Disparo de CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	197	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	151	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	147	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	154	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	106	Caso sin contingencia
	157	Disparo de AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	143	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	163	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	105	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	95	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	109	Caso sin contingencia
	159	Disparo de AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	147	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	167	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	107	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	98	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV

Considerando la infraestructura esperada de transmisión y transformación, de acuerdo con el pronóstico de demanda desde el 2024 en la ZOT Chihuahua, es probable que se presenten tensiones por debajo de Límites Operativos permisibles de 0.95 p.u. (límite definido por CdR) y ante la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica asociada se presentarían tensiones inoperables, lo que llevaría afectaciones de carga. Cabe mencionar que esta condición prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año. En caso de no entrar en operación las obras del proyecto “Soporte de Tensión en ZOT Chihuahua” se esperan tensiones por debajo de Límites Operativos permisibles de 0.95 p.u., afectación de carga y problemas para brindar el suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga.

ZONA JUÁREZ

El proyecto “Terranova Banco 2”, el cual considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA 230/115 kV en la SE Terranova, fue propuesto con PEM P19-NT1 en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019, con una fecha de entrada en operación en abril de 2024.

De acuerdo con información de CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a agosto de 2024.

En 2023, el AT-99 de 300 MVA, 230/115 kV de la SE Terranova presentó valores máximos de carga de 114 % de su capacidad nominal, además de que los autotransformadores de la SE Paso del Norte (300 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4X100 MVA) han presentado cargas por arriba del 90 %. Ante el disparo de cualquiera de los AT de 300 MVA provocaría la sobrecarga de Líneas de Transmisión de 115 kV,

autotransformadores y el posible colapso de la zona urbana de Juárez. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

Cabe destacar que en 2023 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2” de 300 MVA relación 230/115 kV. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la zona urbana de Juárez.

Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la zona urbana de Juárez de 1,275 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2”, se tendrían 5,878 MWh de ENS.

En la Figura 8.6.8 se muestra la curva de duración de carga del AT de la SE Terranova, en la condición de demanda máxima de 2024. El autotransformador de la SE Terranova (AT-99) operaría 357 MVA (345 MW) de carga. Además, el tiempo que operaría por arriba de su capacidad nominal es de 320 horas, impactando en la vida útil del equipo.

FIGURA 8.6.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE TERRANOVA AT-99 EN 2023

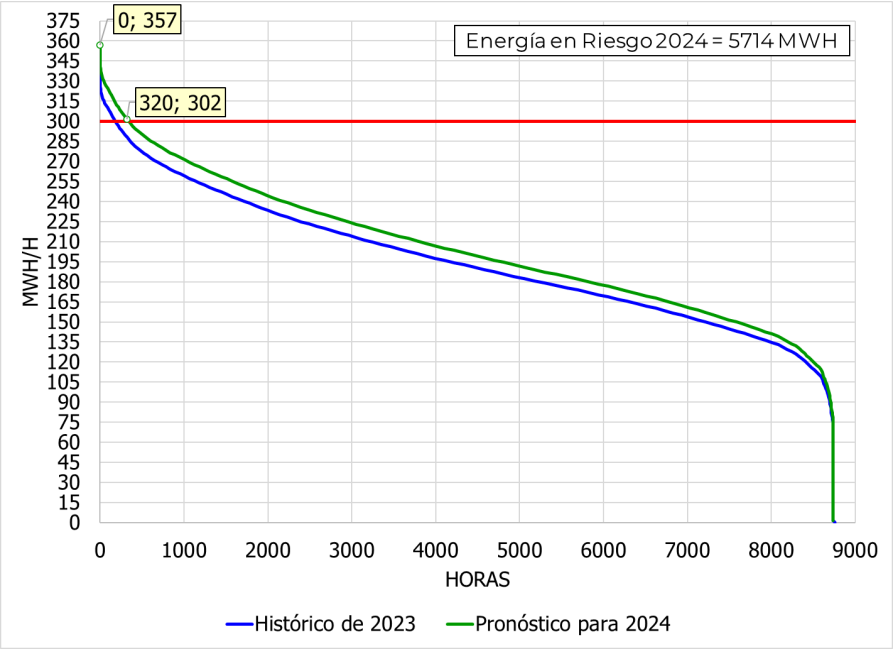
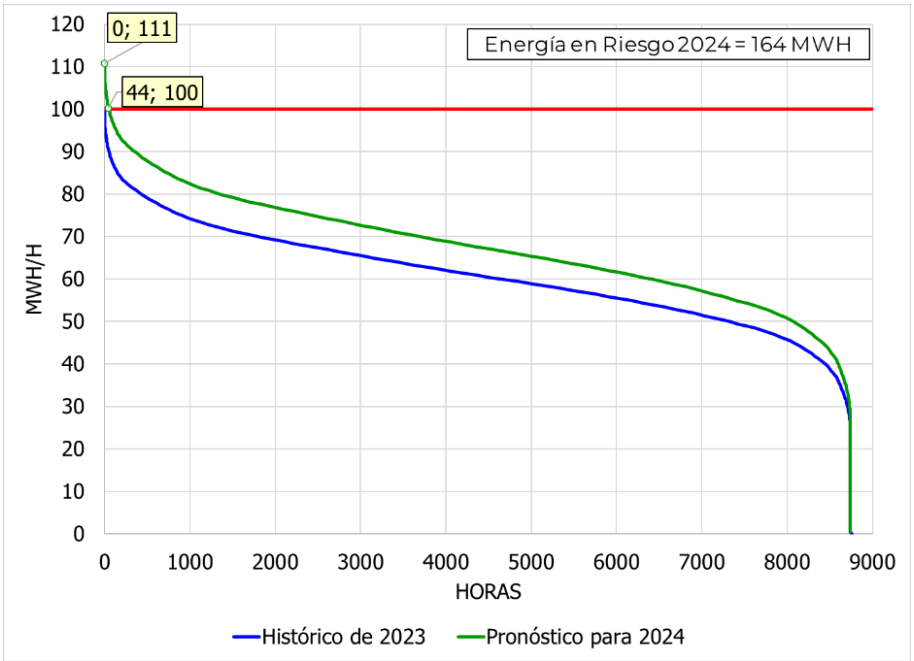


FIGURA 8.6.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE REFORMA AT-04 EN 2023



En el Cuadro 8.6.3 se presenta un análisis de contingencias en 2024 para mostrar la sobrecarga del AT en la SE Terranova (AT-99). En el peor de los casos, se puede observar que ante la falla del autotransformador en la SE Paso del Norte se presentaría una carga de 408 MVA, en la SE Terranova (AT-99).

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Terranova Banco 2”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún autotransformador probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

El proyecto P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2026. Dicho proyecto considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA relación 230/115 kV en SE Paso del Norte y 105 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Red Eléctrica de 115 kV a través de la instalación de bancos de capacitores.

De acuerdo con información de CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a septiembre de 2025.

Considerando la infraestructura actual de transmisión y transformación, así como el segundo autotransformador programado en la SE Terranova de 300 MVA relación 230/115 kV (instruido en 2019 con clave PEM P19-NT1) y la demanda máxima pronosticada de la Zona en 2026 de 1,386 MW, la carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) del autotransformador en la SE Paso del Norte de 300 MVA será de 90 % de su capacidad nominal, mientras que el AT-04 de la SE Reforma estará operando por arriba de su capacidad nominal con 107 % el resto de los AT de la SE Reforma y los Valle de Juárez estarían operando al 90 % de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de la contingencia del disparo del AT-99 en la SE Paso del Norte, los autotransformadores en la SE Valle de Juárez (3x100 MVA) alcanzarían cargas del 123 % y el AT-04 de la SE Reforma (100 MVA) operaría con una carga del 146 %, mientras que los tres bancos restantes de la misma Subestación Eléctrica alcanzarían valores del 118 % de su capacidad nominal.

CUADRO 8.6.3. SOBRECARGA DEL AUTOTRANSFORMADOR EN LA SE TERRANOVA (AT-99) EN 2024

Banco de transformación (Capacidad MVA)	flujo (MVA)	Contingencia
VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)	102	Caso sin contingencia
	153	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	134	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	126	Salida de VJZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	111	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
VJZ AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	99	Caso sin contingencia
	150	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	130	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	123	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	109	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
VJZ AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	99	Caso sin contingencia
	150	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	130	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	123	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	109	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	357	Caso sin contingencia
	408	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	377	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)
	378	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
REA AT-01 - 230/115 kV (100 MVA)	88	Caso sin contingencia
	129	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	121	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-02 - 230/115 kV (100 MVA)	89	Caso sin contingencia
	131	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	123	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-03 - 230/115 kV (100 MVA)	89	Caso sin contingencia
	131	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	123	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
REA AT-04 - 230/115 kV (100 MVA)	111	Caso sin contingencia
	162	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	152	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	269	Caso sin contingencia
	333	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	285	Salida de VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)

La dependencia principal de un solo elemento de transformación en la SE Paso del Norte ocasiona que, ante la pérdida de este equipo, en la Red Eléctrica se puedan presentar sobrecargas en autotransformadores, cortes de carga y en el peor de los casos, un colapso de tensión en Ciudad Juárez. Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es bastante alto.

Por esta situación, en caso de no entrar en operación en la fecha programada las obras del proyecto instruido P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2”, será necesario la implementación de Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o la implementación de un EAR para solventar la problemática ante el disparo del AT-99 de SE Paso del Norte. Acción necesaria para mantener la Confiabilidad de la ZOT Juárez y evitar eventos como el descrito anteriormente.

ZONA LAGUNA

El proyecto P16-NT1 “Zona La Laguna”, el cual considera la instalación de un transformador de 375 MVA relación 400/115 kV, la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 115 kV y la recalibración de 4 Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV, fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016, con una fecha de entrada en operación en abril de 2020.

Sin embargo, el proyecto se ha ido posponiendo y actualmente de acuerdo con la última información proporcionada por el transportista, tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2024 y es reportado actualmente en construcción.

En 2023 la demanda máxima de la ZOT Laguna fue 1,376 MW el 22 de junio de 2023 a las 17:00 horas. Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la ZOT Laguna aproximadamente de 1,427 MW y ante la ocurrencia de contingencia sencilla (N-1) de transformación en la SE Torreón Sur, provocaría sobrecarga en los autotransformadores y la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT. De igual manera en demandas medias y altas en la ZOT Laguna, sin el proyecto citado P16-NT1, al evaluar la pérdida de generación de la CCC Iberdrola Laguna por falla o mantenimiento, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV que podría originar el disparo de varias Líneas de Transmisión en cascada, lo cual podría llevar a la ZOT a la degradación de la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

Para mitigar lo descrito anteriormente, se tiene como Estrategia Operativa seccionar la Red Eléctrica de 115 kV con apertura de hasta 11 Líneas de Transmisión, lo que disminuye la Confiabilidad de la RNT.

En el Cuadro 8.6.4 se presenta un análisis de contingencias para el año 2024, sin considerar en operación el proyecto P16-NT1, para mostrar las problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y Líneas de Transmisión ante contingencias sencillas en la ZOT Laguna. En el peor de los casos, se puede observar que ante la falla del autotransformador en la SE Torreón Sur (AT-01) se presentaría una carga de 152 MVA y 124 MVA, en el Corredor de 115 kV entre las SE Torreón Oriente – Valle Verde -California las cuales tienen una capacidad de 120 MVA.

CUADRO 8.6.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN LA ZONA DE OPERACIÓN TRANSMISIÓN LAGUNA SIN Y CON PROYECTO INSTRUIDO "ZONA LA LAGUNA" PARA EL AÑO 2024.

Propuesta de Obras en ZOT Laguna		CASO BASE		DISPARO MAT-73520-AND		DISPARO TRS AT-01		DISPARO TRS T-02	
Elemento Monitoreado	CAPACIDAD MVA	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
LT		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
TRS-73580-TAK	120	76	-	83	-	120	-	-8	-
TRS-73590-TOT	120	58	-	64	-	93	-	-6	-
TRS-73NT0-TAK	196	-	97	-	105	-	141	-	81
TRS-73NT0-TOT	196	-	75	-	81	-	110	-	62
TOT-73NT0-CFN	196	-	50	-	56	-	89	-	36
TOT-73320-VAE	120	76	64	88	71	153	103	-56	50
VAE-73280-CFN	120	48	36	59	43	125	75	-85	22
TRS-73560-MMI	120	80	-	82	-	121	-	14	-
TRS-73NT0-MMI	196	-	90	-	92	-	124	-	78
AND AT-98	100	73	67	56	50	49	46	110	73
AND AT-99	100	71	64	54	48	48	44	106	71
GPL AT-97	100	47	38	55	45	25	17	88	46
GPL AT-98	100	49	39	56	46	26	18	90	47
GPL AT-99	100	46	37	53	44	24	17	85	45
NAZ AT-99	300	138	121	147	128	81	72	238	137
TRS AT-01	375	279	231	274	225	1	1	522	275
TRS T-02	375	302	181	309	185	487	264	1	1
TRS T-NT	375	-	181	-	185	-	264	-	306

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P16-NT1 "Zona La Laguna", se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y Red Eléctrica de 115 kV de la ZOT Laguna, lo que puede llevar a la degradación de la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico; y ante falla de algún autotransformador probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, de condicionar la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región a la entrada del proyecto.

REGIÓN MESTEÑAS

El Suministro Eléctrico para la SE Mesteñas es a través de una Línea de Transmisión en 230 kV que se conecta de forma radial a una distancia de 124 km desde la SE Francisco Villa. De la SE Mesteñas, sale una Línea de Transmisión radial en 230 kV de 103 km que da suministro a la Minera del Norte, S.A. de C.V. (Planta Hércules). Adicionalmente, por la Red Eléctrica de 115 kV de la SE Mesteñas se brinda Suministro Eléctrico a carga mayormente del tipo agrícola de los municipios de Camargo, Julimes, Ojinaga, El Oasis, Aldama y Coyame, del estado de Chihuahua.

El proyecto P20-NT1 "Soporte de tensión para la región Mesteñas", el cual considera la instalación de un STATCOM de +/- 40 MVAr en la SE Oasis y compensación de potencia reactiva capacitiva fija por un monto total de 45 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

Sin embargo, de acuerdo con la información proporcionada por CFE Transmisión presenta un diferimiento con la fecha actualizada de entrada en operación para abril de 2026.

En 2024 se presentaron problemas de baja tensión en la región de Mesteñas. La tensión en esta región es muy sensible a los cambios de carga, lo que ha ocasionado que en demandas altas operen esquemas de tiro de carga por baja tensión (PR-27). Al operar estos esquemas, la tensión se eleva de manera importante, por lo que posteriormente operan los esquemas de disparo por alta tensión (PR-59) de los bancos de capacitores, lo que trae como consecuencia, variaciones importantes en la tensión de las Subestaciones Eléctricas de esa región.

Cabe destacar que se han atendido solicitudes de Conexión, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P20-NT1. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión en la zona de influencia de la SE Mesteñas.

En el Cuadro 8.6.5 se presenta un análisis de contingencias en 2024 sin considerar las obras del proyecto P20-NT1, para mostrar las problemáticas de bajas tensiones en la región de la SE Mesteñas, se puede observar que ante la falla de Líneas de Transmisión de 115 kV en la región ocasionaría el colapso de tensión en la región.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P20-NT1 "Soporte de tensión para la región Mesteñas", se tendría degradación en la Calidad de tensión en todas las Subestaciones Eléctricas de la región y el posible colapso ante el disparo de Líneas de Transmisión, además no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

CUADRO 8.6.5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN ESCENARIO PREVISTO EN LA REGIÓN DE MESTEÑAS EN 2023 (SIN PROYECTO) – TENSIONES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICA.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Tensión		Contingencia
	p.u.	kV	
NHO, OAS, OJI, TRE, TSM	Colapso tensión		Salida de LT MES-73740-TSM (160 MVA)
NHO, OAS, OJI, TRE, TSM	Colapso tensión		Salida de LT MES-73730-NHO (160 MVA)

ZONA CAMARGO

El proyecto P17-NT5 "Francisco Villa Banco 3", el cual considera la instalación de un autotransformador de 100 MVA relación230/115 kV, fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER en 2019, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023. Sin embargo, este proyecto entrará en operación hasta julio de 2027 de acuerdo con la última información proporcionada por el transportista.

En 2023, los autotransformadores de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Francisco Villa (AT-98 y AT 99) operaron alrededor del 90 % de su capacidad. Ante el disparo de uno de ellos provocaría una carga por arriba de 170 MVA en el otro AT, lo que pudiera provocar la pérdida de este autotransformador, lo que dejaría sin Suministro Eléctrico a una región importante de la zona.

Para el pronóstico de 2025, se espera que la demanda alimentada por la SE Francisco Villa sea de 210 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto P17-NT5 “Francisco Villa Banco 3”, ocasionaría una carga por arriba de su capacidad nominal en cada uno de los autotransformadores actuales.

En el Cuadro 8.6.6 se presenta un análisis de contingencias en 2025 sin las obras del proyecto P17-NT5, para mostrar la sobrecarga que se presentaría en los autotransformadores en la SE Francisco Villa (AT-99 y AT-98). Se puede observar que, ante la falla de un AT, el paralelo presentaría una carga de 212 MVA, con alta probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto P17-NT5 “Francisco Villa Banco 3”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores y la posible pérdida de suministro de una parte importante de la Zona. Además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

CUADRO 8.6.6. SOBRECARGA DE LOS AT EN LA SE FRANCISCO VILLA (AT-99 Y AT-98) EN 2025.

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Flujos (MVA)	Contingencia
FVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	106	Caso sin contingencia
	212	Salida de FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)
FVL AT-99- 230/115 kV (100 MVA)	105	Caso sin contingencia
	212	Salida de FVL AT-98- 230/115 kV (100 MVA)

El proyecto P22-NT3 “Soporte de Tensión en ZOT Camargo”, el cual considera la instalación de compensación de potencia reactiva capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV por un monto total de 70 MVAr, fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por SENER en 2022, e instruido por SENER a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación diciembre de 2030.

De acuerdo con el crecimiento de la demanda en la Zona que se ha presentado en los últimos años y al pronóstico para los siguientes, se espera que desde 2024 en condiciones de Red Eléctrica completa se presenten tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite definido por CdR) sin contingencia.

Ante algunas contingencias sencillas de bancos de capacitores o de Líneas de Transmisión en 115 kV puede ocasionar la operación de esquemas de protección por baja tensión en la Red Eléctrica, ocasionando la afectación de carga en la Región.

Lo anterior se debe a la topología de la Red Eléctrica conformada por Líneas de Transmisión de grandes longitudes, con configuración radial, además de que no se cuenta con suficiente capacidad de potencia reactiva para un control adecuado de tensión en la Zona y que los recursos disponibles de potencia reactiva se encuentran eléctricamente muy alejados de la zona de influencia.

Para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a los Centros de Carga actuales y nuevos, así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y tensiones fuera de límites permisibles operativos, es necesario que entren en operación en la fecha programada las obras consideradas en el proyecto instruido “Soporte de Tensión en ZOT Camargo”.

8.7 IMPACTO EN LA GCR NORESTE

INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN NORESTE AL CENTRO DEL PAÍS (I19-CE1) Y DERRAMADERO ENTRONQUE RAMOS ARIZPE POTENCIA – SALERO (P18-NE2)

Estos dos proyectos instruidos tienen impacto en la Confiabilidad a nivel SIN, debido a que incrementan la capacidad de transmisión de la GCR Noreste hacia las GCR Occidental y Central. El proyecto I19-CE1 agrega una nueva trayectoria Noreste – Central que actualmente no existe, ya que la Red Eléctrica existente y el flujo de potencia que normalmente se transporta por la RNT de 400 kV sigue la trayectoria Noreste – Occidental – Central, y Noreste-Oriental-Central. Con la construcción del proyecto mencionado, se libera capacidad de transmisión entre el Noreste y el Occidente, así como entre el Noreste y el Oriental con una reducción importante de pérdidas I^2R, el proyecto tiene fecha factible de término por parte de CFE para octubre de 2025, y se encuentra en procesos de contratación al cierre de mayo de 2024.

En la Figura 8.7.1 se ve la curva de duración de potencia activa de la Compuerta de Flujo Las Mesas – Querétaro (LT Las Mesas – A3l50 – Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3l60 – Querétaro Potencia Maniobras), comprendida entre el periodo del 1 de enero y el 31 de diciembre del 2023. De esta Figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 2,028 MW y ha superado alrededor de 442 horas los 1,822 MW, que corresponde a su Límite Operativo de planeación de largo plazo sin operación de EAR, y aproximadamente 19 horas por arriba de los 1,960 MW que corresponde a su Límite Operativo de planeación de largo plazo con operación de EAR. El retraso de las LT Las Mesas – Jilotepec Potencia contempladas en este proyecto, ocasionará que el Corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro tenga que operar durante varias horas del año a su máxima capacidad.

De igual manera, la construcción del proyecto P18-NE2 incrementa el Límite Operativo hacia el Occidente del país y mejora la Confiabilidad de los Centros de Carga Industriales de la región de Saltillo al reducir la probabilidad de operación del EAR instalado en la zona de Derramadero. CFE Transmisión informó una fecha factible de entrada en operación para abril de 2025.

En la Figura 8.7.2, se observa la curva de duración de flujo a través de las Líneas de Transmisión que involucran la zona Derramadero/Ramos Arizpe Potencia y Primero de Mayo/Salero (Corredor Saltillo – Aguascalientes). El máximo flujo establecido para esta Compuerta de Flujo es de 1,300 MW con EAR y en la Figura se observa que el valor máximo de flujo a través de estas Líneas de Transmisión ha alcanzado niveles de 1,385 MW y se ha operado arriba de 1,300 MW por aproximadamente 3 horas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, esto considerando las restricciones del Mercado; denotándose la necesidad de construcción de este proyecto. En la región de la SE Derramadero se tienen solicitudes de Centros de Carga que requieren ante contingencia sencilla Continuidad y Calidad en el suministro de energía eléctrica.

FIGURA 8.7.1. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE LA COMPUERTA LAS MESAS – QUERÉTARO, DEL 1 DE ENERO DE 2023 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

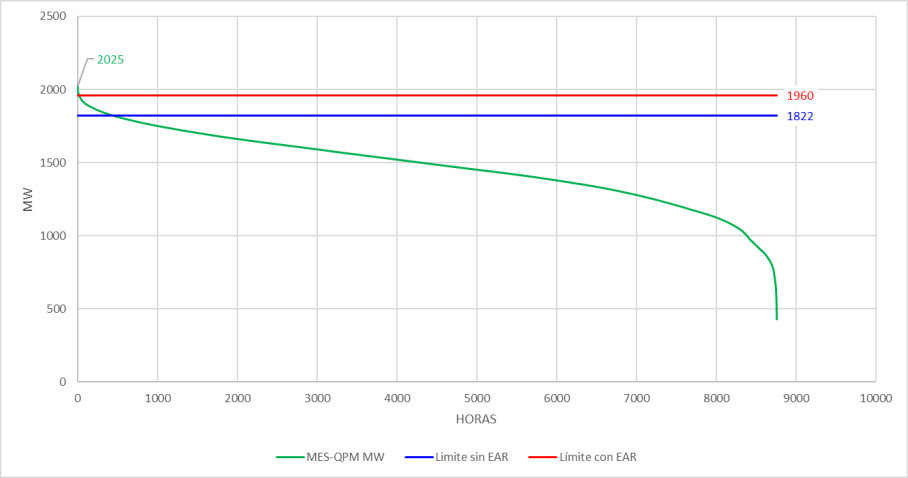
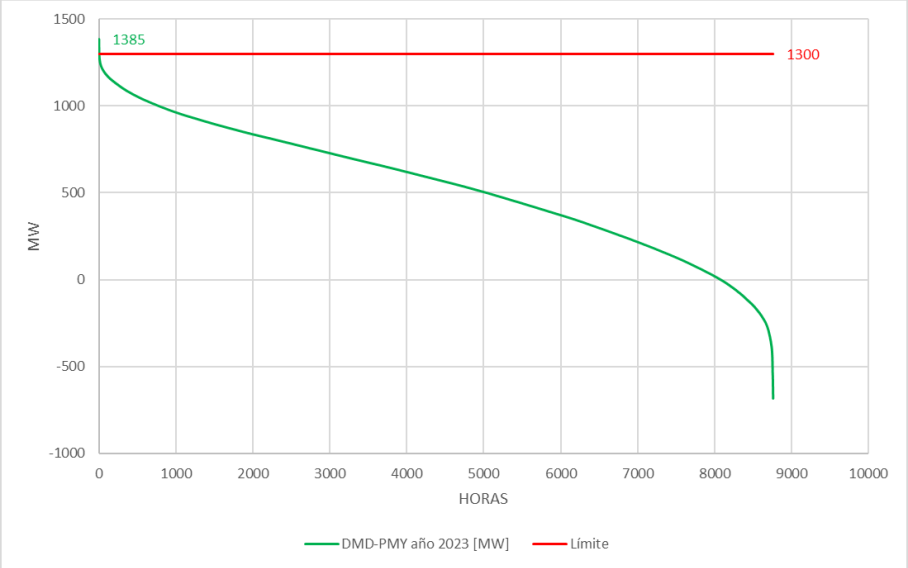


FIGURA 8.7.2. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE LA COMPUERTA SALTILLO – AGUASCALIENTES, DURANTE 2023



ZONA METROPOLITANA DE MONTERREY

Reducción en el nivel de cortocircuito de la Red Eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey

La Red Eléctrica en 115 kV de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a Subestaciones Eléctricas de 400/115 kV y 230/115 kV como a las Centrales Eléctricas en 115 kV, lo cual proporciona un amplio margen de maniobra que se traduce en Confiabilidad para el manejo de flujos de potencia activa en la Red Eléctrica, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante las contingencias más severas. Sin embargo, los mismos factores que hacen a esta Red Eléctrica muy robusta en términos de flexibilidad operativa, también hacen que el nivel de cortocircuito de un gran número de Subestaciones Eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos.

Lo anterior representa un potencial factor de riesgo para la Confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico y, en general, del sistema eléctrico de la región; comprometiendo el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que puede generar afectaciones a la transferencia de energía eléctrica, interrupciones en el suministro de energía eléctrica a industrias, comercios y usuarios residenciales; así como de posibles daños periféricos a equipos eléctricos ante una posible condición de falla catastrófica (explosión o incendio), que pudiese incluso, derivar en accidentes graves para el personal operativo de mantenimiento.

Tomando en cuenta lo anterior, en caso de presentar un diferimiento en el proyecto asociado en la reducción del Nivel de Corto Circuito (NCC) en la ZMM provocaría el operar en una condición insegura, propiciando las siguientes problemáticas:

1.- Restricción en la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas en la ZMM en los 3 niveles de voltaje (400, 230 y 115 kV), siendo los proyectos por instalar en 115 kV los que tendrían mayor impacto, debido a que ayudan a disminuir la cargabilidad de los elementos de transformación instalados en la zona.
2.- Limitar la sincronización de las UCE ya existentes en la ZMM, con lo cual se vería afectada la disponibilidad de contar con UCE para condiciones de emergencia en caso de disturbios tanto dentro o fuera de la zona.
3.- Limitar la ampliación de la Red Eléctrica en la ZMM, con incorporaciones de elementos que se enlazan de zonas adyacentes.
4.- Se cuenta con Subestaciones Eléctricas encapsuladas en hexafluoruro de azufre (SF_6) por lo cual el daño de un interruptor por una insuficiente extinción de la falla provocaría la indisponibilidad desde la barra donde se encuentra conectado hasta la Subestación Eléctrica completa; todo lo anterior en base a la severidad del daño. En consecuencia, una mala operación de segregación de falla por la operación incorrecta de un interruptor puede ampliar la severidad de la falla inicial, propiciando colapsos en la Red Eléctrica parciales o totales de la zona.
5.- Derivado de los altos NCC, fallas con altos niveles de corriente provocarían mayores abatimientos de tensión en la zona, con lo cual se presentaría de forma colateral, afectaciones de carga por las bajas tensiones presentadas.
6.- Los usuarios en Media y Alta tensión de la ZMM, no cuentan con las capacidades interruptivas de sus equipos de desconexión instalados actualmente y, en caso de fallas internas cercanas a sus puntos de conexión, pueden provocar daños en sus equipos, con lo cual se estaría provocando una afectación prolongada al suministro del Centro de Carga involucrado.

La fecha de término del proyecto reportada por CFE Transmisión es de octubre de 2025.

En cuanto al suministro de la demanda, se tiene instruido el proyecto P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2, el cual tiene fecha de entrada en operación en julio de 2024 por lo que no se observan afectaciones en la Confiabilidad de la zona para este proyecto.

ZONA LINARES

Ampliación de la Red Eléctrica de 115 kV del Corredor Tecnológico - Lajas

Para la zona Linares, se instruyó el proyecto de refuerzo en la transmisión P19-NE1, el cual consiste en una nueva LT en 115 kV Regiomontano – Ladrillera y tres bancos de capacitores en 115 kV. De acuerdo con las nuevas fechas proporcionadas por CFE Transmisión, estas obras estarían en operación a partir de febrero de 2025 El comportamiento de la tensión en las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia de este proyecto alcanza niveles fuera del límite mínimo de operación (0.95 p.u.) en la Red Eléctrica de 115 kV, resultando la SE Montemorelos con mayor afectación, la cual, del periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, operó 1,272 horas por debajo del límite mínimo, ofreciendo baja Calidad de suministro a los Centros de Carga que son alimentados por dicha Subestación Eléctrica.

Otra problemática que se presenta es la poca Confiabilidad existente en la zona, por la operación de forma radial de la mayoría de los Centros de Carga, lo cual conlleva a que ante contingencias sencillas existan afectaciones de carga significativas. La pérdida del transformador de relación 400/115 kV de la SE

Lajas representa la contingencia más severa, donde la afectación de la carga alcanza valores de hasta 138 MW en condiciones de alta demanda que se presentan durante el verano.

Adicional a las problemáticas mencionadas, la zona de Distribución Montemorelos-Linares cuenta con poca flexibilidad con respecto al otorgamiento programado de permisos para desconexión de equipo eléctrico con motivo de mantenimiento (licencias); o bien por indisponibilidad de éste, ya sea por falla o mantenimiento de emergencia en la Red Eléctrica de la zona, siendo los más relevantes la barra de 115 kV y el transformador 400/115 kV de la SE Lajas.

Al salir de servicio la barra de 115 kV o el transformador de relación 400/115 kV de la SE Lajas por mantenimiento, es necesario dejar fuera de operación el sistema de bombeo de Cerro Prieto (SE Libertad, Huertas, Salitrillo y Cerro Prieto) por no poder brindar el suministro de energía eléctrica con una tensión dentro de los rangos de operación establecidos en el CdR. La capacidad instalada del sistema de bombeos es de 7.5 MW por Subestación Eléctrica para un total de 30 MW. En el periodo comprendido del 01 de enero al 31 de diciembre de 2023, se estima que la afectación al sistema de bombeo por fallas en los elementos en la SE Lajas y por mantenimiento fue de 658 horas, lo que ocasionó afectaciones por ENS de 19,740 MWh, afectando la calidad de vida de la Zona Metropolitana de Monterrey.

De igual manera es complicada la desconexión de las LT Lajas – 73580 – Linares o Lajas – 73090 – Ladrillera ya que esto impide alimentar la totalidad de la carga de manera radial desde las SE Tecnológico y Güémez.

En caso de no existir Obras de Refuerzo en la zona, las problemáticas aquí descritas seguirán agravándose, deteriorando la Calidad, Continuidad y Confiabilidad del servicio a los Usuarios Finales.

ZONA SABINAS

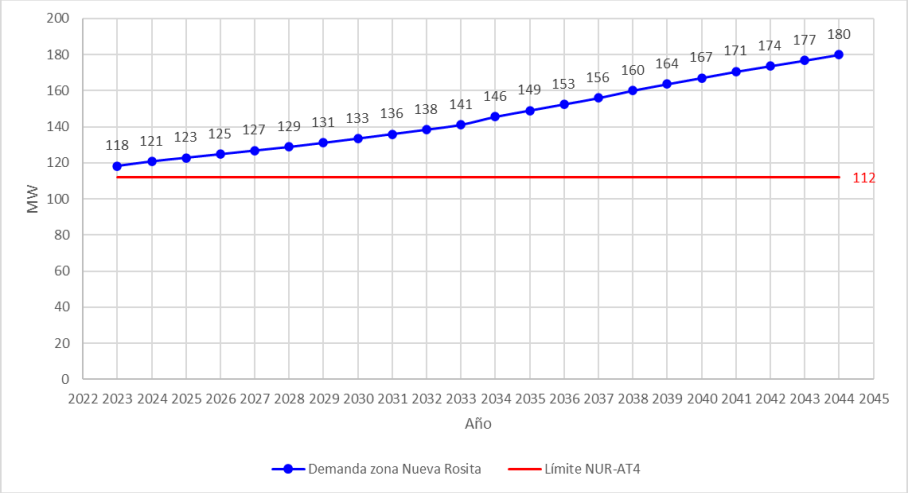
Nueva Rosita Banco 2

En el 2017 se instruyó para la zona Sabinas el proyecto “P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2”, con fecha de entrada en operación actualizada por CFE Transmisión de diciembre de 2027.

La SE Nueva Rosita es parte de la Red Eléctrica interconectada de la ZOT Coahuila, en el ámbito de operación de la GCR Noreste. Se cuenta con transformación 230/115 kV de 112 MVA, que suministra energía eléctrica a la zona Sabinas, que comprende las poblaciones de Sabinas, Múzquiz, Las Esperanzas, que a su vez son parte de la región carbonífera del estado de Coahuila; además, este banco de transformación es el soporte de reactivos de mayor ayuda para controlar el voltaje de la zona.

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2024 se presente una demanda de hasta 121 MW en el escenario de verano, como se puede observar en la Figura 8.7.3, lo cual supera la capacidad nominal del transformador de 230/115 kV de 112 MVA de la SE Nueva Rosita en un 8 %, poniendo en riesgo la capacidad del Suministro Eléctrico para cargas actuales y nuevas solicitudes de Centros de Carga, así como su capacidad de regulación de tensión en la zona Sabinas.

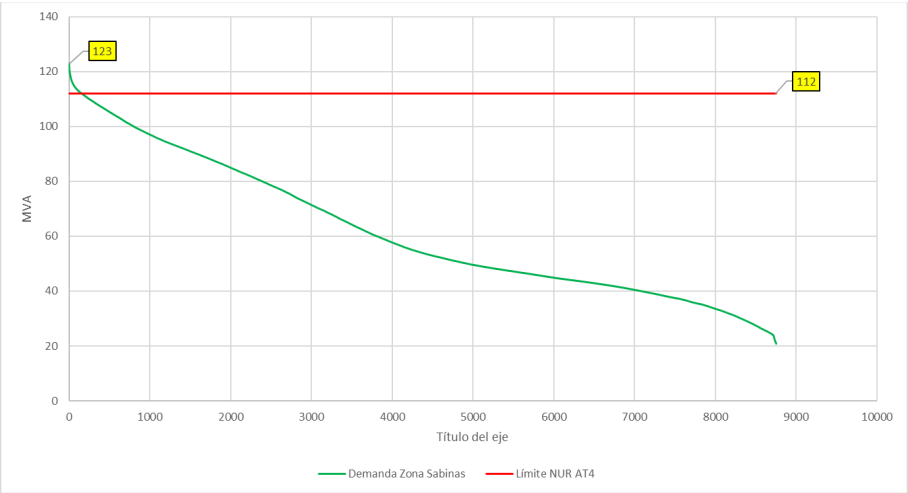
FIGURA 8.7.3 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE LA ZONA NUEVA ROSITA (PDS 2024-2044)



Debido al retraso de la obra, se tendrá un diferimiento en la fecha de entrada en operación para marzo de 2026, es decir la obra entraría con un año de retraso.

En caso de no realizarse el proyecto o retrasar su entrada en operación, se deberán tomar previsiones para cumplir con su objetivo que es suministrar la demanda de energía eléctrica con los niveles de Confiabilidad adecuados.

FIGURA 8.7.3 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA DEMANDA DE LA ZONA NUEVA ROSITA DURANTE 2023



Estas medidas incluyen la operación de sus instalaciones con sobrecargas, que resultan en sobrecalentamientos y por tanto en un acortamiento de la vida útil de los equipos por envejecimiento prematuro de sus aislamientos, ENS por cortes de carga manuales o por falla en algún elemento, lo que implica no atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga, poner en riesgo la integridad de la región ante contingencias sencillas y en los casos más extremos la construcción de obras provisionales que resultan en mayores costos de inversión puesto que al concretarse la construcción del proyecto las obras provisionales tienen que retirarse y reubicarse en otro sitio con el correspondiente sobrecosto asociado.

La operación en Estados Operativos de Alerta o Emergencia forzaría a la implementación de cortes de carga programados y/o la implementación de Esquemas de Protección de Sistema, como cortes de carga por bajo voltaje.

Esto representaría un freno a la economía de las regiones donde se ubica la obra, una reducción en los ingresos por ventas de energía eléctrica, restricciones en el sistema, baja Confiabilidad y un incremento en el costo de explotación.

ZONA MATAMOROS

Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

En el 2020 se instruyó para la zona Matamoros el proyecto "P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros (230/138 kV)", con fecha de entrada en operación de abril de 2024. La fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación corresponde a abril de 2026, mientras que el estatus se reporta "en análisis" al cierre de 2023.

Actualmente la zona Matamoros se alimenta a través de dos autotransformadores de 100 MVA en la SE Lauro Villar, uno de 225 MVA en la SE Llano Grande y otro más de 225 MVA en la SE Matamoros Potencia, todos ellos de relación de transformación 230/138 kV. De igual manera, para el suministro de la zona se cuenta con dos Líneas de Transmisión en 138 kV provenientes de la SE Rio Bravo. Lo anterior ocasiona que ante la indisponibilidad de un elemento de los mencionados (principalmente un elemento de transformación), la capacidad de los autotransformadores que quedan en servicio se vea rebasada, por lo tanto, no se podría atender la totalidad de demanda de la zona y sea necesario realizar cortes de carga.

Los niveles de carga que se han alcanzado en la transformación 230/138 kV de Subestaciones Eléctricas en la zona de Matamoros ponen en riesgo la Continuidad y la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la región. En el año 2023 se presentó una demanda máxima en la zona de 634 MW situando al banco de transformación de la SE Matamoros Potencia al 100 % de su capacidad nominal de operación, mientras que los AT de Llano Grande y Lauro Villar estuvieron al 77 % y 83 % respectivamente, esto con Red Eléctrica completa. Ante contingencia, los autotransformadores de la zona Matamoros alcanzaron valores de 276 MVA en Matamoros Potencia, 237 MVA en Llano Grande y 104 MVA en Lauro Villar, lo que representa una carga del 123 %, 105 % y 104 % respectivamente.

En el mes de junio de 2023 mientras se tenía en licencia el autotransformador 01 de la SE Matamoros Potencia, se presentó la salida de servicio del autotransformador 01 de la SE Llano Grande ocasionando una afectación de 189 MW de carga industrial y residencial. En el mes de julio de 2023, mientras se tenía una licencia de emergencia en el autotransformador 01 de la SE Matamoros Potencia, se presenta la salida de servicio de la línea de 138 kV Aeropuerto – 83670 – México, ocasionando la desconexión en cascada por sobrecarga de las LT Guerreño – 83670 – Parque Industrial, Aeropuerto – 83450 – Río Bravo y el AT-06 de Río Bravo, esto tiene como consecuencia una afectación de 468 MW de carga urbana, residencia e industrial.

De acuerdo con lo presentado durante el 2023, la zona Matamoros opera con los elementos de transformación saturados en condiciones de Red Eléctrica completa, y ante la falla del autotransformador de la SE Llano Grande se presentó una sobrecarga en el AT de la SE Matamoros Potencia mayor al 20 %, por lo que se tiene una alta probabilidad de ENS durante los escenarios de demanda máxima y durante la falla del autotransformador y del tiempo del cambio de la fase fallada, según sea el caso.

Por lo anterior, se espera que en la zona Matamoros se presenten escenarios con degradación en la Calidad y Continuidad en el Suministro Eléctrico, con probables afectaciones de carga en la Red Eléctrica que dificulten garantizar el correcto suministro de energía eléctrica en la región; bajo la regulación en materia de Confiabilidad, Continuidad y Calidad de la energía eléctrica establecidos.

De no llevarse a cabo la obra, se perderían los siguientes beneficios:

- Beneficios por mayor capacidad de suministrar energía eléctrica a la zona Matamoros.
- Ahorros por reducción de costos de ENS.
- Ahorros por reducción de pérdidas eléctricas I2R.
- Incentivar la inversión en los nuevos desarrollos industriales, comerciales y residenciales de la zona, garantizando suficiente infraestructura eléctrica en el largo plazo.
- Mejorar las condiciones de Calidad de energía eléctrica al proporcionar una mayor regulación de tensión en la zona e incrementa la Confiabilidad del suministro al reducir los impactos de las indisponibilidades de los equipos eléctricos por mantenimientos, degradación o falla.

ZONA NUEVO LAREDO

Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

En el 2020 se instruyó para la zona Nuevo Laredo el proyecto “P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo”, con fecha de entrada en operación de abril de 2024. Sin embargo, la CFE Transmisión informó que el estatus al cierre del 2023 es “en análisis” y se informa que la nueva fecha de entrada en operación es abril de 2026.

Desde hace varios años, la zona Nuevo Laredo presenta una condición tal que, durante los meses de mayo a septiembre, al presentarse alguna contingencia se tienen afectaciones de carga por variación de tensión, pero ante la ocurrencia de la pérdida de la línea de 400 kV Arroyo del Coyote – A3H30 – Carbón Dos, se puede presentar inestabilidad de voltaje y el colapso de la zona.

Actualmente se tiene implementado un Esquema de Protección de Sistema, el cual realiza cortes de carga de manera automática cuando se tienen bajos voltajes en las SE de Nuevo Laredo y Ojo Caliente para una afectación de hasta 75 MW de carga urbana.

En el periodo de enero a diciembre de 2023 se presentó una demanda máxima en la zona de Nuevo Laredo de 532 MW, esta condición tiene como consecuencia una degradación en la Confiabilidad, Calidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica, pudiendo presentarse escenarios de ENS, ya que se estima que a partir de los 330 MW de demanda en la zona, estaría operando el Esquema de Protección de Sistema al presentarse la contingencia N-1, teniendo una afectación directa de hasta 75 MW y una afectación de carga por variación de tensión de hasta 316 MW como la ocurrida en junio de 2023, por lo que, en caso de seguir postergando la entrada del proyecto, permanecería el riesgo de colapso en la zona ante la contingencia N-1.

8.8 IMPACTO EN LA GCR PENINSULAR

PUERTO REAL BANCOS 1 Y 2

El proyecto P17-PE2 “Puerto Real Bancos 1 y 2” fue propuesto desde el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER hasta 2018 con una fecha de entrada en operación de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta junio de 2025 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de las Zonas Campeche y Carmen.

El enlace ESA-ATS está constituido por dos autotransformadores en la SE Escárcega Potencia de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno, suministra la totalidad de la demanda de la Zona Carmen y parcialmente la demanda de la Zona Campeche. El límite de transmisión en el enlace ESA-ATS en Estado Operativo Normal es de 110 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 195 MW con posicionamiento de EAR-DAC.

Con la entrada en operación en noviembre del 2020 de transformación en la SE Escárcega de 400/230 kV y 330 MVA de capacidad para aumentar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia la Península de Yucatán, también se incrementó el flujo de potencia en la transformación 230/115 kV en ESA-ATS.

Derivado de la instalación de la transformación 400/230 kV en SE Escárcega, los altos flujos en el enlace de transmisión Sureste – Escárcega e incrementos en la demanda de la Zona Carmen, se presenta la sobrecarga de la transformación 230/115 kV en la SE Escárcega Potencia en condiciones de Red Eléctrica completa. Para mitigar la sobrecarga es necesario sincronizar generación TG con diésel en Zona Carmen o realizar seccionamiento de Red Eléctrica con la finalidad de evitar la eventual afectación de carga por operación de EAR-DAC.

En el año 2023 el enlace ESA-ATS presentó un flujo máximo de 216 MW e incluso de no haberse despachado generación TG en CE Carmen, se hubiera alcanzado un flujo de potencia por el enlace de 222.9 MW. La Zona Carmen estuvo en riesgo de afectación de carga durante 6,877 horas (78.5 % del año) ante contingencia de uno de los transformadores que constituye el enlace ESA-ATs.

En el 2023, se registró la operación el ESA-AT 01 y ESA-AT 04 a valores superiores a capacidad nominal en condiciones de Red Eléctrica completa, por lo cual se recurrió a la acción operativa del seccionamiento de Red Eléctrica para lograr una redistribución de los flujos de potencia, con el objetivo de llevar la carga en la transformación 230/115 kV en la SE Escárcega a valores por debajo de su capacidad nominal.

Con la entrada en operación del proyecto de CCC Riviera Maya-Valladolid en 2025, con propósito estratégico establecido en el PND 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional, se reducirá el flujo por el enlace Sureste – Escárcega, sin embargo, no se solventará la problemática de sobrecarga en la transformación de Escárcega 230/115 kV, ya que el flujo de la transformación está influenciado en mayor medida por la demanda de la Zona Carmen y en menor medida por la demanda de la Zona Campeche.

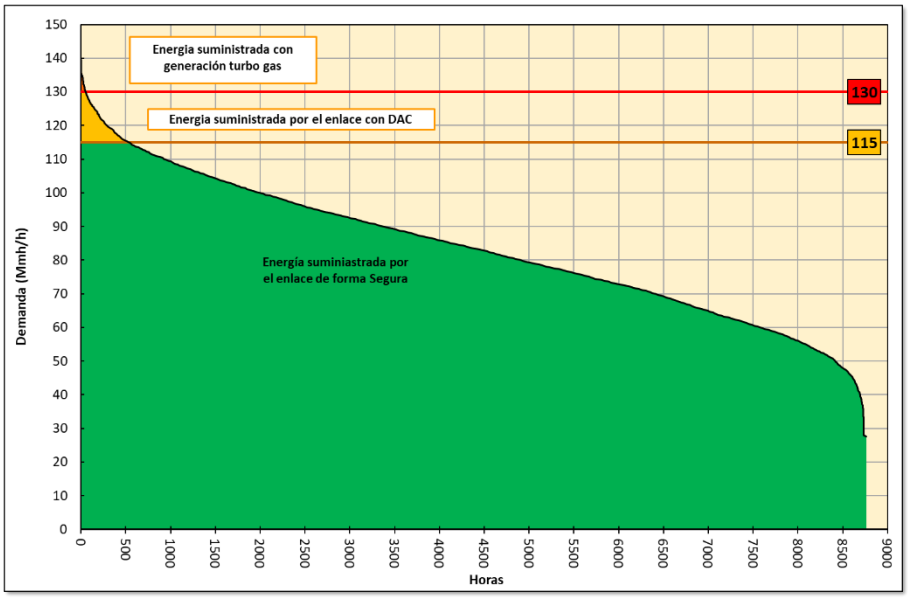
Adicionalmente, el enlace Sabancuy – Carmen, formado por dos Líneas de Transmisión entre dichas Subestaciones Eléctricas en 115 kV, es la única fuente de suministro de Ciudad del Carmen en donde se tiene un límite de transmisión en Estado Operativo Normal de 115 MW definido por estabilidad de tensión y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Estado Operativo de Alerta de 130 MW con posicionamiento de EAR-DAC. En esta zona se cuenta con dos TG diésel con capacidad de 16 MW y 17 MW.

En 2023 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 125 MW en donde en 39 horas se superó el límite de transmisión de Estado Operativo Normal. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel en CE Carmen se hubiera alcanzado un flujo de 130.4 MW y se hubiera superado el límite de transmisión de Estado Operativo Normal en 197 horas.

En 2025 se pronostica una demanda de la Zona Carmen de 141 MW y de la Zona Campeche de 274 MW, por lo cual, sin el despacho de generación TG en CE Carmen los AT de la SE Escárcega Potencia operarían por arriba de su capacidad nominal.

En la Figura 8.8.1 se muestra la curva de duración de la demanda de la Zona Carmen. Se puede observar que en la condición de demanda máxima operaría por encima del límite de transmisión de Estado de Operativo Normal del enlace Sabancuy – Carmen en al menos 523 horas (6 %) y se superaría el límite de Estado Operativo de Alerta por 48 horas (0.5 % del año), en 2025, por lo que se requerirá del despacho de generación TG para evitar dicha condición operativa.

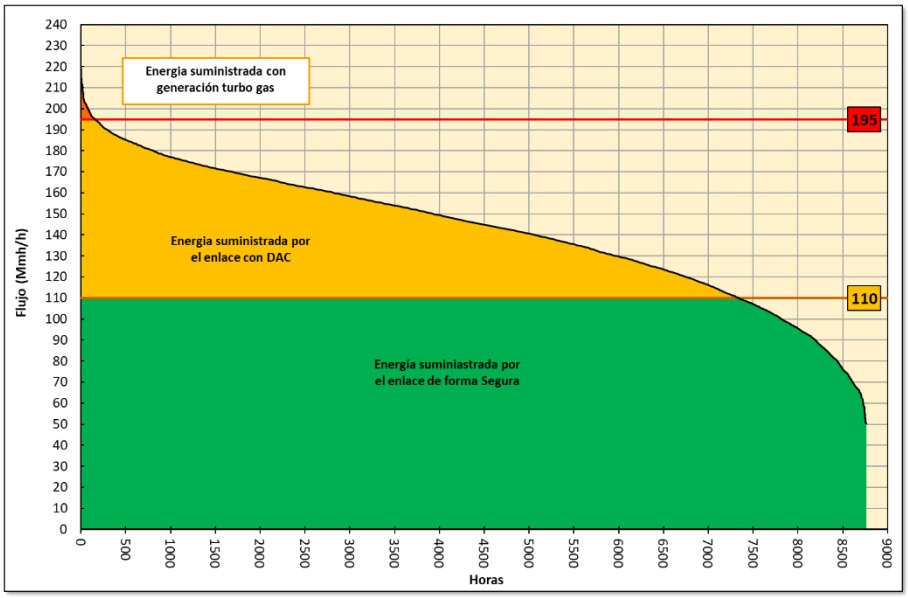
FIGURA 8.8.1. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LA ZONA CARMEN ESPERADA PARA 2025



En la Figura 8.8.2 se muestra la curva de duración de flujo por los autotransformadores de la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS). Se puede ver que en las 157 horas de mayor demanda existe primero la congestión del enlace Sabancuy – Carmen, por lo cual la generación TG con diésel se ve reflejada también en los autotransformadores de la SE Escárcega Potencia. No obstante, en aproximadamente 7334 horas (84 % del año) se operará con el EAR-DAC esperando la falla del autotransformador paralelo, por lo cual estaría en riesgo el Suministro Eléctrico de las Zonas Carmen y Campeche la mayor parte del año.

En el Cuadro 8.8.1 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los AT en la SE Escárcega Potencia considerando el despacho de 33 MW de generación TG con diésel en CE Carmen. Se puede observar que la falla del autotransformador paralelo produce sobrecargas de hasta 89 % en el autotransformador que se mantiene en servicio. Bajo esta condición de demanda máxima se tendrían que interrumpir aproximadamente 100 MW de demanda en Ciudad del Carmen, es decir el 70 % de la demanda de la zona, mientras se recupera el autotransformador fallado, o se sustituye la fase fallada, según sea el caso

FIGURA 8.8.2. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DEL ENLACE ESA-ATS ESPERADA PARA 2025



CUADRO 8.8.1. SOBRECARGA DE AT EN LA SE ESCÁRCEGA POTENCIA EN 2025 DESPACHANDO 33 MW DE GENERACIÓN TURBOGÁS EN CARMEN

AT (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Escárcega Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	105.0	Caso sin contingencia
	188.0	Salida de Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	132.0	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)
Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	108.0	Caso sin contingencia
	189.0	Salida de Escárcega Potencia -AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	135.0	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)

NACHICOCOM BANCO 1 (CHICHÍ SUÁREZ BANCO 1)

El proyecto P16-PE2 “Chichí Suárez Banco 1” fue propuesto desde el PAMRNT 2016-2030 e instruido por la SENER para su construcción por CFE en 2016 y nuevamente instruido en 2017 con una fecha de entrada en operación para marzo del 2020. En el año 2023 CFE notificó el cambio de metas físicas para el proyecto “Chichi Suarez Banco 1” el cual ahora será llamado “Nachicocom Banco 1”. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta julio de 2025. Estos retrasos impactarán en la Confiabilidad del suministro de la Zona Mérida.

El enlace MDA-ATS está constituido por los autotransformadores de 230/115 kV de las SE Norte (225 MVA), Caucel Potencia (225 MVA) y Kanasín Potencia (2x100 MVA), los cuales suministran aproximadamente el 80 % de demanda de energía eléctrica de la zona Mérida. El límite de transmisión en el enlace MDA-ATS en Estado Operativo Normal es de 410 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Estado Operativo de Alerta de 600 MW con EAR-DAC. En la zona Mérida se cuenta con generación térmica convencional a base de combustóleo (2x84 MW) y TG a base de diésel (30 MW) instalada en la SE Mérida II en 115 kV.

En 2023 la demanda máxima registrada en la zona Mérida fue de 882 MW. El enlace MDA-ATS alcanzó un flujo de potencia máximo en el 2023 de 615 MW, equivalente a un 102 % de su capacidad, considerando el despacho de la CE Mérida II (Generación convencional) en 115 kV y generación renovable en la zona Mérida. Se operó el enlace con EAR-DAC posicionado en 3510 horas (40 % del año). En caso de no haber

contado con la disponibilidad de la generación convencional en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo de potencia por el enlace de 712 MW y la zona Mérida estaría en riesgo de afectación de carga durante 5632 horas (64 % del año) ante contingencia de uno de los autotransformadores que componen el enlace.

Para 2025 se pronostica un incremento de demanda en la zona Mérida de aproximadamente 7.7 %, equivalente a 950 MW, por lo cual sin el despacho de la generación instalada en la SE Mérida II los autotransformadores del enlace MDA-ATS operaran por arriba de su capacidad nominal.

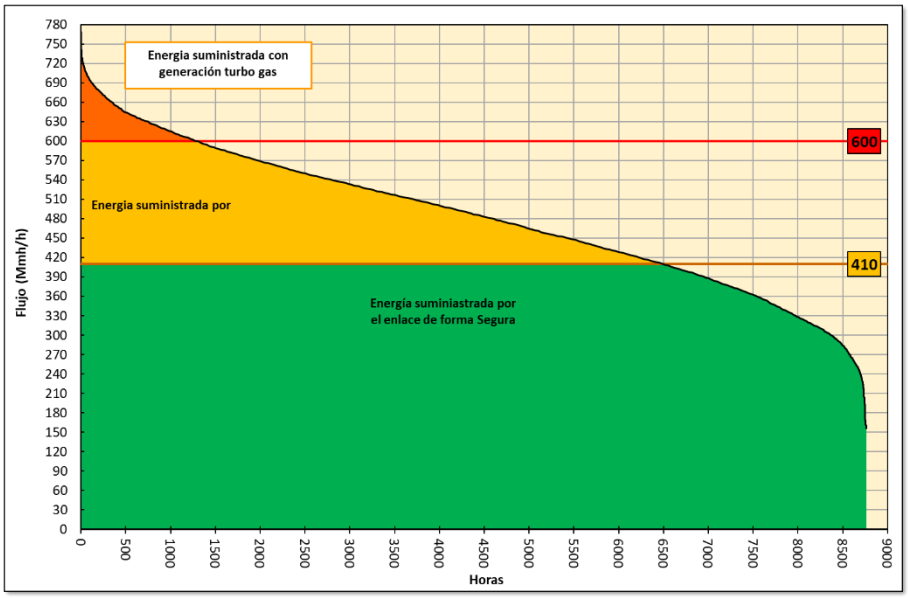
En la Figura 8.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS esperada para 2025 sin generación en la Red Eléctrica de 115 kV. Se puede observar que en la condición de la demanda máxima de la zona Mérida se requieren de aproximadamente 168 MW de generación y de sincronizar generación por al menos 1273 horas en la SE Mérida II para evitar operar con sobrecarga los autotransformadores que constituyen el enlace MDA-ATS. En caso de falla o mantenimiento no programado de una de las UCE térmicas, el despacho de 84 MW de la UCE térmica restante y la UCE TG con diésel de 30 MW no serían suficientes para evitar la sobrecarga en Red Eléctrica completa de los autotransformadores. Sin embargo, de presentarse en ese momento baja disponibilidad de la generación eólica instalada en la zona, se tendría la sobrecarga en el autotransformador de la SE Norte.

En el Cuadro 8.8.2 se presenta un análisis de contingencias para identificar la sobrecarga de los autotransformadores del enlace MDA-ATS considerando el despacho de 100 MW de generación térmica de la CE Mérida II. Se puede observar que la falla de cualquier autotransformador produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 70 %, en el autotransformador de la SE Norte. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 250 MW de carga en la Zona Mérida, es decir el 26 % de la demanda para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 %.

CUADRO 8.8.2. SOBRECARGA DE AT DE LA ZONA MÉRIDA EN 2025 DESPACHANDO 100 MW DE LA CENTRAL TÉRMICA MÉRIDA II

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)	101.7	Caso sin contingencia
	166.1	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	113.6	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	106	Caso sin contingencia
	150.0	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	145.0	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)	109.6	Caso sin contingencia
	155.0	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	150.0	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)	111.46	Caso sin contingencia
	170.1	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	123.64	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)

FIGURA 8.8.3. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DEL ENLACE MDA-ATS EN 2025



REFORZAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA PARA ATENDER EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL CORREDOR INDUSTRIAL MÉRIDA - UMÁN

El proyecto P20-PE1 “Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán” fue propuesto desde el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2020 con una fecha de entrada en operación de 2025. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2026.

El corredor industrial Mérida – Umán es suministrado por los trasformadores de carga de las SE Mérida II y Umán, los cuales operaron en 2019 con una cargabilidad del 101 % y 103 %, respectivamente. Por tanto, desde el PAMRNT 2018-2032 se instruyeron dos proyectos de ampliación en la capacidad de transformación (Hunxectamán Banco 1 y Umán Banco 2) para atender el crecimiento de la demanda de esta zona al suroeste de la ciudad de Mérida en donde se contaría con una capacidad de 60 MVA en la SE Umán y 30 MVA en la SE Hunxectamán. La transformación UMA-T2 entró en operación en julio del 2021 con lo que se solventó la sobrecarga del transformador T1.

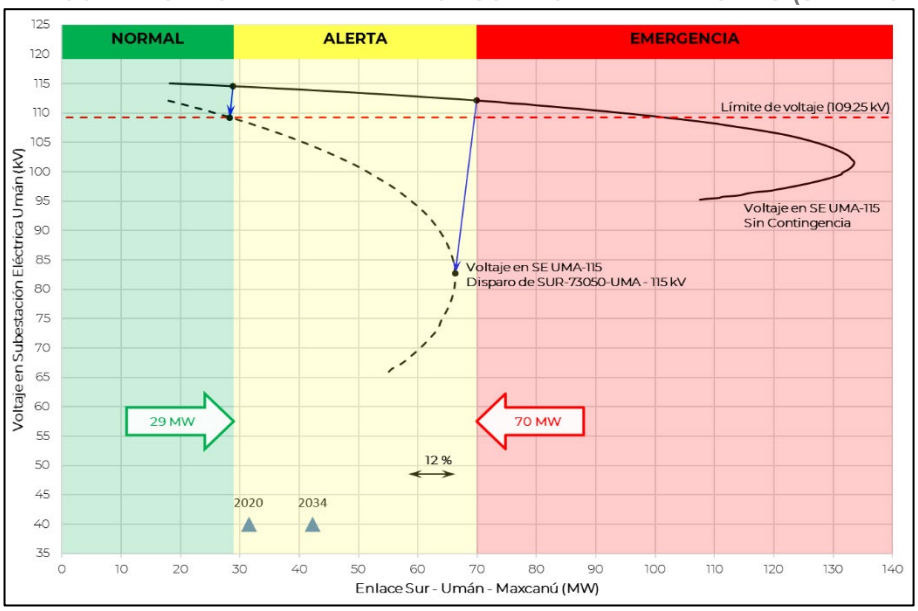
Actualmente ante el incremento en la demanda de la SE Umán, y el cambio de topología provocado por el disparo de la LT Sur - Umán (n-1) en 115 kV, se tiene la restricción del Suministro Eléctrico hacia la SE Umán por problemas de baja tensión ante dicha contingencia, cuyo valor límite máximo seguro es de 29 MW. Lo anterior se debe a que, en esta condición de topología de Red Eléctrica, la carga de SE Umán queda alimentada desde la SE Ticul Potencia a 88.9 km de distancia; pasando por la SE Maxcanú. En Figura 8.8.4 se muestra la curva PV del enlace Sur-Umán-Maxcanú que resume lo anterior descrito.

En 2023 se registró una demanda máxima en la SE Umán de 35 MW, superando el límite en Estado Operativo Normal durante 1,457 horas. Se presentó un incremento del 3 % de demanda en la Subestación Eléctrica con respecto a la registrada en el 2022. Esto se puede apreciar en la curva de duración de carga de la Figura 8.8.5.

Una situación similar se presentaría en la Subestación Eléctrica del proyecto de ampliación Hunxectamán, en donde la contingencia sencilla de la LT Mérida II - Hunxectamán produciría problemas de baja tensión en esta Subestación Eléctrica. En esta condición, la carga quedaría alimentada desde la SE Lerma a 169.5 km de distancia.

Por lo tanto, la propuesta de ampliación Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán se convierte en una solución integral para garantizar el suministro de la demanda de las SE Umán y Hunxectamán bajo los criterios de Confiablidad, Continuidad y seguridad que señala la normatividad vigente.

FIGURA 8.8.4. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE SUR – UMÁN – MAXCANÚ (SIN PROYECTO)



De no llevarse a cabo dicha obra de ampliación, ante la contingencia de la LT Sur – Umán se incrementarán las horas del año que se operará en Estado Operativo de Alerta, previendo afectaciones de carga ante el problema de baja tensión. Por la contingencia de la LT Mérida II – Hunxectamán, se tendrá que limitar el monto de carga que podrá alimentar el banco 1 de la SE Hunxectamán, con el objetivo que durante la contingencia n-1, se garantice perfiles de tensión dentro del rango marcado en el CdR, tal como se ilustra en la Figura 8.8.6 mediante la curva PV del enlace Mérida II-Hunxectaman-Lerma.

En el Cuadro 8.8.3 se presentan las problemáticas de baja tensión de acuerdo con el pronóstico de carga al 2027 y ante las contingencias de los enlaces Sur – Umán y Mérida II – Hunxectamán, en donde se tendrían tensiones inferiores a 0.95 pu en las SE Umán, y Hunxectamán, respectivamente. Para evitar operar con tensiones inferiores a 0.95 pu el operador tendría que realizar cortes manuales de carga de aproximadamente 14.8 MW en la SE Umán (34 % de la demanda) y 1.8 MW en la SE Hunxectamán (8 % de la demanda).

CUADRO 8.8.3. BAJAS TENSIONES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CORREDOR SUR – UMÁN Y MÉRIDA II – HUNXECTAMÁN EN 115 KV.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Umán (115 kV)	0.982	113.0	Caso sin contingencia
	0.909	104.6	Salida de LT Sur -Umán- 115 kV
Hunxectamán (115 kV)	0.995	114.5	Caso sin contingencia
	0.942	108.4	Salida de LT Mérida II - Hunxectamán - 115 kV
Maxcanú (115 kV)	0.983	113.1	Caso sin contingencia
	0.946	108.8	Salida de LT Sur -Umán- 115 kV

FIGURA 8.8.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE SE UMÁN EN 2023

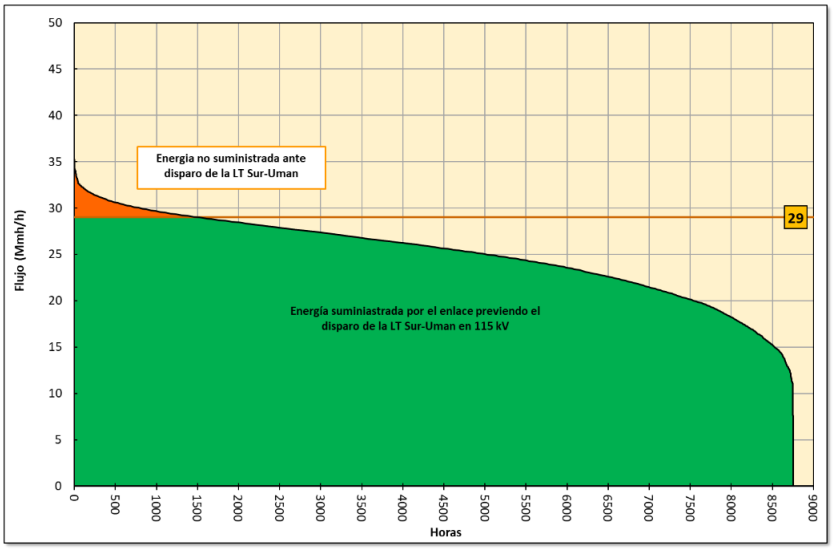
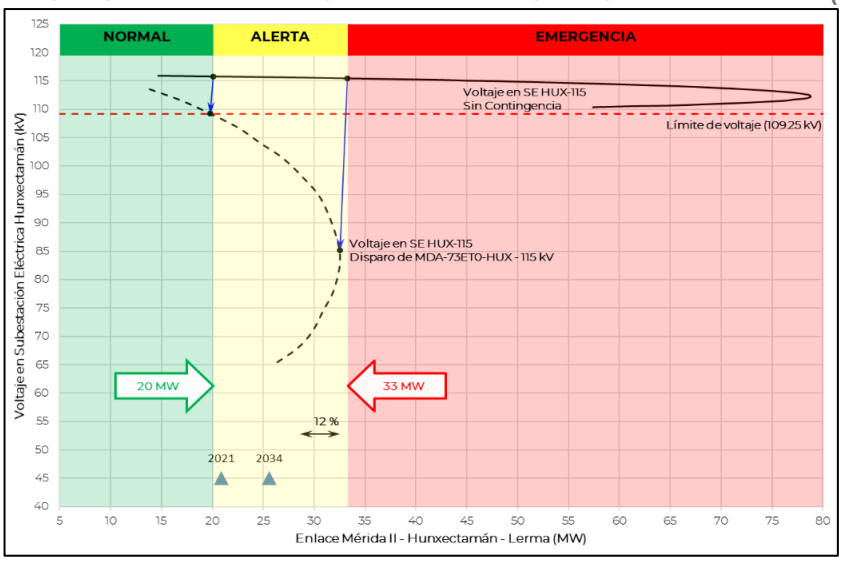


FIGURA 8.8.6. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED ELÉCTRICA COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE MÉRIDA II – HUNXECTAMÁN – LERMA (SIN PROYECTO)



LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORRIENTE ALTERNA SUBMARINA PLAYACAR – CHANKANAAB II

El proyecto P15-PE1 “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II” fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para suministrar la demanda de la Isla de Cozumel y fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en 2018. La SENER volvió a instruir el proyecto en 2018 para entrar en operación en 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta junio de 2025.

El enlace Cozumel está constituido por dos líneas de media tensión con cable submarino entre las SE Playa del Carmen y Chankanaab II en 34.5 kV (PCN-53180-CHS y la PCN-53170-CHS), dicho enlace suministra la totalidad de la demanda de energía eléctrica de la Isla de Cozumel. El límite de transmisión en el enlace Cozumel en Estado Operativo Normal es de 15.5 MW y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 31 MW con EAR-DAC. En la isla de Cozumel se cuenta con cuatro UCE TG que operan con Diesel en la SE Chankanaab, dos de ellas con una capacidad de 14 MW, cada una, una tercera con una capacidad de 25 MW y una cuarta de 12.5 MW de capacidad.

En junio de 2019, se presentaron tres fallas en los cables submarinos de 34.5 kV a consecuencia del sobrecalentamiento debido a voltajes inducidos a la pantalla metálica del cable, lo cual ha originado degradación del aislamiento. Por tanto, CFE Distribución llevó a cabo un estudio en donde se manifiesta una disminución en la capacidad de cada cable submarino de 35 MW a 15.5 MW para prolongar la vida útil de los mismos.

La disminución de capacidad de los cables redujo el límite de transmisión hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 31 MW con Red Eléctrica completa, haciendo necesario despachar generación turbogás de baja eficiencia en SE Chankanaab para evitar sobrecargar los cables submarinos.

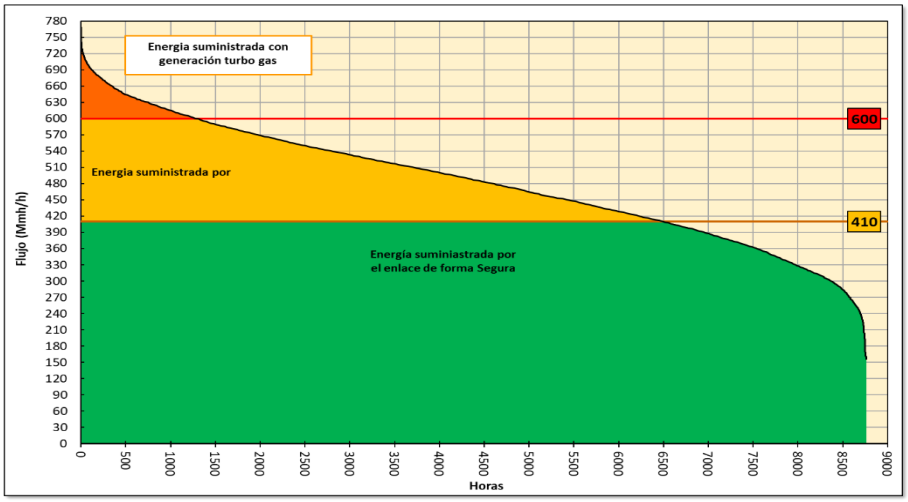
En verano de 2021 se presentó la falla de la UCE 2 de Chankanaab por lo que con la finalidad de contar con capacidad de generación y disponibilidad suficiente para mantener la Confiabilidad del sistema eléctrico de la isla de Cozumel, CFE Subdirección de Negocios No Regulados solicitó trasladar la unidad móvil de emergencia 13 propiedad de CFE Corporativo de la Subgerencia de Ciclos Combinados y Turbinas de Gas, con capacidad de 12.5 MW hacia SE Chankanaab, entrando en operación en diciembre del 2021.

Lo anterior, ha tenido un impacto significativo en la Confiabilidad del suministro de la demanda de la Isla Cozumel, así como un importante incremento en los costos de producción ya que se ha despachado generación TG con diésel la mayor parte del año para evitar la sobrecarga de los cables submarinos del enlace Cozumel.

En 2023 el enlace Cozumel alcanzó un flujo de potencia máximo de 32.7 MW y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera alcanzado un flujo de 58.8 MW. En 8,542 horas (97 % del año) se despachó generación TG con diésel para evitar sobrecargar los cables submarinos en Red Eléctrica Completa.

En la Figura 8.8.7 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel esperada para 2024. Se puede observar que el 100 % del año se dependerá del posicionamiento de EAR-DAC debido a que la demanda mínima de la Isla será aproximadamente de 20 MW. También se requerirá del despacho de al menos una UCE TG con diésel en la CE Chankanaab por 7751 horas (88 % del año) para evitar la sobrecarga de los cables submarinos en condición de Red Eléctrica completa y en la condición de demanda máxima se requerirá del despacho de aproximadamente 28 MW de generación TG con diésel. Por tanto, ante indisponibilidad de uno de los cables submarinos por falla o mantenimiento no programado se interrumpiría el suministro de 15.5 MW que representa el 26 % de la demanda máxima de la Isla de Cozumel, pudiendo ser montos mayores, alrededor de 43 MW, en caso de que en el evento transitorio ocurra el disparo de una de las UCE TG.

FIGURA 8.8.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LA ISLA COZUMEL EN 2025



AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN PARA ATENDER EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA (FASE I Y FASE II)

En los PAMRNT 2017-2031 y 2018-2032 se propusieron refuerzos para aumentar la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún como primera fase dentro del proyecto de la Macro Red "Interconexión Sureste – Peninsular", sin embargo, no fue instruido por la SENER. Por consiguiente, para el PAMRNT 2019-2033 se propuso de forma independiente el proyecto P18-PE2 "Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya" con fecha de entrada en operación de abril de 2023. En el PAMRNT 2020-2034 CENACE propuso la Fase II del proyecto P20-PE3 con una fecha de entrada en operación de abril de 2024; ambos proyectos fueron instruidos por la SENER a CFE Transmisión. CFE Transmisión reportó a CENACE que los proyectos instruidos entrarán en operación en junio y julio de 2025 respectivamente, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

El enlace VAD-CNC está constituido por dos circuitos en 400 kV que unen a las SE Dzitnup y Riviera Maya, dos circuitos en 230 kV entre las SE Valladolid y Nizuc/Balam y tres circuitos en 115 kV entre las SE Tizimín – Popolnáh, Valladolid – Chemax y Valladolid – Tulum, dicho enlace suministra la totalidad de demanda de energía eléctrica de las Zonas Cancún y Riviera Maya que conforman uno de los principales puntos turísticos del país.

En Junio de 2022 CFE Transmisión solicita que la contingencia doble en las Líneas de Transmisión de 400 kV del corredor Tabasco Potencia A3Q00/A3Q10 Escárcega, Escárcega A3Q20/A3Q30 Ticul, Ticul A3Q40/A3Q50 Dzitnup y Dzitnup A3Q60/A3Q70 Riviera Maya tenga la misma probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla, debido a que es un doble circuito de estructuras autosoportadas en toda la trayectoria de 873 km desde Tabasco Potencia hasta Riviera Maya, se manejó un límite de transmisión en el corredor VAD-CNC de 630 MW en Estado Operativo Normal y de 850 MW en Estado Operativo de Alerta. Sin embargo, CFE Transmisión en julio del 2023 solicita a CENACE tome las medidas operativas para no considerar la misma probabilidad de ocurrencia de la contingencia doble como contingencia sencilla, regresando el límite de Estado Operativo Normal a 800 MW ante contingencia N-1 por estabilidad de tensión y el límite de Operación en Alerta a 865 MW con EAR-DAC.

En estas zonas del país se tiene una capacidad instalada de 216 MW de CE de generación TG con diésel de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab. La antigüedad de dichas UCE va desde los 29

hasta los 51 años y han presentado en los últimos años altos montos de indisponibilidad por mantenimiento o falla.

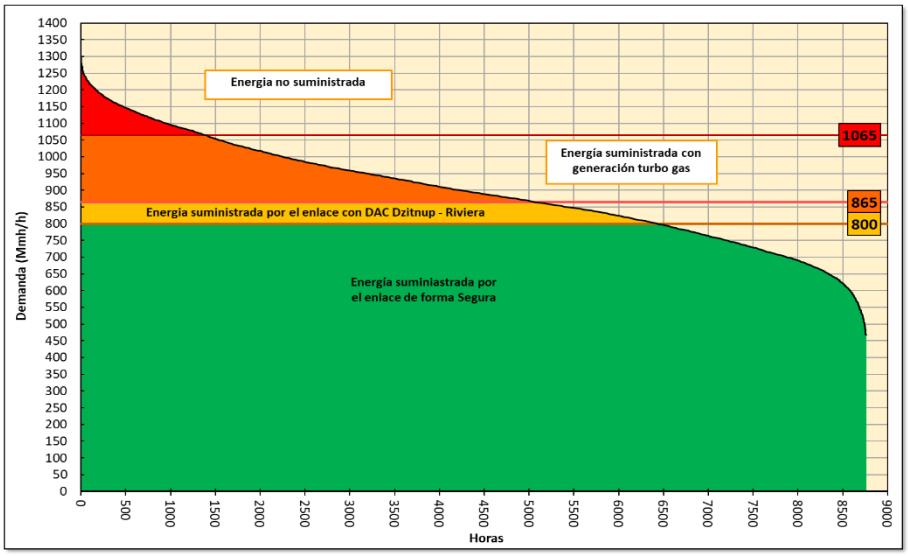
Además del enlace VAD-CNC, se tiene el monitoreo de otro enlace de transmisión, conocido como Dzitnup – Riviera Maya conformado por dos LT en 400 kV Dzitnup – Riviera Maya y tiene como límite de transmisión Estado Operativo Normal 310 MW ante contingencia n-1 y se puede incrementar la transferencia de potencia hasta el límite de Alerta de 495 MW con EAR-DAC.

En 2023 el enlace VAD-CNC alcanzó un flujo máximo 1,039 MW, superando en 3,129 horas el límite de transmisión de Estado Operativo Normal ante n-1 y se superó el límite de Operación en Alerta en 764 horas (9 % del año). En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia de 1189 MW, superando el límite transmisión en Estado Operativo Normal en 4,855 horas (55 % del año), el límite de Operación en Alerta se superaría en 3,297 horas (38 %). De igual forma el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 525 MW y en 4342 horas (50 % del año) se superó el límite de transmisión de Estado Operativo Normal.

Esta problemática, aún con la entrada en operación de la futura CCC Valladolid persiste, debido a que no se tiene suficiente capacidad de transmisión y de transformación entre la Red Eléctrica de 400 kV, 230 kV y 115 kV. Por tanto, en la condición de verano de 2025 se tendrían sobrecargas en Red Eléctrica Completa en los AT de la SE Playa del Carmen (2x100 MVA, 230/115 kV) y ante diversas contingencias de los AT de las SE Riviera Maya (375 MVA, 400/230 kV y 375 MVA, 400/115 kV) y Nizuc (2x100 MVA, 230/115 kV).

En la Figura 8.8.8 se muestra la curva de duración de flujo del enlace VAD-CNC que se espera con el crecimiento pronosticado (9 %) para 2024 con respecto al año 2023, tomando como límites de transmisión en Estado de Operación Normal y Alerta los fijados por N-1. A partir de un flujo de potencia de 800 MW se tendrá que operar con el EAR-DAC del enlace VAD-CNC posicionado; esta condición se presentaría en al menos 6,408 horas (73 % del año). A partir de un flujo de potencia de 865 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 5,043 horas del año (58 % del año). Con demandas superiores a 1,065 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera aún con el despacho de 200 MW de generación TG, se superaría el límite de transmisión del enlace VAD-CNC; condición que sucedería 1,365 horas (16 % del año) en 2024.

FIGURA 8.8.8. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2025



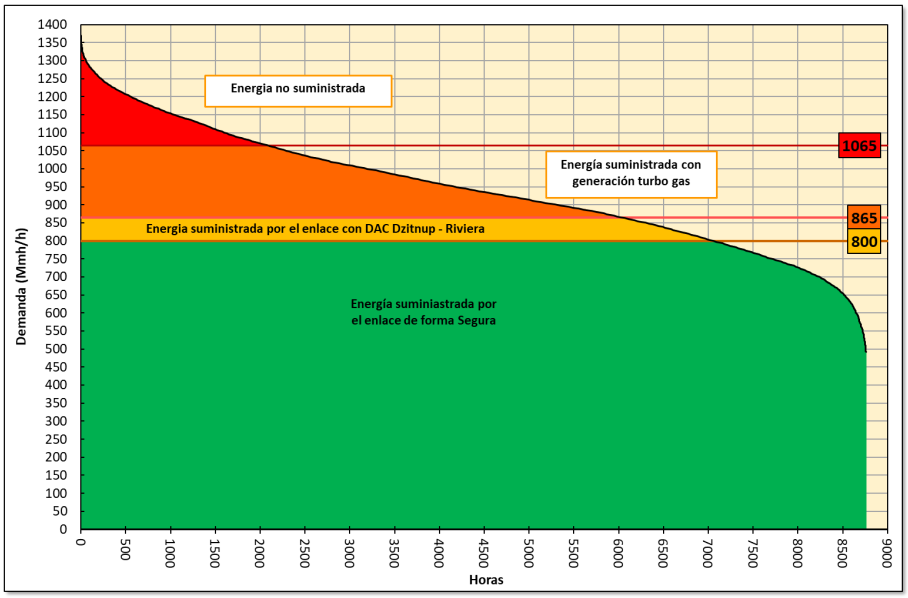
En la Figura 8.8.9 se muestra la curva de duración de flujo del enlace Valladolid – Cancún que se espera con el crecimiento pronosticado (15 %) para 2025. A partir de un flujo de potencia de 800 MW se tendrá que operar con el EAR-DAC posicionado; esta condición se presentaría en al menos 7,025 horas (80 % del

año). A partir de un flujo de potencia de 865 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 6,017 horas (69 % del año). Con demandas superiores a 1,065 MW entre las Zonas de carga Cancún y Riviera, aún con el despacho de 200 MW de generación TG, se superaría el límite de transmisión del enlace Valladolid – Cancún; condición que sucedería durante 2074 horas (24 % del año) en 2025.

En caso de indisponibilidad de algunas de las UCE TG existe la probabilidad de realizar cortes de carga manual para evitar superar el límite máximo establecidos con EAR DAC o para no operar con tensiones inferiores a 0.95 pu en algunas Subestaciones Eléctricas.

En el Cuadro 8.8.4 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los AT en las Zonas Cancún y Riviera Maya despachando 200 MW de generación TG con diésel en el escenario de demanda máxima de estas dos zonas. Se puede observar que los AT de la SE Playa del Carmen operarían en condición de Red Eléctrica completa al 100 % y 94 % de su capacidad aun despachando 44 MW de generación TG con diésel en Chankanaab y ante contingencia de los elementos mostrados podrían alcanzar valores de cargabilidad de 185 % y 174 %, respectivamente; involucrando un corte máximo de carga de 140 MW (30 % de la demanda) en la Zona Riviera Maya para no operar con sobrecargas superiores a 20 %. De igual forma, la falla de cualquiera de los AT en la SE Riviera Maya produciría una sobrecarga en el banco de transformación que se mantendría en operación.

FIGURA 8.8.9. CURVA DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2025



Finalmente, con la entrada en operación de las Subestaciones Eléctricas de Tracción (SET) del Tren Maya y del Aeropuerto de Tulum se prevé que se suscite un incremento de Demanda significativa, motivada por el sector turístico y de servicios, por lo que ante contingencia en la Red Eléctrica en 115 kV se presentarían problemas de tensión con la consecuente interrupción del suministro de energía eléctrica.

CUADRO 8.8.4. SOBRECARGA DE AT EN LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA EN 2024 DESPACHANDO 200 MW DE GENERACIÓN TURBOGÁS

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	100.0	Caso sin contingencia
	185.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	157.7	Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)
-	100.1	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	94.0	Caso sin contingencia
	174.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
	154.4	Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
-	94.1	Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	118.2	Caso sin contingencia
	202.0	Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	96.0	Caso sin contingencia
	189.5	Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

8.9 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

ZONA TIJUANA-TECATE

La principal problemática que se presenta en la Zona Tijuana es que la capacidad de transformación resulta insuficiente para atender el suministro de la demanda en el escenario con Red Eléctrica completa debido a la saturación de los autotransformadores con relación de transformación 230/69 kV en las SE Panamericana Potencia y Tijuana I. La situación se agrava ante el disparo de algún elemento de transformación ya que produce una cargabilidad de más del 150 % en los autotransformadores instalados en la zona, lo que implica acciones de seccionamiento en la Red Eléctrica de 69 kV e implementación de EAR, que interrumpen alrededor de 170 MW y se incrementará año tras año debido al crecimiento de demanda en la zona hasta que entre en operación el Proyecto P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3, el cual, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en julio de 2025. Para disminuir la problemática de saturación en la transformación de la Zona Tijuana durante la temporada de verano, en mayo de 2023 entró en operación en forma temporal un banco de transformación en la SE Panamericana Potencia 60 MVA de capacidad y relación de transformación 230/69 kV, para ello, se utilizaron dos fases de reserva de autotransformadores y el traslado de una fase de reserva de la ciudad de Guadalajara, Jalisco, en tanto entre en operación el banco de transformación definitivo ya instruido.

Se presenta una problemática de sobrecarga en Líneas de Transmisión en la Red Eléctrica de 69 kV que salen de las SE Metrópoli Potencia, Tijuana I y Panamericana Potencia, requiriendo de igual forma de un EAR que incluye cortes de carga para eliminar la saturación en los enlaces y sea posible mantener la capacidad de transmisión dentro de Límites Operativos. Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en ejercicios anteriores de los PAMRNT se han propuesto proyectos para mantener la Confiabilidad y eliminar la problemática de saturación en la Red Eléctrica en 69 kV.

Las obras de compensación “México MVAr y Río MVAr” con PEM P15-BC5 fueron propuestas en el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017. Debido a que en la SE Guerrero no fue posible incorporar equipo de compensación capacitiva por no disponer de espacio físico, se realizó la modificación para ser instalado en la SE Río que se encuentra dentro de la misma área de influencia del proyecto. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto se concluirá hasta marzo de 2025.

El proyecto “Panamericana Potencia Banco 3” con PEM P17-BC14 y los proyectos de transmisión “Rubí entronque Cárdenas - Guerrero” con PEM P17-BC2 y “Frontera entronque Industrial – Universidad” con PEM P17-BC3 fueron propuestos en el PAMRNT 2017-2031 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación en abril de 2022 para el proyecto Panamericana Potencia Banco 3 y para abril de 2021 para los proyectos de Línea de Transmisión. Sin embargo, CFE Transmisión informa que será hasta julio de 2025 que se tendrán terminados el proyecto de transformación, mientras que la LT Frontera entronque Industrial – Universidad y para la LT Rubí entronque Cárdenas -Guerrero con fecha estimada de abril de 2026.

El proyecto “Tijuana I Banco 4” con PEM P19-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que dicho proyecto de transformación entrará en operación en diciembre de 2024. Actualmente, este proyecto está en construcción.

El proyecto “Modernización del Arreglo de Barras y de la Transformación en la SE Panamericana Potencia” con PEM M20-BC2 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de terminación del proyecto en diciembre de 2030.

El proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV” con PEM M20-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de terminación del proyecto en diciembre de 2030.

El proyecto “Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana” con PEM P21-BC1, que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Metrópoli Potencia y el proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona Tecate” con PEM P21-BC2 fueron propuestos en el PAMRNT 2021-2035 e instruidos por la SENER a CFE Transmisión con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2025. Con estos proyectos se aumentará la capacidad de suministro a la Red Eléctrica de 69 kV y proporcionará el soporte de tensión en la Zona Tecate ante contingencia sencilla de una de las Líneas de Transmisión provenientes de la SE Herradura. CFE reportó a CENACE la fecha estimada de terminación para diciembre de 2030 y abril de 2026.

Los proyectos “Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la Zona Tijuana” con PEM P22-BC1, “Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la Zona Tijuana” con PEM P22-BC2, y el proyecto “Modernización de la transformación en Subestación Tijuana I de 230/115/69 kV” con PEM M22-BC1 fueron propuestos en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación factible de abril de 2026 para los proyectos de compensación capacitiva y marzo de 2027 para el proyecto de transformación. CFE reportó a CENACE la fecha estimada de terminación para abril de 2026, diciembre de 2030 y julio de 2030 para los tres proyectos respectivamente.

Por lo anterior, es importante mantener la fecha de entrada en operación de los proyectos de transformación, transmisión y compensación en la zona Tijuana para garantizar el suministro de la demanda de energía eléctrica. En el Cuadro 8.9.1 se presenta el listado de las obras propuestas en la Zona Tijuana en procesos anteriores que se encuentran instruidos por la SENER hasta el año 2023.

CUADRO 8.9.1. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA TIJUANA-TECATE

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
México MVAr	Tijuana-Tecate/Baja California	2015
Río MVAr	Tijuana-Tecate/Baja California	2015
Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Frontera entronque Industrial - Universidad	Tijuana-Tecate/Baja California	2018
Tijuana I Banco 4	Tijuana-Tecate/Baja California	2019
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	Tijuana-Tecate/Baja California	2020
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana (Metrópoli Potencia)	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Compensación capacitiva en la zona Tecate	Tijuana-Tecate/Baja California	2021
Compensación capacitiva en la red de 69 kV de la Zona Tijuana	Tijuana-Tecate/Baja California	2022
Compensación capacitiva en la red de 115 kV de la Zona Tijuana	Tijuana-Tecate/Baja California	2022
Modernización de la transformación en Subestación Tijuana I de 230/115/69 kV	Tijuana-Tecate/Baja California	2022

ZONA ENSENADA

Debido a la topología radial con la que se realiza el suministro de la parte sur de la Zona Ensenada, resulta complejo mantener el perfil de tensión en las Subestaciones Eléctricas más alejadas a la ciudad de Ensenada, entre dichas Subestaciones Eléctricas están: San Felipe, San Simón y San Quintín, ya que ante la contingencia de Línea de Transmisión en 115 kV entre las SE Ciprés, Maneadero, San Vicente y Cañón se requiere de cortes de carga de gran magnitud para la zona, con la finalidad de mantener la tensión, de operación de las Subestaciones Eléctricas al sur de la zona Ensenada, dentro de los límites permitidos.

Para dar solución a las distintas problemáticas, se han propuesto proyectos en los procesos de PAMRNT con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la Zona Ensenada.

El proyecto de compensación “San Simón MVAr” con PEM P15-BC4 fue propuesto desde el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en marzo de 2025.

El proyecto “El Arrajal Banco 1” con PEM P17-BC11 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de abril de 2022. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto “El Arrajal Banco 1” terminará su construcción hasta julio de 2027.

El proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” con PEM P15-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de entrada en operación en abril de 2026.

El proyecto “Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada” con PEM P20-BC1 que involucra un equipo de compensación dinámica en la SE San Quintín fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por la SENER a CFE Transmisión en 2021 con fecha de entrada en operación factible de abril de 2024. CFE Transmisión reporta fecha estimada de entrada en operación para abril de 2026.

El proyecto P23-BC2 “Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada “, que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Lomas fue propuesto en el PAMRNT 2023-2037 e instruidos por la SENER a CFE Transmisión con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2027. CFE Transmisión reporta fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2030.

Con estos proyectos se aumentará la capacidad de suministro a la Red Eléctrica de 115 kV desde el troncal de 230 kV. Se tiene saturado el suministro de la carga de las Subestaciones Eléctricas Colonet, San Quintín y San Simón, en 2023 se realizaron acciones operativas que involucraron mover equipos de compensación capacitiva hacia la SE San Simón para mantener el suministro de la carga, sin embargo, se requiere la entrada en operación de los proyectos instruidos para atender el crecimiento futuro.

En el Cuadro 8.9.2 se presentan los proyectos propuestos que han sido instruidos por la SENER a CFE Transmisión

CUADRO 8.9.2. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA ENSENADA

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
San Simón MVAr	Ensenada/Baja California	2015
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	Ensenada/Baja California	2017
El Arrajal Banco 1	Ensenada/Baja California	2017
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	Ensenada/Baja California	2020
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	Ensenada/Baja California	2020
Lomas Banco 4	Ensenada/Baja California	2023

ZONA MEXICALI Y SAN LUIS RÍO COLORADO

La zona Mexicali presenta alto déficit de capacidad de potencia reactiva lo que implica degradación en el nivel de tensión de la mayoría de las Subestaciones Eléctricas ubicadas al oriente de la ciudad de Mexicali en la Red Eléctrica en 161 kV, como son las SE: Packard, Mexicali Oriente, Carranza, Cetys, Valle de Puebla y González Ortega, ya que ante contingencia sencilla de un elemento de generación, transformación o transmisión originan la operación de esquemas de baja tensión, afectando la Calidad y Confiabilidad del suministro a los Usuarios Finales.

Adicionalmente, se presenta la problemática de saturación en los autotransformadores con relación de transformación 230/161 kV, ante contingencia de elementos de transformación. La problemática es solventada con seccionamiento de Red Eléctrica. Sin embargo, se prevé que, con el crecimiento de carga a futuro, esas acciones sean insuficientes y se requiera implementar EAR-DAC adicionales para solventar la sobrecarga en bancos de transformación. Esta problemática se soluciona con la entrada en operación de los proyectos CCC González Ortega y CCC San Luis Río Colorado en cumplimiento a lo establecido en el PND 2019-2024 para el rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional.

El déficit en la capacidad de generación en Mexicali se ha corregido con la compra de energía eléctrica a EE. UU. y la implementación del protocolo correctivo con el cual se adicionan unidades de Central Eléctrica en el SIBC a los cuales se les compra la energía eléctrica requerida para el periodo de verano lo que ha hecho posible satisfacer los requerimientos de energía eléctrica, sin embargo, en los próximos años se requerirá de mayores montos de generación para satisfacer el suministro de la demanda eléctrica en la ciudad de Mexicali y San Luis Río Colorado que tiene un gran consumo motivado por las altas temperaturas que se registran durante el periodo de verano y el crecimiento de nuevos Centros de Carga.

El intercambio de energía eléctrica con EE. UU. se logra a través de un enlace de interconexión que cuenta con dos Líneas de Transmisión en el nivel de tensión de 230 kV, con capacidad máxima de intercambio de 408 MW y que en 2020 se incrementó a 600 MW en condiciones de verano. Dicha capacidad de importación está limitada a que no exista un déficit de más de 700 MW entre el balance carga-generación en el Valle, ya que, al no cumplirse, el límite de importación se reduce nuevamente a 408 MW.

En el escenario de verano donde ocurre la demanda máxima de la zona Mexicali y San Luis Río Colorado de presentarse la condición de máxima importación del enlace, implica una operación en Estado Operativo de Alerta, ya que ante contingencia en alguna de las Líneas de Transmisión en la Compuerta de Flujo con EE. UU. se tiene la operación de EAR-DAC y tendría que realizarse un corte de carga manual para mantener el balance carga-generación en el SIBC. En la operación del SIBC en condiciones de demanda máxima de verano se tienen riesgos de no poder tener intercambio de energía eléctrica en el mercado de California lo que también puede afectar el suministro de la carga.

Por lo anterior, con los proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica al interior de la región Valle del SIBC permitirá reducir el déficit de generación, además, se tendrá un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alterno a los existentes, se aportarán localmente las necesidades de potencia reactiva y será posible disminuir la importación del sistema eléctrico del sur de California, EE. UU., los cuales, han tendido problemas en las mismas condiciones de verano a no disponer de suficiencia de generación para satisfacer sus propios requerimientos. Para eliminar esta problemática, se han considerado proyectos de generación en cumplimiento a lo establecido en el PND 2019-2024 para el rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Lo que resolverá la problemática de déficit de capacidad, aportará potencia reactiva al SIBC y se lograría el balance carga-generación.

Otra problemática que se presenta es la dependencia en el aporte de reactivos que proporciona el CEV instalado en la SE Tecnológico. Cabe mencionar que, en ocasiones, ha operado incluso por encima de su capacidad nominal durante el periodo de verano. Esto implica que, ante la indisponibilidad del equipo o la contingencia del equipo de compensación, el corte de carga podría ser de hasta 200 MW dependiendo de la condición operativa del SIBC, por lo que se requiere de compensación adicional. Con la entrada en operación de los proyectos de generación de CCC se tendrá suficiencia de potencia reactiva en la zona Mexicali y San Luis Río Colorado y que junto a los proyectos de compensación capacitiva que han sido instruidos en el SIBC se proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La zona San Luis Río Colorado no cuenta con unidades de Central Eléctrica dentro de su zona de carga. Por tanto, para atender el Suministro Eléctrico se requiere de la importación de energía eléctrica desde zona Mexicali. Este intercambio de energía eléctrica se realiza a través de dos Líneas de Transmisión en 230 kV provenientes de la SE Cerro Prieto Dos y dos Líneas de Transmisión en 161 kV provenientes de las SE González Ortega y Cerro Prieto Uno. En la temporada de verano se presenta una alta demanda en la

zona, lo que repercute en una disminución de la tensión de operación de las Subestaciones Eléctricas de la zona al presentar magnitudes de tensión fuera del rango de operación permitido, tanto en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla. Esta problemática se agrava ya que, ante la contingencia sencilla de la LT Cerro Prieto Dos – 93470 – Chapultepec, la SE Chapultepec queda conectada en forma radial provocando un abatimiento de tensión con niveles de operación por debajo del límite permitido.

Las obras de compensación "Packard MVAr" y "Parque Industrial San Luis MVAr" (PEM P15-BC3) fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2017. Debido a que en la SE Hidalgo no fue posible incorporar equipo de compensación capacitiva por no disponer de espacio físico para realizar la obra, se realizó la modificación para ser instalado en la SE Parque Industrial San Luis que se encuentra dentro de la misma área de influencia del proyecto. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2025. Motivado por la entrada en operación en 2025 del proyecto CCC SLRC, la barra de 161 kV en la SE Parque Industrial será eliminada, se requiere que el proyecto Parque Industrial MVAr sea instalado en la SE Carranza, que se ubica al oriente de la ciudad de Mexicali.

El proyecto "Chapultepec entronque Cerro Prieto Dos – San Luis Rey" con PEM P17-BC16 fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de abril de 2021. CFE Transmisión reportó a CENACE que entrará en operación en diciembre de 2030.

El proyecto "Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico" con PEM M19-BC1 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2021. CFE Transmisión reportó a CENACE la fecha estimada de diciembre de 2030 para este proyecto.

Con la finalidad de dar solución a las diversas problemáticas anteriormente descritas para las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado, en los PAMRNT anteriores se han identificado proyectos con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la Red Eléctrica. En el Cuadro 8.9.3 se presentan los proyectos propuestos que se encuentran ya instruidos por la SENER.

CUADRO 8.9.3. OBRAS INSTRUIDAS DE LA ZONA ENSENADA

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Packard MVAr	Mexicali/Baja California	2015
Parque Industrial San Luis MVAr (ahora Carranza MVAr)	San Luis Río Colorado/Baja California	2015
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	San Luis Río Colorado/Baja California	2018
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	Mexicali/Baja California	2019
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	Mexicali/Baja California	2020
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	San Luis Río Colorado/Baja California	2020

En los años recientes se han realizado distintas estrategias operativas para lograr suministrar la demanda del SIBC durante la temporada de verano mediante la implementación del Protocolo Correctivo desde el verano del año 2019 a la fecha. De no ejecutarse dichas estrategias operativas, se tendrían problemas de sobrecarga en elementos y violación de límites de tensión aún sin contingencia. Por tanto, es importante la incorporación de los proyectos de Centrales Eléctricas asociados PND 2019-2024 para el rescate de la CFE.

CFE Transmisión gestionó previo a la entrada de verano de 2023 la puesta en servicio de un banco de transformación compuesto de fases de reserva de diferentes Subestaciones Eléctricas con relación de transformación 230/69 kV para disponer de una capacidad de 60 MVA, con el propósito de aumentar la capacidad de transformación en SE Panamericana Potencia. CFE Transmisión informa que este banco de transformación funcionará de manera temporal, en tanto se termine la construcción del banco de transformación instruido en la SE Panamericana Potencia.

En el Cuadro 8.9.4 se observa que los equipos de transformación con relación de transformación 230/69 kV en la SE Tijuana I se encuentran cercanos al 90 %, y los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia cercanos al 100 % desde el escenario con Red Eléctrica completa. Lo anterior es considerando la entrada en operación de manera provisional del banco adicional en la SE Panamericana Potencia.

Además, el escenario de 2025 considera en operación las unidades de generación estimadas del protocolo correctivo en los niveles de tensión de 230 kV, 161 kV y 69 kV. El aporte de potencia en el nivel de 69 kV de la zona Tijuana permite disminuir el flujo de potencia a través de los equipos de transformación de las Subestaciones Eléctricas Tijuana I, Rubí, Metrópoli Potencia y Panamericana Potencia.

Por lo anterior, no será posible atender el suministro de la demanda sin los proyectos de transformación y los proyectos estratégicos de generación a incorporar en el SIBC. Además, de presentarse una contingencia en los equipos de autotransformación con relación 230/69 kV, no será posible reemplazarlos en un periodo corto de tiempo ya que no se cuenta con reservas a nivel nacional de autotransformadores con esta relación de transformación, ya que estas características no se utilizan en el resto del país a excepción de una parte de la ciudad de Guadalajara. Lo anterior deriva en la necesidad de que los proyectos de transformación de Zona Tijuana se ejecuten de manera oportuna que permitan atender la demanda de la ciudad de Tijuana.

CUADRO 8.9.4. ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN CON SOBRECARGA EN 2025 SIN LAS OBRAS INSTRUIDAS EN EL ESCENARIO CON RED ELÉCTRICA COMPLETA

Caso Base	Elemento monitoreado	Capacidad (MVA)	Flujo en elemento monitoreado			
			P	Q	S	Cargabilidad
			(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)
Red Completa	CNA-63110-RUB - 69 kV	60	63.1	9.3	63.8	106.3%
	TJI-T10 - 230/69 kV	100	86.3	19.7	88.5	88.5%
	TJI-T20 - 230/69 kV	100	87	19.9	89.2	89.2%
	PAP-T10 - 230/69 kV	100	94.5	25.2	97.8	97.8%
	PAP-T20 - 230/69 kV	100	94.1	25.1	97.4	97.4%

La situación en el escenario con Red Eléctrica completa es crítica en la zona Tijuana debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica en el mediano plazo, ante contingencia sencilla, la situación será aún más severa ante contingencias sencillas ya que se requerirán de cortes de carga, principalmente, en la temporada de verano, por tanto, es de suma importancia que se realicen los proyectos instruidos.

El Cuadro 8.9.5 muestra la cargabilidad en Líneas de Transmisión en el caso de no contar con los proyectos instruidos en 2024 en el SIBC que sobrepasan por más de 10 % su Límite Operativo. Se presentan Líneas de Transmisión con sobrecargas ante distintas contingencias, lo que tendrá como resultado la implementación de estrategias operativas que involucren cortes de carga en las áreas donde se presentan sobrecargas.

El Cuadro 8.9.6 muestra los Bancos de Transformación que presentarían sobrecargas arriba del 20 % en 2025 ante contingencias sencillas en el caso de no tener los proyectos instruidos en el SIBC, y ante falla de algún autotransformador.

En las Subestaciones Eléctricas en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado ante la contingencia sencilla del CEV en la SE Tecnológico para el 2025 se presentarían abatimientos entre 0.91 y 0.95 p.u. en la RNT en el nivel de tensión de 161 kV de toda la Zona Mexicali y requiere de la aplicación de EAR para eliminar la sobrecarga. En la Zona San Luis Río Colorado, particularmente en la SE Chapultepec en 230 kV ante la contingencia de la LT Cerro Prieto II – Chapultepec, la tensión disminuye drásticamente, se han implementado EAR para mantener la tensión dentro de los límites de operación permisibles.

Se tiene una gran cantidad de contingencias sencillas en todas las regiones del SIBC donde se presentan tensiones fuera de los Limites Operativos establecidos en el CdR. De las cuales se observa la necesidad de adicionar los elementos de compensación instruidos y los proyectos de generación estratégicos para solucionar la problemática de potencia reactiva.

CUADRO 8.9.5. LÍNEAS DE TRASMISIÓN CON SOBRECARGAS EN 2025 SIN OBRAS INSTRUIDAS

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
	(MVA)	P	Q	S	Cargabilidad	
		(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)	
CNA-63110-RUB - 69 kV	60	-62.6	-6.6	62.9	104.9	Caso sin contingencia
		-87.0	-10.2	87.6	146.1	Salida de LT CES-63570-RUB - 69 kV
		-68.1	-7.6	68.5	114.1	Salida de LT HMO-63640-PAP - 69 kV
TJI-63190-OPT - 69 kV	96	89.5	9.6	90.0	93.8	Caso sin contingencia
		133.4	12.7	134.0	139.5	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
INA-63210-TJI - 69 kV	96	-68.3	0.6	68.3	71.2	Caso sin contingencia
		-125.5	-3.0	125.6	130.8	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
CES-63570-RUB - 69 kV	72	-55.4	-10.5	56.4	78.4	Caso sin contingencia
		-82.1	-15.6	83.6	116.1	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
MEP-63720-DRA - 69 kV	48	-1.0	-1.2	1.5	3.2	Caso sin contingencia
		52.3	17.3	55.1	114.8	Salida de PAP AT30

Se presenta una problemática en la Red Eléctrica completa en las SE San Simón, San Quintín y San Felipe, de manera que se presentarían tensiones fuera del rango de operación permisible en las Subestaciones Eléctricas ubicadas al sur de la Red Eléctrica de Zona Ensenada ante la pérdida de la LT Ciprés – Maneadero o ante la contingencia de la Ciprés – Cañón, ambas en 115 kV.

Con la entrada en operación de los proyectos instruidos en el SIBC, se eliminarán las sobrecargas en equipos de transformación y la gran mayoría de las sobrecargas en elementos de transmisión ante contingencia sencillas. Asimismo, la problemática de tensión se reducirá considerablemente. Por tanto, las obras instruidas son de vital importancia ya que sin ellas no se podrá garantizar la Conexión de nuevos Centros de Carga y asegurar la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

Se requiere la activación del protocolo correctivo para la temporada de verano de los años futuros hasta que entren en operación los proyectos estratégicos, de no implementarlos, se tendrían en ciertos escenarios operativos problemas de déficit de energía eléctrica y de soporte de tensión.

CUADRO 8.9.6. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN SOBRECARGADOS EN 2025 SIN OBRAS INSTRUIDAS

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				Contingencia
	P	Q	S	Cargabilidad	
	(MW)	(MVAr)	(MVA)	(%)	
PAP-AT10 - 230/69 (100 MVA)	94.5	25.2	97.8	97.8	Caso sin contingencia
	150.2	48.7	157.9	157.9	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	136.2	41.2	142.3	142.3	Salida de PAP-AT20 - 230/69 100 MVA
PAP-AT20 - 230/69 (100 MVA)	94.1	25.1	97.4	97.4	Caso sin contingencia
	149.5	48.5	157.2	157.2	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
	135.8	41.1	141.9	141.9	Salida de PAP-AT10 - 230/69 100 MVA
PAP-AT30 - 230/69 (60 MVA)	52.9	16.3	55.4	92.3	Caso sin contingencia
	60.6	18.4	63.4	105.6	Salida de MEP-AT50 - 230/69 100 MVA
	60.3	18.3	63.1	105.1	Salida de MEP-AT30 - 230/69 100 MVA
TJI-AT10 - 230/69 (100 MVA)	86.3	19.7	88.6	88.6	Caso sin contingencia
	130.2	35.1	134.9	134.9	Salida de TJI-AT20 - 230/69 100 MVA
	105.1	28.3	108.9	108.9	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
TJI-AT20 - 230/69 (100 MVA)	87.0	19.9	89.2	89.2	Caso sin contingencia
	130.7	35.2	135.4	135.4	Salida de TJI-AT10 - 230/69 100 MVA
	105.9	28.5	109.7	109.7	Salida de RUB-AT10 - 230/69 225 MVA
TJI-AT40 - 230/69 (100 MVA)	83.6	32.1	89.6	89.6	Caso sin contingencia
	101.9	46.7	112.1	112.1	Salida de LT-63750 FCO-HRA
MEP-AT30 - 230/69 (100 MVA)	80.5	17.3	82.3	82.3	Caso sin contingencia
	114.6	28.9	118.2	118.2	Salida de MEP-AT50 - 230/69 100 MVA
	104.7	38.6	111.6	111.6	Salida de HRA-AT10 - 230/69 225 MVA
MEP-AT50 - 230/69 (100 MVA)	82.7	17.8	84.6	84.6	Caso sin contingencia
	116.4	29.2	120.0	120.0	Salida de MEP-AT30 - 230/69 100 MVA
	107.6	39.7	114.7	114.7	Salida de HRA-AT10 - 230/69 225 MVA

8.10 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

La principal problemática que se presenta en el SIBCS está relacionado a la degradación de la tensión ante contingencia sencilla en Líneas de Transmisión. La SE Loreto en la zona Villa Constitución, SE Santiago en la zona Los Cabos, así como la SE Camino Real y SE Bledales en la zona La Paz presentan bajos voltajes en condición de contingencia sencilla.

Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en los procesos del PAMRNT previos, se han instruido proyectos de obra encaminados a mantener la Confiabilidad del sistema.

Las obras de compensación “Santiago MVAr” y “Bledales MVAr” con PEM P15-BS1 y P15-BS2 fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2017. CFE Transmisión reportó a CENACE que estos proyectos de compensación entrarán en operación en marzo de 2025.

Los proyectos de compensación “Loreto MVAr” y “Camino Real” con PEM P17-BS1 y P16-BS2 fueron propuestos en el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2021. CFE Transmisión estima una fecha factible para abril de 2026 y julio de 2027 respectivamente.

Los proyectos de compensación “Monte Real MVAr”, y “Buena Vista MVAr” con PEM P20-BS1 fueron propuestos en el PAMRNT 2020-2034 e instruidos por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión estima una fecha factible para julio de 2027 para la terminación de estos proyectos.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el SIBCS que se encuentran instruidos por la SENER. Ver Cuadro 8.10.1.

CUADRO 8.10.1. OBRAS INSTRUIDAS EN EL SIBCS

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Bledales MVAr	La Paz/ Baja California Sur	2015
Santiago MVAr	Los Cabos / Baja California Sur	2015
Loreto MVAr	Villa Constitución / Baja California Sur	2018
Camino Real MVAr	La Paz / Baja California Sur	2018
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	Villa Constitución / Baja California Sur	2021(FEBRERO)
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2021(JULIO)
Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos	La Paz /Los Cabos/Baja California Sur	2023
Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	La Paz /Los Cabos/Baja California Sur	2021

COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN ZONA LA PAZ (P15-BS2 BLEDALES MVAR, P16-BS2 CAMINO REAL MVAR), COMPENSACIÓN CAPACITIVA ZONA CONSTITUCIÓN (P17-BS1 LORETO MVAR)

A pesar de que en la zona La Paz se cuenta con una gran cantidad de UCE que proporcionan los requerimientos de compensación capacitiva, por la topología de la Red Eléctrica en 115 kV, se presentan condiciones de operación durante el periodo de verano en las cuales el perfil de tensión en algunas Subestaciones Eléctricas disminuye a valores inferiores a los definidos por los reglamentos operativos.

El Cuadro 8.10.2 muestra el análisis de contingencias y la afectación en el voltaje de las Subestaciones Eléctricas en la zona La Paz. Se observa que, la salida de la LT Camino Real –Eréndira (ERE) en 115 kV origina baja tensión en la SE Camino Real, adicionalmente, en la SE El Triunfo registraría una problemática de baja tensión con Red Eléctrica completa y ante la salida de las Líneas de Transmisión que conectan las SE de El Triunfo y Camino Real con la SE Eréndira, además de la LT San José del Cabo – Monte Real.

La SE Loreto es la más alejada geográficamente dentro de la zona Constitución, se encuentra aproximadamente a 195 km. de la Central Eléctrica General Agustín Olachea Avilés, que es la fuente de soporte reactivo más cercana.

La SE Loreto se encuentra conectada de manera radial desde la SE Insurgentes con una LT de 115 km, se registran durante el periodo de verano tensiones entre 0-93 y 0-94 p.u. con Red Eléctrica completa en las SE Puerto Escondido y SE Loreto, y ante contingencia sencilla de la LT Santo Domingo -Insurgentes, y Villa Constitución - Insurgentes se requiere la operación del EAR-DAC con cortes de carga en dichas Subestaciones Eléctricas con el fin de mantener niveles de tensión dentro del Límite Operativo permitido.

La zona de Los Cabos es la que presenta el mayor crecimiento de las tres zonas eléctricas que se tienen en el SIBCS. Específicamente en la región de Santiago se tienen expectativas de desarrollos turísticos que incentivan el crecimiento de la región y se ubica en el Corredor de transmisión en 115 kV que enlaza las zonas La Paz y Los Cabos.

Se presentan tensiones fuera de límites de operación en las SE Santiago, Buena Vista y Aeropuerto San José con de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla. Adicionalmente, se presentarán bajas tensiones en las SE Monte Real y San José del Cabo, por tanto, se tendrá que recurrir a los EAR para poder

mantener los niveles de tensión dentro de Límites Operativos para poder brindar Continuidad en el servicio en esta zona.

COMPENSACIÓN CAPACITIVA ZONA LOS CABOS (P20-BS1 MONTE REAL MVAR Y BUENA VISTA MVAR) Y (M21-BS1 CABO SAN LUCAS DOS MVAR, CABO BELLO MVAR Y SAN JOSE DEL CABO MVAR)

Afectaciones

La zona Los Cabos registra un crecimiento continuo con la expectativa de nuevos desarrollos turísticos en los próximos años, uno de los polos de mayor desarrollo turístico se presenta en la región de Santiago, que es suministrado mediante un enlace de transmisión en 115 kV interconecta las zonas de La Paz y Los Cabos, para atender el crecimiento de la demanda se han propuesto elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas dentro de los rangos de operación permitido, en el mediano plazo se estima una degradación de voltaje en la temporada de verano, ya que la fuente más próxima de aportación de reactivos es la CE Punta Prieta en zona La Paz.

Por lo anterior, con el proyecto “Compensación capacitiva en zona Los Cabos” se resolverá la problemática de voltaje en la región de Santiago. considera un banco de capacitores en la SE Monte Real de 15 MVAr y otro en la SE Buena Vista de 7.5 MVAr y con ello reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE para julio de 2027 como fecha factible.

La zona Los Cabos registra un continuo crecimiento económico con expectativas de nuevos desarrollos turísticos en los próximos años, los polos de mayor desarrollo turístico se presentan en las zonas turísticas de San José del Cabo y en la ciudad de Cabo San Lucas Dos y los corredores turísticos entre ambas ciudades y la región costera del Océano Pacífico.

Las cargas turísticas se suministran mediante las Subestaciones Eléctricas Cabo Falso, Cabo San Lucas Dos, San José del Cabo, Palmilla, Cabo del Sol, Cabo Bello, para atender el crecimiento de la carga se requieren elementos de compensación capacitiva para mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas dentro de los rangos de operación permitido, se observa a una degradación de la tensión en la temporada de verano y la capacidad del Compensador Estático de Var se encuentra con un margen de reserva limitado para poder aportar potencia reactiva ante diversos disturbios.

Por lo anterior, con el proyecto “Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos” resolverá la problemática de tensión en la zona turística y áreas densamente pobladas. El proyecto considera la adquisición de las celdas capacitivas que permita suministrar hasta 22.5 MVAr en las Subestaciones Eléctricas Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y San José del Cabo y con ello reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia y al mismo tiempo se incrementa la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos. El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE para diciembre de 2030 como fecha factible. Por lo que se tendrán fuertes inversiones en trasladar nuevas unidades de generación para mantener en operación unidades de Central Eléctrica Turbogás Los Cabos para el suministro local de la demanda ya que no será posible incrementar el Límite Operativo entre las zonas La Paz y Los Cabos. Ver Cuadro 8.10.2.

Además, al retrasarse el proyecto, se presentarán tensiones fuera de los Límites Operativos con Red Eléctrica completa y ante diversas contingencias sencillas, por lo que se tendrá que recurrir a la operación de EAR realizando corte de carga para dar Continuidad en el suministro de la carga, lo anterior limita la incorporación de nuevos Centros de Carga de una de las principales zonas turísticas del país.

CUADRO 8.10.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y SU AFECTACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS SIN PROYECTOS INSTRUIDOS EN 2027

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
ETR (115.0 kV)	0.97	111.3	Caso sin contingencia
	0.94	108.3	Salida de LT ETR-73660-ERE - 115 kV
	0.94	108.5	Salida de LT OLA-93130-ELP - 230 kV
	0.94	108.5	Salida de LT OLA-93140-ELP - 230 kV
	0.92	105.8	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
CAR (115.0 kV)	0.98	112.8	Caso sin contingencia
	0.89	102.5	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
ASJ (115.0 kV)	0.98	113.0	Caso sin contingencia
	0.90	103.6	Salida de LT ASJ-73490-MOR - 115 kV
	0.94	108.6	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.85	97.7	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
SJC (115.0 kV)	0.99	113.7	Caso sin contingencia
	0.95	109.2	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
SNT (115.0 kV)	0.96	110.1	Caso sin contingencia
	0.95	109.2	Salida de LT ETR-73660-ERE - 115 kV
	0.93	106.6	Salida de LT OLA-93130-ELP - 230 kV
	0.93	106.6	Salida de LT OLA-93140-ELP - 230 kV
	0.94	108.0	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.92	106.1	Salida de LT ASJ-73140-SNT - 115 kV
	0.91	104.1	Salida de LT ASJ-73490-MOR - 115 kV
	0.94	108.5	Salida de LT CRE-73280-ELP - 115 kV
	0.95	109.2	Salida de LT CRE-73310-PML - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.85	98.0	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
MOR (115.0 kV)	0.99	113.3	Caso sin contingencia
	0.95	108.9	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.85	97.8	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
BUV (115.0 kV)	0.96	109.8	Caso sin contingencia
	0.95	109.1	Salida de LT ETR-73550-CAR - 115 kV
	0.94	108.4	Salida de LT ETR-73660-ERE - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT OLA-93130-ELP - 230 kV
	0.92	106.2	Salida de LT OLA-93140-ELP - 230 kV
	0.93	106.8	Salida de LT CAR-73650-ERE - 115 kV
	0.93	107.1	Salida de LT ASJ-73140-SNT - 115 kV
	0.92	105.4	Salida de LT ASJ-73490-MOR - 115 kV
	0.94	108.4	Salida de LT CRE-73280-ELP - 115 kV
	0.95	109.1	Salida de LT CRE-73310-PML - 115 kV
	0.93	106.4	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV
	0.87	99.8	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV

INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ZONA LOS CABOS (P20-BS2)

El proyecto "Incremento de capacidad de transformación en zona Los Cabos" considera ampliar la capacidad de transmisión de la compuerta La Paz-Los Cabos de manera que sea posible suministrar la zona Los Cabos desde la zona La Paz donde se instalarán Centrales Eléctricas con tecnología de CCC, sustituyendo el despacho de las UCE diésel en la CE Turbogás Los Cabos que resultan ser las de mayor costo de operación en el sistema. El requerimiento de generación base con los Ciclos Combinados en la zona La Paz en el PIIRCE aparecen en 2029 dado que CFE no ha actualizado la fecha de entrada en operación, pero se observa que esta debe adelantarse al menos para 2027 en conjunto con los proyectos de Red Eléctrica entre las zonas La Paz y Los Cabos.

En base al Pronóstico de la Demanda por Subestaciones en vigencia, la demanda de la zona Los Cabos continuará su acelerado crecimiento en el mediano plazo. Se estima que en 2024 se sature la compuerta La Paz – Los Cabos, por lo que se deberá recurrir a la sincronización de unidades de la CE Turbogás Los Cabos y/o a utilizar los EAR.

En el Cuadro 8.10.3 se presenta resultados del análisis de contingencias, se muestra la sobrecarga de los bancos de transformación en la SE El Palmar sin el nuevo proyecto.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión reportó su fecha factible de entrada en operación para diciembre de 2027, por tanto, se tendrá que incrementar el despacho de las unidades en la TG Los Cabos para mantener la Confiabilidad en el suministro de la zona Los Cabos.

CUADRO 8.10.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y SU AFECTACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS SIN PROYECTO, ESCENARIO 2027

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				Contingencia
	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
ELP-AT10 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	99.1	32.9	104.4	104.4	Caso sin contingencia
	159.2	60.9	170.4	170.4	Salida de ELP-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)
ELP-AT20 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	98.3	32.6	103.6	103.6	Caso sin contingencia
	158.7	60.9	169.9	169.9	Salida de ELP-AT10 - 230/115 kV (100 MVA)
OLA-AT10 - 230/115.0 kV (100.0 MVA)	-30.1	14.2	33.3	33.3	Caso sin contingencia
	-94.2	19.0	96.1	96.1	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV
TCB-AT10 - 230/115.0 kV (225.0 MVA)	97.4	10.3	97.9	43.5	Caso sin contingencia
	133.0	21.8	134.8	59.9	Salida de ELP-AT10 - 230/115 kV (100 MVA)

SOLUCIÓN INTEGRAL AL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ZONA CONSTITUCIÓN (P20-BS3)

Afectaciones

Con el crecimiento natural de la carga en los próximos años en la zona Constitución y ante la entrada en operación de la CCC Baja California Sur con gas natural en el mediano plazo, se reducirá considerablemente el despacho de la CE General Agustín Olachea Avilés con combustóleo y diésel, con sus beneficios de reducción de GEI, por lo que el soporte reactivo que actualmente proporciona la Central Eléctrica a la zona Constitución ya no se tendrá y en el escenario de demanda nocturna al no despacharse por ser unidades de mayor costo de operación que los futuros CCC de BCS por lo que los requerimientos de potencia activa y reactiva se transmitirán desde la zona La Paz.

Por lo anterior, se propuso el proyecto "Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución" que incorpora en forma local un equipo de compensación dinámica en la SE Villa

Constitución, de manera que proporcione los requerimientos de potencia reactiva requerida y sea posible realizar el suministro de la demanda en la zona Constitución mediante el despacho más económico y limpio de los nuevos CCC en BCS que se instalarán en la zona La Paz.

El proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 e instruido por SENER en 2021 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024.CFE Transmisión reportó a CENACE una fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2027, sin embargo, se ajustará posterior a la fecha de entrada en operación del CCC BCS, por tanto, una vez que se tenga la suficiencia de generación con tecnología de Ciclo Combinados en el SIBCS.

8.11 IMPACTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ

La principal problemática que presentaba el SIM ha sido resuelta con la entrada en operación de los proyectos instruidos.

Los proyectos “Santa Rosalía Banco 2” con PEM P18-MU1 y “Mezquital MVAr (traslado)” con PEM P18-MU3 fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión y se encuentran en operación.

El proyecto “Mezquital MVAr (traslado)” se encuentra en operación desde el 09 de febrero de 2021 y el proyecto “Santa Rosalía Banco 2” se encuentra en operación desde el 9 de junio 2021.

Se ha instruido el proyecto M21-MU1 “Modernización del arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV”)” fue propuesto desde el PAMRNT 2021-2035 e instruidos por SENER en 2022 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión estima una fecha factible para diciembre de 2030.

9

Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

9. AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

9.1 OBJETIVO DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN

Las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM se realizan con el objetivo principal de asegurar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN, atendiendo distintos compromisos como son: operar con eficiencia energética, minimizar las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica, incentivar la integración de generación, satisfacer el crecimiento de la demanda, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, incorporar tecnologías de REI y en consecuencia reducir los costos del suministro de la energía eléctrica; de tal forma que el desempeño del MEM sea eficiente, en términos de reducción en los precios marginales locales, y confiable al mantener el suministro dentro de los parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad.

9.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

De acuerdo con la regulación en materia de Planeación del SEN, el punto de partida para la elaboración de los PAMRNT es la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad, los cuales deberán contener: i) el modelo de la Red Eléctrica completa del SEN, incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento, ii) los proyectos de Centrales Eléctricas que se definan en el PIIRCE que elabora la SENER en cada ejercicio de planeación, iii) los proyectos de transmisión y distribución que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por los encargados de las obras, iv) el pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y v) la estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Una vez integrados estos cinco puntos y formados los casos base de la Red Eléctrica al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el sistema y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de demanda-despachos de generación, considerando la disponibilidad estadística y proyectada de la generación solar y eólica; se identifican y analizan Alternativas de refuerzos de nueva infraestructura eléctrica que, optimizarían el costo la operación del sistema; con la aplicación de los criterios considerados en el CdR y las políticas públicas que apliquen; minimizando congestiones, reduciendo pérdidas eléctricas I^2R, incrementando la Confiabilidad, permitiendo la integración de energías eléctricas renovables, asegurando el suministro de la demanda, nuevos enlaces internacionales y aplicación de tecnologías de REI.

Derivado del análisis de nueva infraestructura eléctrica requerida se determinan múltiples Alternativas de solución que forman parte de los estudios especializados que realiza el CENACE, sin embargo, para simplificar la presentación de propuestas se consideran cuando menos dos Alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

1. Modelo simplificado del SEN en 100 regiones con un análisis estocástico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR.
2. Modelo de CD completo del Sistema en la Gerencia de estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión.
3. Modelo completo en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de ampliación de Líneas de Transmisión autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva.

Una vez determinados los beneficios económicos de los proyectos con alguna de las metodologías anteriores y, estimados los costos de inversión de la infraestructura eléctrica considerando costos de referencia para evaluación de proyectos o costos reales de proyectos construidos, se calculan los indicadores económicos de: Relación Beneficio – Costo (B/C), Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Con esta información, se elige la Alternativa de refuerzo con mejores indicadores técnicos y económicos.

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Distribución, en los cuales se revisan las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de PDS, el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento de la demanda pronosticado por Subestación Eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año n+4 y n+5.

Posteriormente, CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar el posible requerimiento de refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

9.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Como se establece en la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la LIE, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAMRNT las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de Transmisión, Transformación y Compensación del SEN para el suministro de energía eléctrica en el mediano plazo.

Como parte de proceso de planeación anual, el CENACE ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la validación de la fecha de entrada en operación necesaria.

En el Cuadro 9.3.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT por la SENER del 2015 al 2023, ordenados en la etapa en la que se encuentran: En Operación, Ejecución o Construcción, Contratación, por concursar y etapa de Actividades y Estudios Previos. Para los que se encuentran en etapas de Análisis y Revisión se listan considerando la prioridad definida en el Capítulo 8.

Se incluyen las fechas necesarias y factibles de término de cada proyecto considerando la información con actualización del informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación y modernización de la Red Eléctrica enviadas por CFE Transmisión en mayo de 2024.

Adicionalmente, en el Cuadro 9.3.1 se incluye el avance físico de aquellos que están en proceso de Ejecución o Construcción. Por otro lado, el Cuadro 9.3.1 no incluyen aquellos proyectos pausados o cancelados que se muestran en Cuadro 8.1.6. del capítulo 8.

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30/dic/2019	2017	En Operación / 100 %
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13/feb/2020	2017	En Operación / 100 %
Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09/feb/2021	2018	En Operación / 100 %
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09/jun/2021	2018	En Operación / 100 %
El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17/dic/2021	2017	En Operación / 100 %
Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22/dic/2021	2018	En Operación / 100 %
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	25/jun/2022	2018	En Operación / 100 %
Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	20/dic/2022	2018	En Operación / 100 %
Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	24/mar/2023	2017	En Operación / 100 %
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	24/abr/2023	2018	En Operación / 100 %
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	21/oct/2023	2018	En Operación/ 100 %
Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	20/dic/2023	2021 (febrero)	En Operación / 100 %
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	19/abr/2024	2018	En Operación / 100 %
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	feb-24	2018	Ejecución o Construcción / 80.6 %
Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	jun-24	2019	Ejecución o Construcción / 34.1 %
Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	jun-24	2015	Ejecución o Construcción / 26.5 %
Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	jun-24	2017	Ejecución o Construcción / 57.9 %
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	jul-24	2019	Ejecución o Construcción / 57 %
Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	jul-24	2019	Ejecución o Construcción / 31.5 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	ago-24	2019	Ejecución o Construcción / 34.5 %
Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	sep-24	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción Fortalecimiento / 0 %
Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	sep-24	2016 y 2017	Ejecución o Construcción / 69.6 %
Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	oct-24	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción Fortalecimiento / 0.4 %
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	oct-24	2018	Ejecución o Construcción / 43.5 %
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-24	2016 y 2017	Ejecución o Construcción / 36.7 %
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	nov-24	2018	Ejecución o Construcción PIDIREGAS PEF 2021 / 25.6 %
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	nov-24	2018	Ejecución o Construcción / 55.1 %
SE Olas Altas Banco 2 (antes Obras de refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur)	CFE20-PCC-R	oct-23	nov-24	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción Fortalecimiento / 0 %
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	dic-24	2019	Ejecución o Construcción / 20.8 %
Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	feb-25	2019	Ejecución o Construcción / 0 %
Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	feb-25	2021 (febrero)	Ejecución o Construcción Fortalecimiento / 28.5 %
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	mar-25	2017	Ejecución o Construcción / 0 %
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	abr-25	2019	Ejecución o Construcción / 0 %
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	jun-25	2017	Ejecución o Construcción / 49 %
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	jul-25	2018	Ejecución o Construcción / 49 %
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	jul-25	2018	Ejecución o Construcción / 55.6 %
Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	ago-25	2019	Ejecución o Construcción / 13.5 %
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	ago-25	2018	Ejecución o Construcción / 55.2 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	mar-25	2021 (febrero)	Contratación Fortalecimiento / 0 %
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	jun-25	2015 y 2018	Contratación PIDIREGAS PEF 2021 / 0 %
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	jun-25	2018	Contratación PIDIREGAS PEF 2021 / 0 %
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	jun-25	2019	Contratación PIDIREGAS PEF 2022 / 0 %
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya Fase II	P20-PE3	abr-23	jul-25	2021 (febrero)	Contratación PIDIREGAS PEF 2022 / 0 %
Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)	P16-PE2	mar-20	jul-25	2016 y 2017	Contratación / 0 %
Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	jun-25	2018	Contratación PIDIREGAS PEF 2021 / 0 %
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	oct-25	2019	Contratación PIDIREGAS PEF 2022 / 0 %
Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	nov-25	2021 (julio)	Contratación PIDIREGAS PEF 2022 (Pasa a Fideicomiso) / 0 %
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	mar-25	2015	Por concursar / 0%
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	mar-25	2019	Por concursar / 0%
Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	mar-25	2021 (febrero)	Por concursar / 0%
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	may-25	2018	Por concursar / 0 %
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	ago-25	2017	Por concursar / 0 %
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	sep-25	2019	Por concursar / 0 %
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	sep-25	2016	Por concursar / 0 %
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	oct-25	2021 (febrero)	Por concursar Fortalecimiento / 0 %
Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	P22-OR1	abr-21	ago-25	2022	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023 / 0 %
Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	sep-25	2022	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023 / 0 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Atención al suministro en la zona Vallarta	P22-OC1	abr-25	sep-25	2022	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023 / 0 %
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	dic-25	2018	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021 / 0%
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	dic-25	2019	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2021 / 0 %
Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	P22-NE1	abr-23	dic-25	2022	Actividades y Estudios Previos PIDIREGAS PEF 2023 / 0 %
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-26	2019	En Revisión / 0 %
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	dic-26	2017	En Análisis / 0 %
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	abr-26	2019	En Revisión / 0 %
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	jul-27	2018	En Análisis / 0 %
Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	jul-28	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	dic-27	2018	En Revisión / 0%
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-30	2018	En Revisión / 0 %
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	abr-26	2017	En Análisis / 0 %
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	dic-28	2018	En Análisis / 0 %
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	P20-NO7	abr-20 y abr-24	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	dic-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	abr-26	2015 y 2018	En Revisión / 0 %
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	dic-30	2018	En Análisis / 0 %
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	abr-26	2018	En Análisis / 0 %
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	jul-27	2017	En Análisis / 0 %
Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	abr-26	2018	En Análisis / 0 %
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	abr-26	2018	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-26	2018	En Análisis / 0 %
Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	dic-28	2017	En Análisis / 0 %
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	jul-29	2018	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	jul-28	2018	En Análisis / 0 %
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	dic-30	2018	En Revisión / 0 %
Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-28	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-28	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	jul-27	2018	En Análisis / 0 %
Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	jul-28	2017	En Análisis / 0 %
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Soporte de tensión en la zona Camargo	P22-NT3	abr-24	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-28	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	abr-26	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	dic-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	nov-26	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-27	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	jul-27	2018	En Revisión / 0 %
Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	jul-27	2018	En Análisis / 0 %
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-27	jul-27	2017	En Análisis / 0 %
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	dic-27	2019	En Revisión / 0 %
Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	abr-26	2017	En Análisis / 0 %
Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	abr-26	2019	En Revisión / 0 %
Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	abr-26	2018	En Análisis / 0 %
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	jul-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	I23-NT1	abr-28	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	abr-26	2017	En Análisis / 0 %
Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	jul-27	2017	En Análisis / 0 %
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	dic-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	dic-27	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	P22-OR2	abr-25	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	P22-OR3	abr-21	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	dic-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	jul-27	2017	En Análisis / 0 %
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	jul-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	P22-BC1	abr-24	abr-26	2022	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	P22-BC2	abr-24	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	abr-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	jul-29	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %

... Continuación

CUADRO 9.3.1. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Atención al suministro de la zona Irapuato	P22-OC2	abr-26	abr-30	2022	En Revisión / 0 %
Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	P23-NT2	abr-27	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Compensación reactiva para la zona Santiago	P22-OC3	abr-26	dic-27	2022	En Revisión / 0 %
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV	P23-NT1	abr-27	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	P22-NO1	abr-27	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	P22-NO2	abr-27	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	P22-NO3	abr-26	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	jul-29	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Compensación Reactiva en la red de 400 KV Gerencia Occidental	P23-OC1	abr-27	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Incremento en la Transformación de la Zona Colima	P23-OC2	abr-27	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia	P23-BC1	abr-25	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada	P23-BC2	abr-27	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Incremento en la capacidad de transmisión entre las zonas La Paz-Los Cabos	P23-BS1	abr-28	jul-28	2023	En Revisión / 0 %
Eliminar restricción de capacidad de transmisión LT Culiacán Poniente -Tres Ríos	P23-NO2	abr-28	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina -Mazatlán Norte	P23-NO1	abr-28	dic-30	2023	En Revisión / 0 %
Suministro de energía en Tabasco	P23-OR1	dic-29	dic-26	2023	En Revisión / 0 %

En el Anexo del Capítulo 9 se describen los proyectos de ampliación en la RNT instruidos de 2015 a 2023.

PROYECTOS INSTRUIDOS DE LA RNT PARA CADA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL

En las Figuras 9.3.1 a 9.3.10 se presentan los diagramas unifilares simplificados[60] de cada una de las siete GCR del SIN y para los tres sistemas de la península de Baja California, SIBC SIBCS y SIM con los principales proyectos instruidos de la RNT, así como los proyectos legados, por aportaciones y con cargo al solicitante.

En dichas Figuras se muestran solo aquellos proyectos que se integran a la Red Eléctrica troncal de cada GCR.

Con base en lo establecido en el Manual del Sistema de Información del Mercado, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de julio de 2016 en numeral 3.1.6 inciso (a) se publican los diagramas unifilares del SEN (ídem)

[60] No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 9.3.1. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR CENTRAL

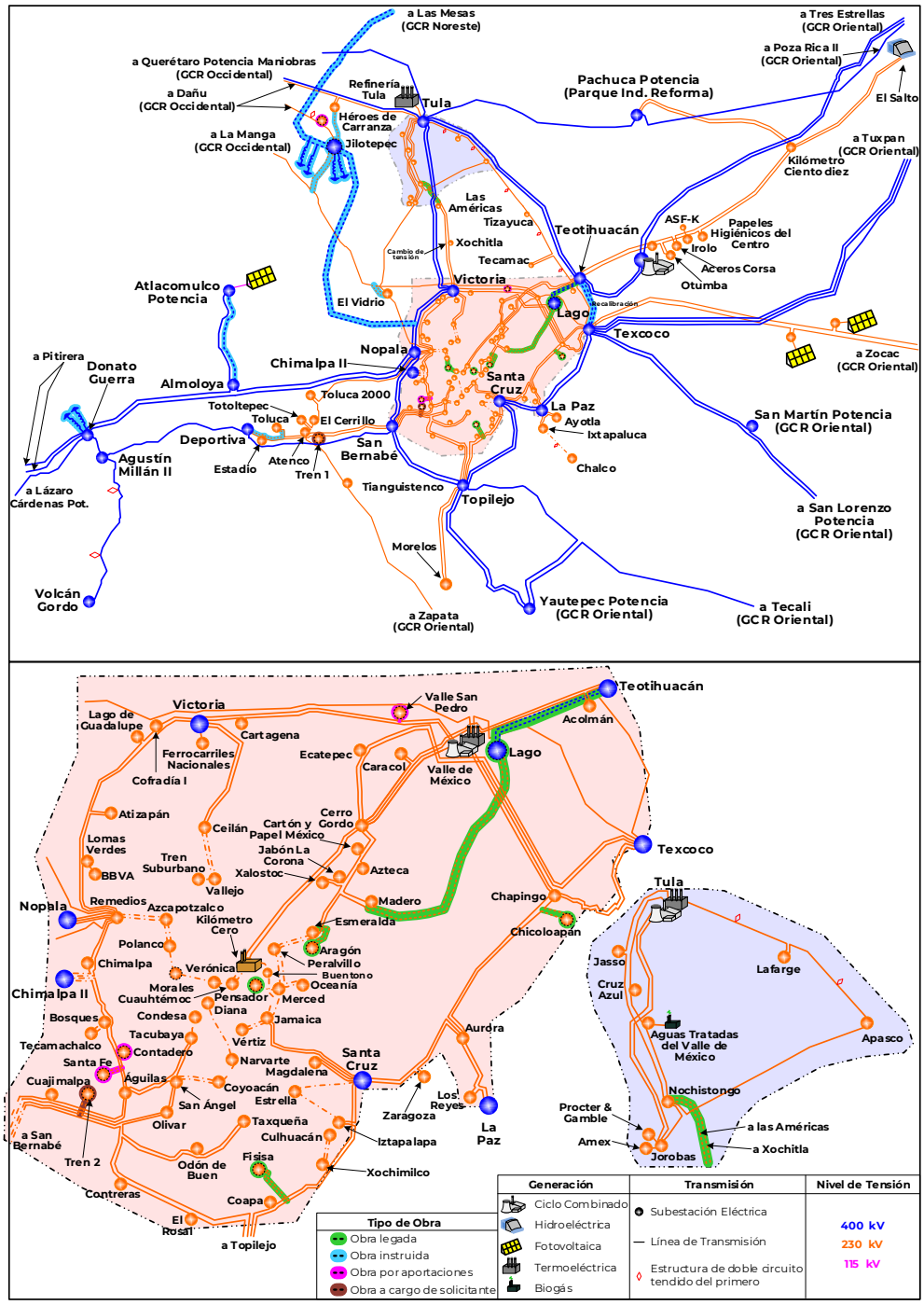


FIGURA 9.3.2. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR ORIENTAL

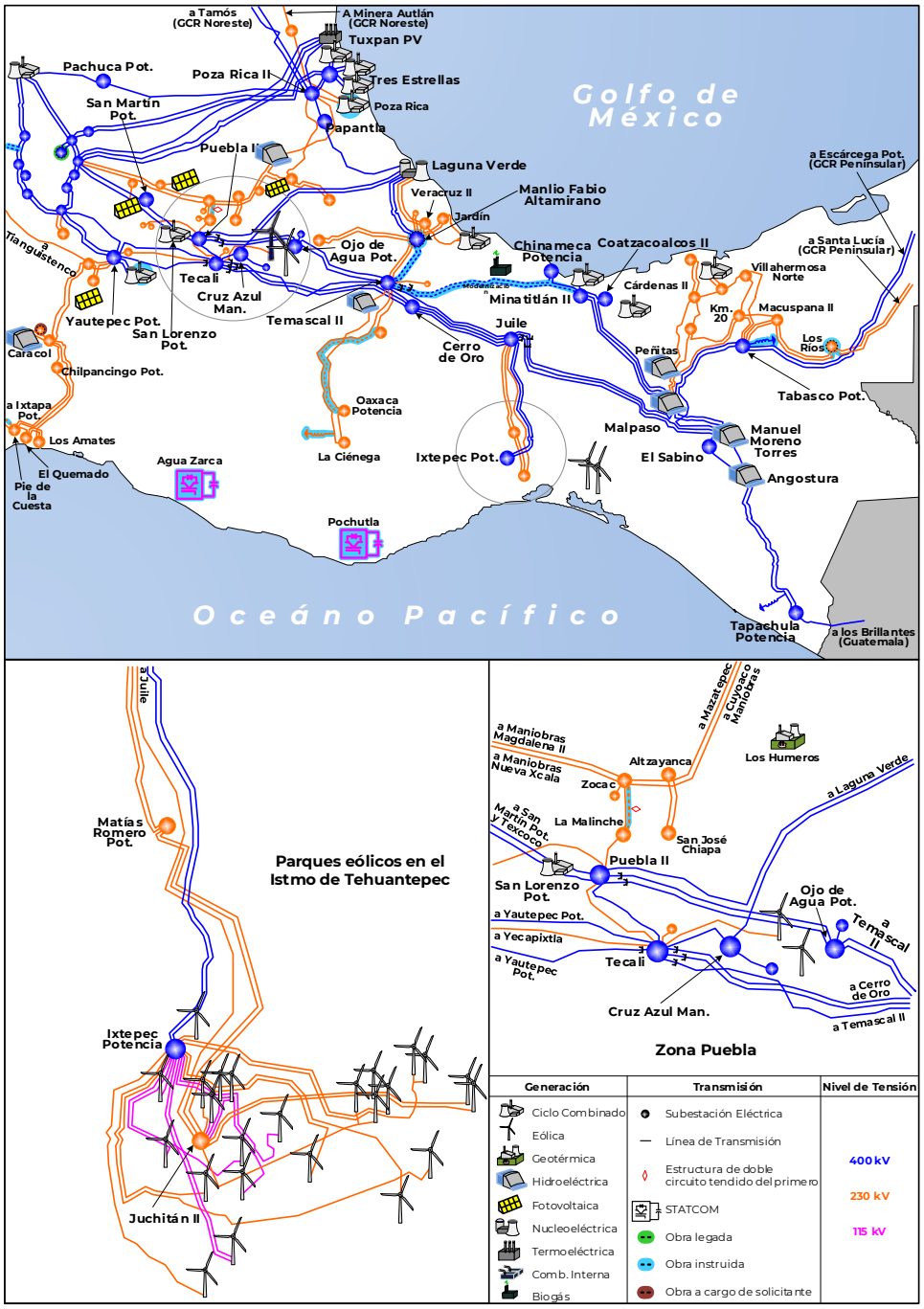


FIGURA 9.3.3. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR OCCIDENTAL

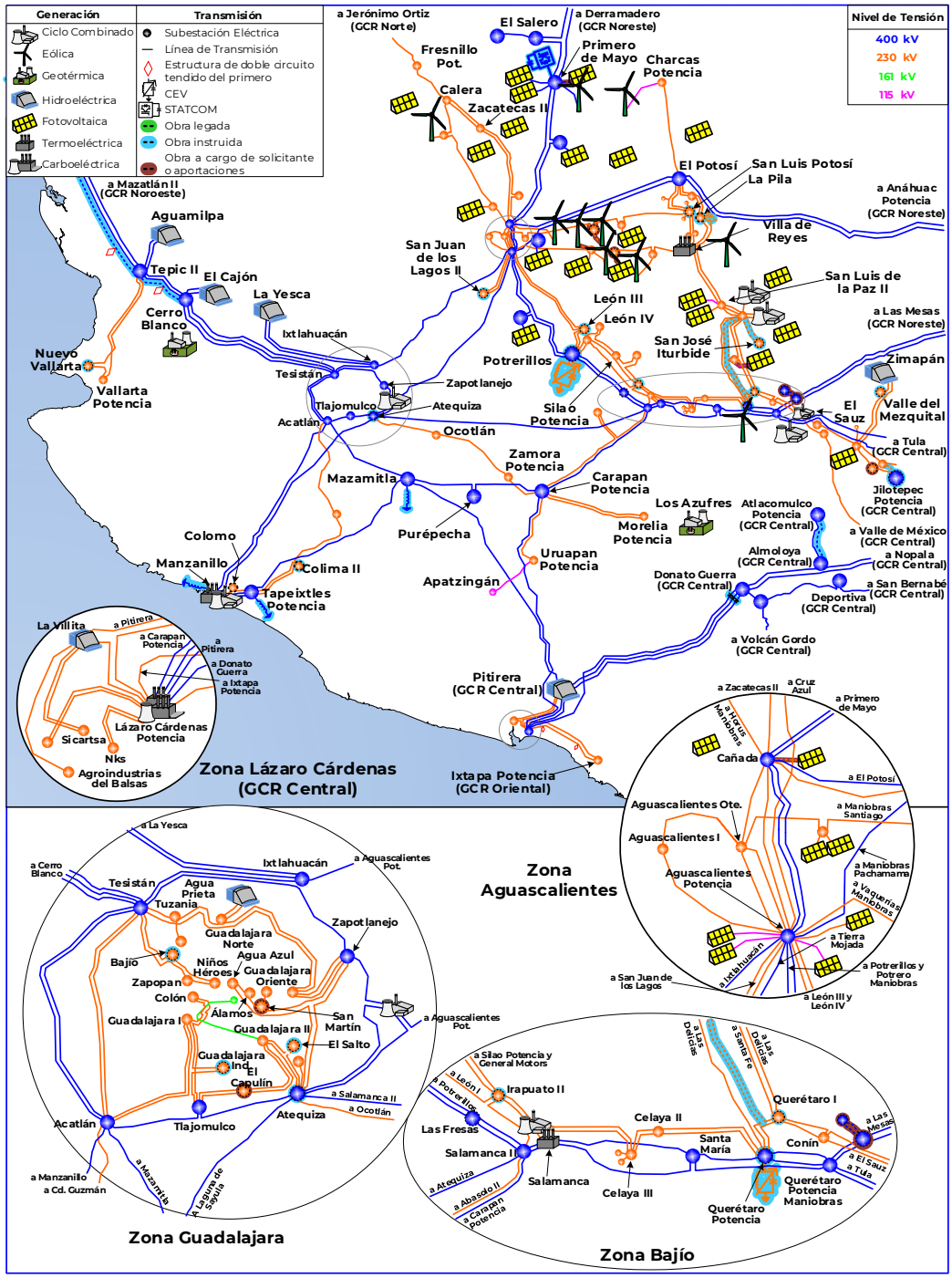


FIGURA 9.3.4. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NOROESTE



FIGURA 9.3.5. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NORTE

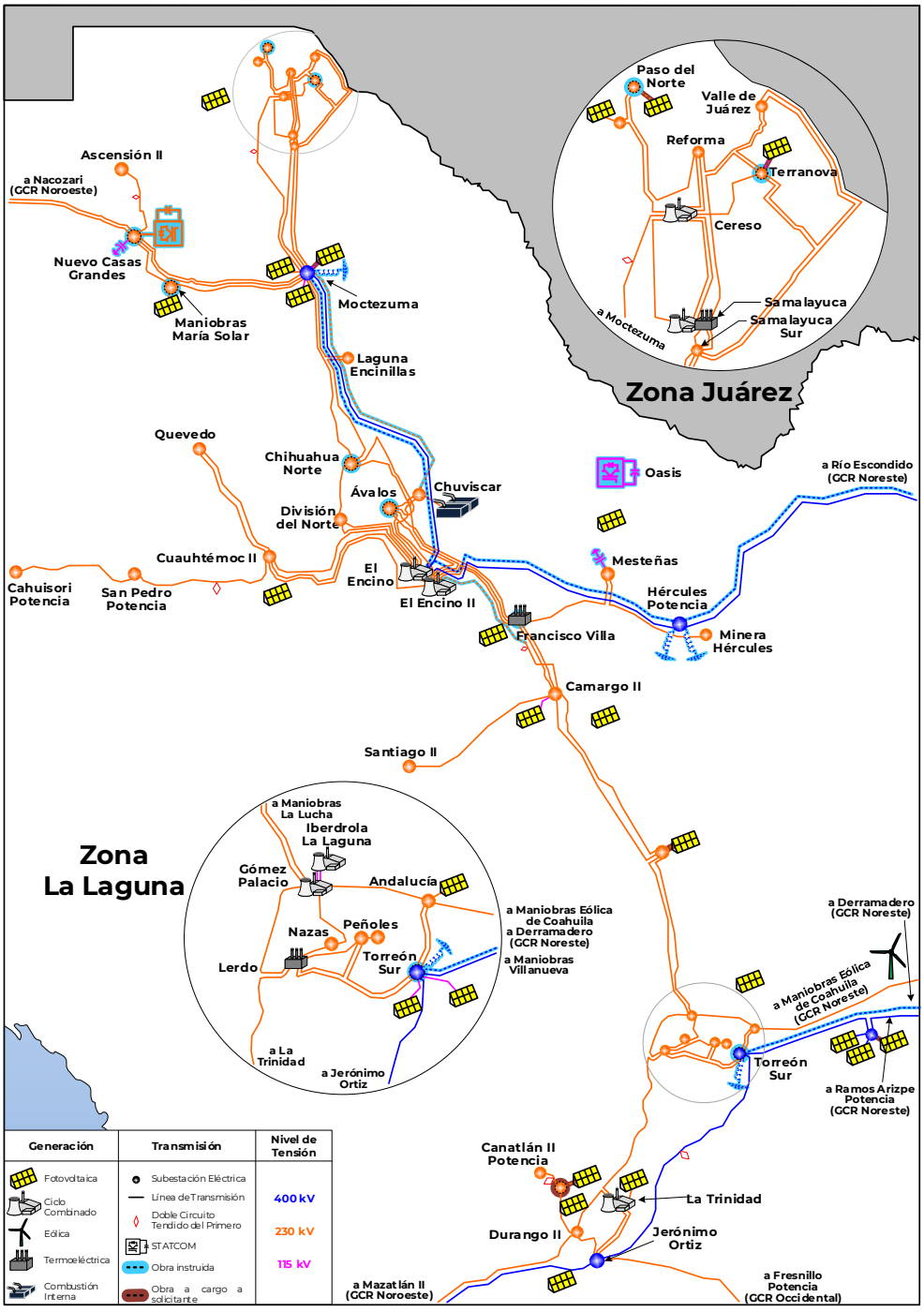


FIGURA 9.3.6. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR NORESTE

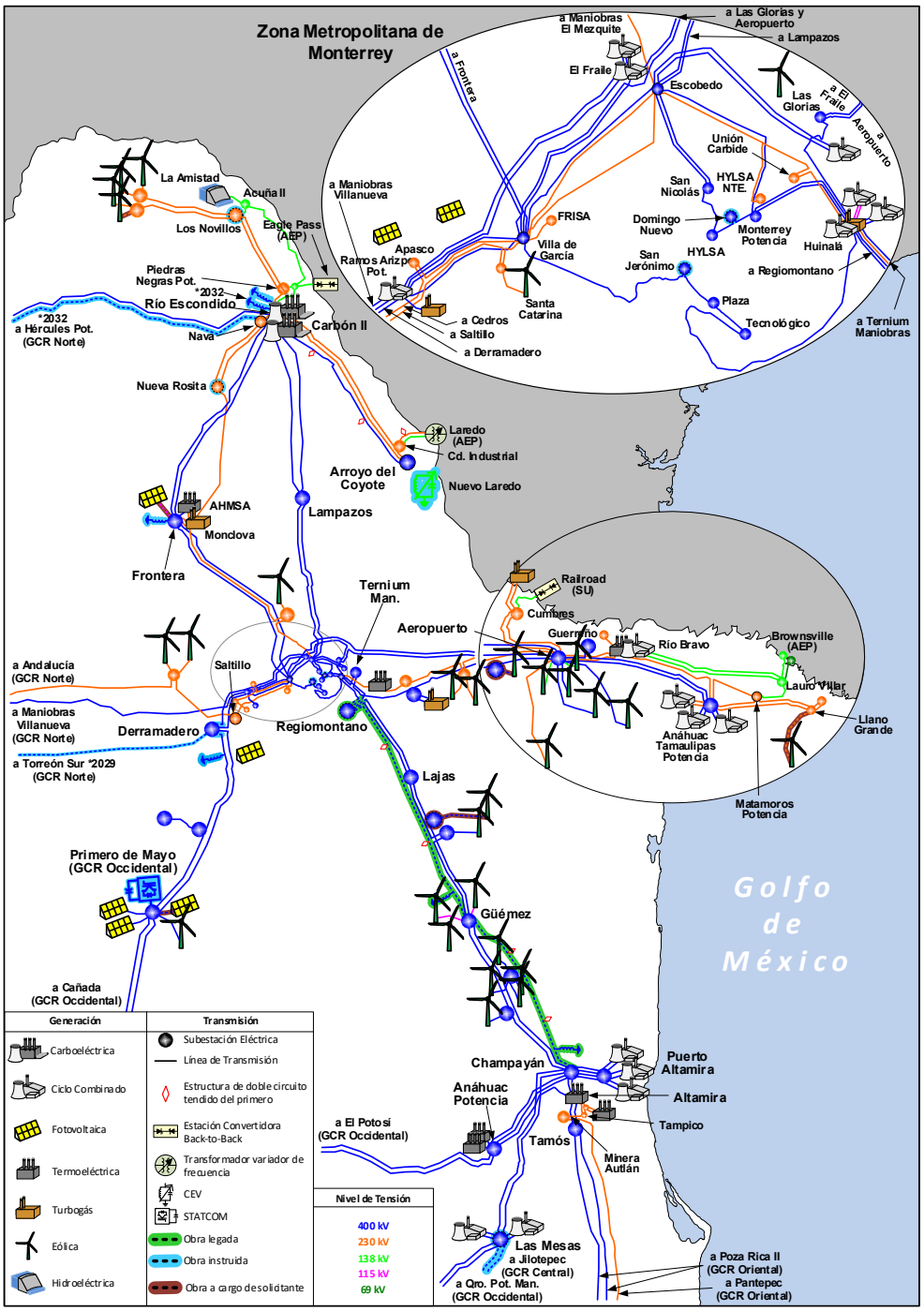


FIGURA 9.3.7. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DE LA GCR PENINSULAR

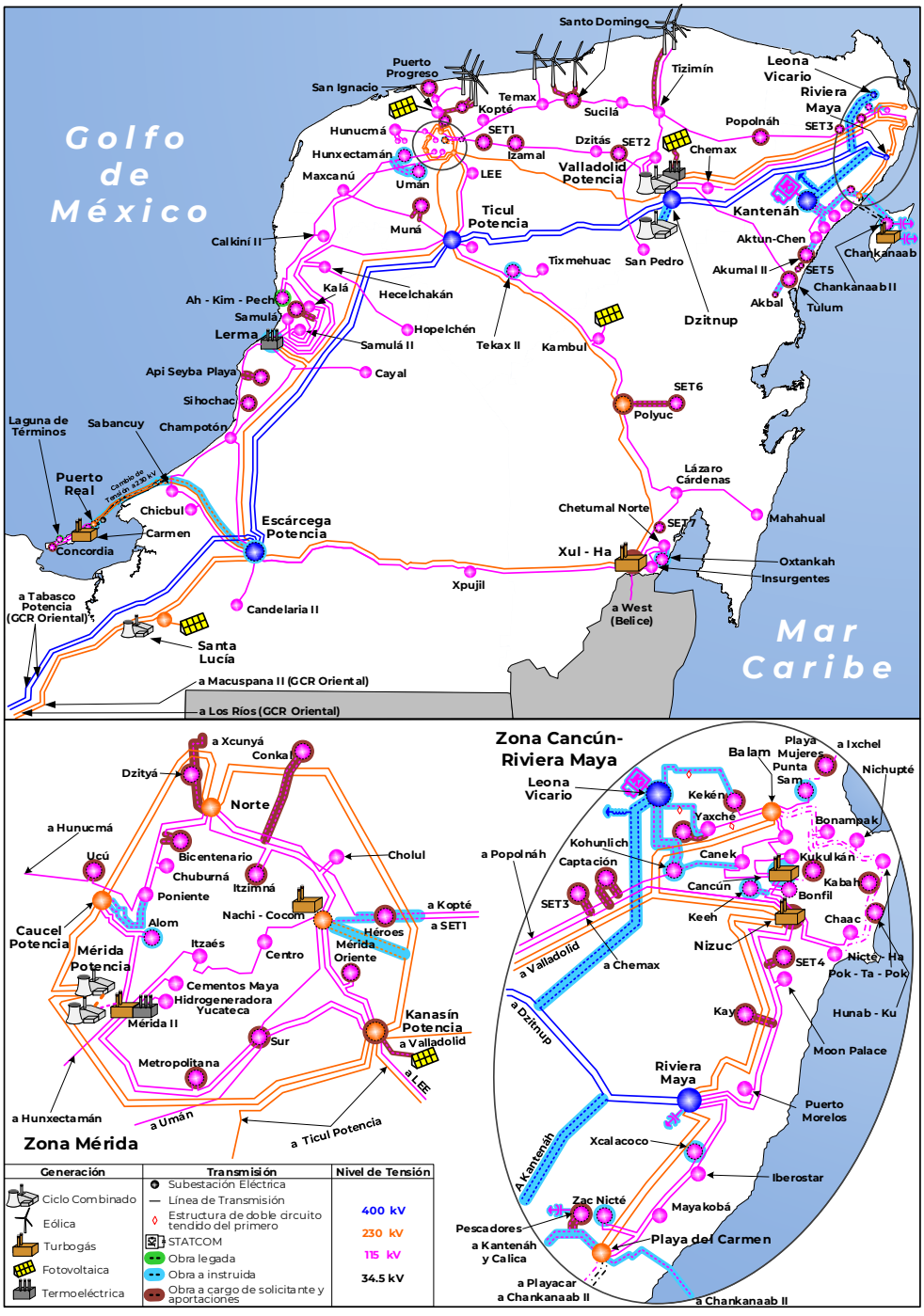


FIGURA 9.3.8. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

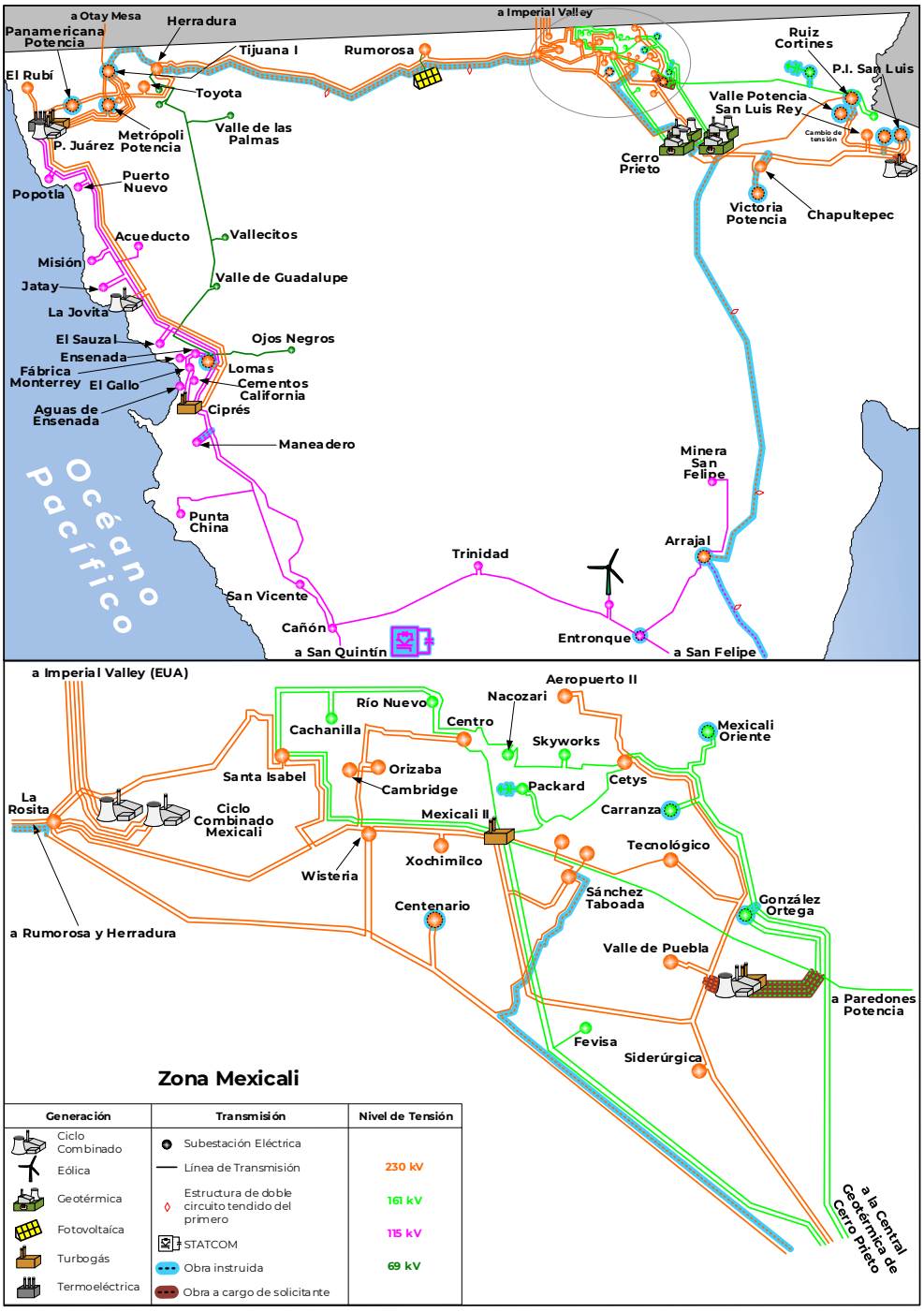


FIGURA 9.3.9. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

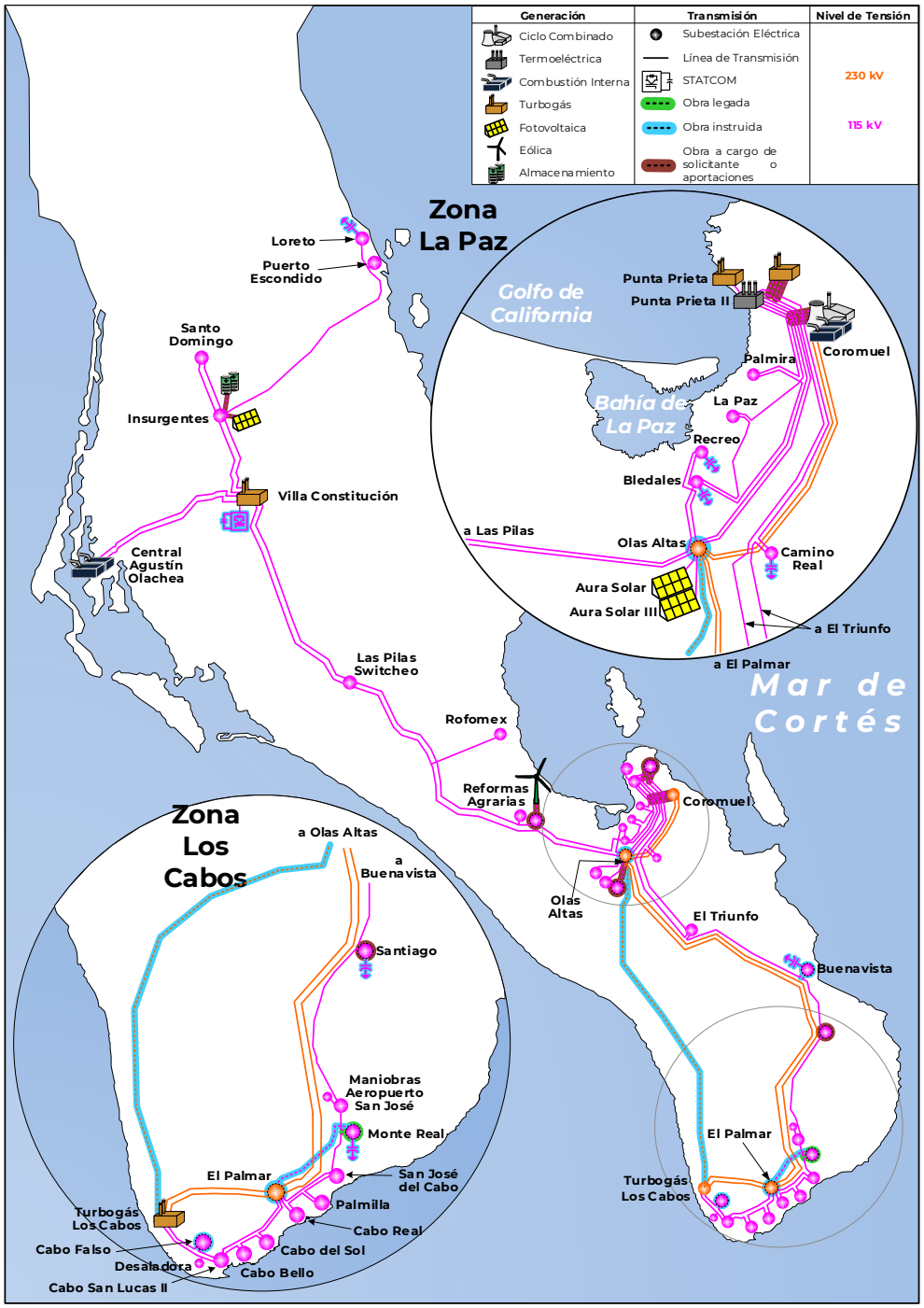
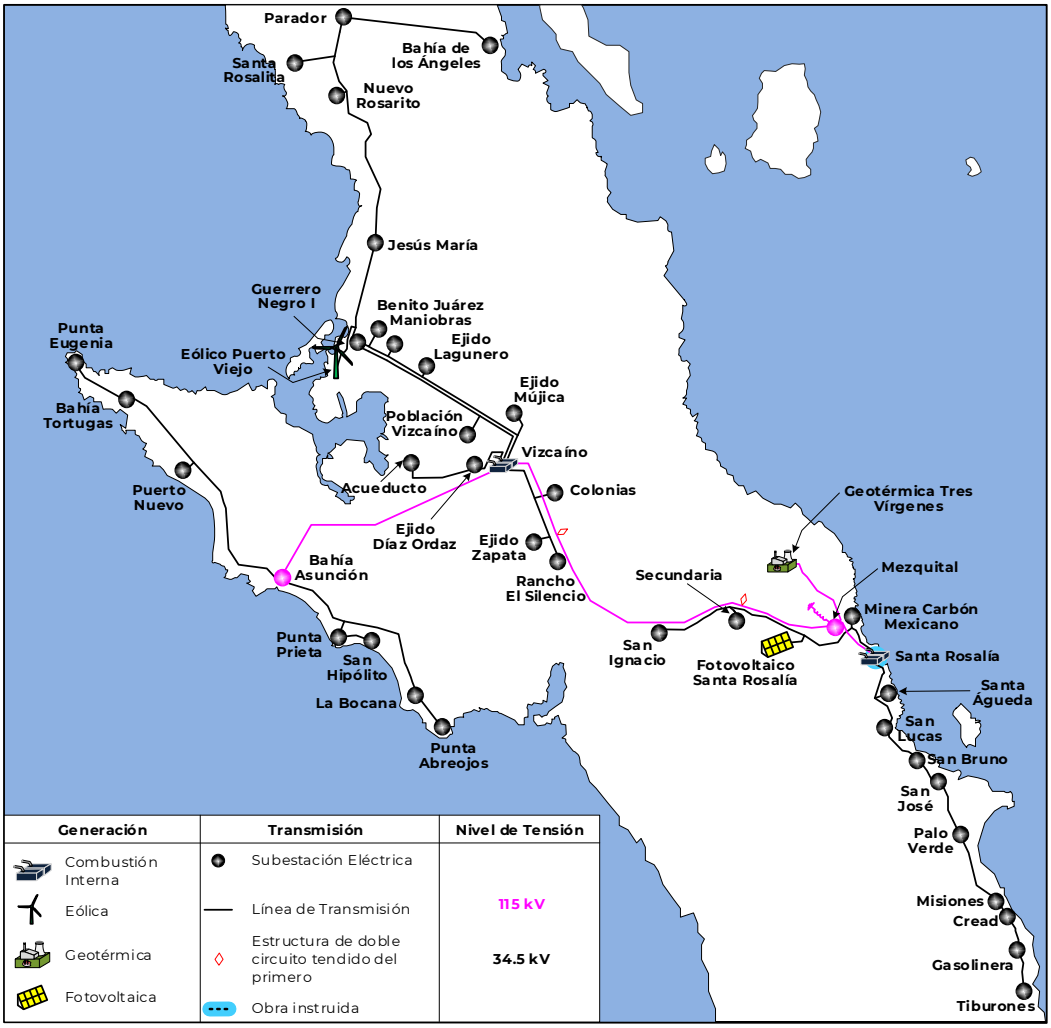


FIGURA 9.3.10. PROYECTOS INSTRUIDOS EN LA RNT DEL SISTEMA INTERCONECTADO MULEGÉ



METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

A continuación, se presentan las cantidades totales de metas físicas de los proyectos de ampliación de la RNT[61] instruidos por SENER para su construcción por parte de CFE Transmisión los totales no consideran los proyectos instruidos por SENER de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la Política Energética Nacional.

Del rubro de transmisión para la ampliación de la RNT constituyen un total de 5,668.4 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Hidalgo, estado de México y Guanajuato. Adicionalmente, estos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de Red Eléctrica en media tensión. En la Figura 9.3.11 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos de la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" donde se tiene un alcance de construcción de 612 km-c de Líneas de Transmisión aisladas y operadas en 400 kV que permiten reforzar la Red Eléctrica troncal, además de que este proyecto contempla la construcción de 170 km-c adicionales en el estado de Nayarit.

Para los estados de Coahuila y Chihuahua, la principal contribución proviene del proyecto "I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte" donde se tiene un alcance de construcción de 600 km-c de Líneas de Transmisión aisladas y operadas en 400 kV que permiten reforzar la Red Eléctrica troncal del estado de Coahuila, además de que este proyecto contempla la construcción de 469 km-c adicionales en el estado de Chihuahua.

En cuanto a los estados de Hidalgo y estado de México, el proyecto que más contribuye a sus metas físicas es "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", el cual permite reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

Finalmente, el estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un amplio número de proyectos, entre los que destaca "P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro", "P19-OC2 San José de Iturbide Banco 4", "León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III".

En la Figura 9.3.12 se detallan las adiciones a la RNT de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 2,908.1 km-c, en 230 kV 1,205.3 km-c y de 161 a 69 kV 1,555.0 km-c. En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,802.1 km-c motivadas por los proyectos "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de las Compuertas de Flujo internas en la GCR Noroeste y de las Compuertas de Flujo con las GCR Occidental y Norte" y "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País"[62].

[61] No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o fuera de cartera tanto para líneas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva.
[62] CFE Transmisión reporta terminación en 2025 a CENACE

FIGURA 9.3.11 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA[63]

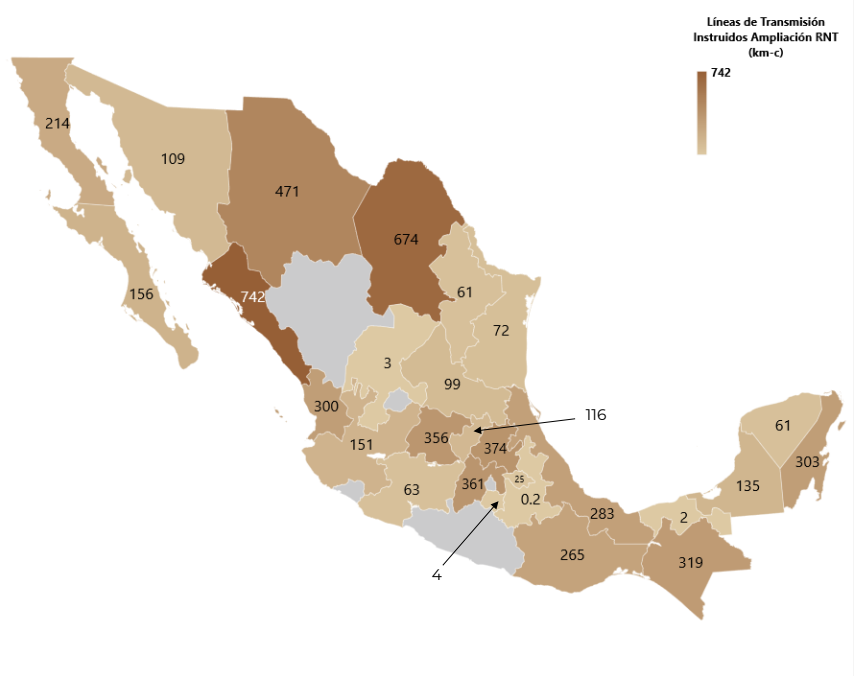
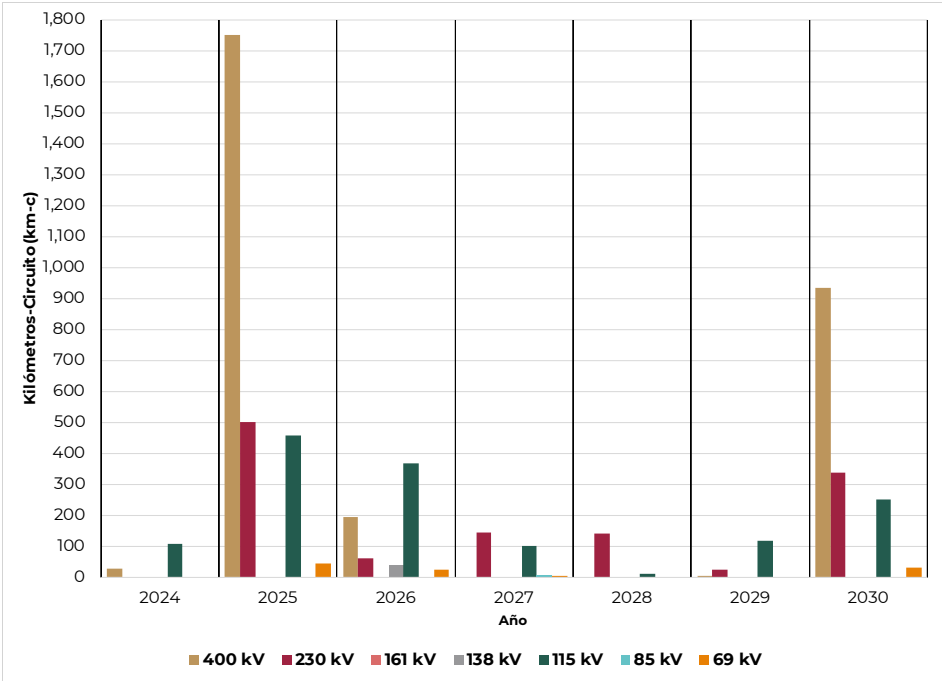


FIGURA 9.3.12 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



[63] Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la información de campo de CFE.

En cuanto a la ampliación del rubro de transformación en la RNT se contempla un aumento de 18,854.4 MVA de capacidad instalada. De este total, los estados con mayor incremento en su capacidad de transformación serán Chihuahua, Jalisco, Guanajuato, Baja California, Quintana Roo, y Sonora. Adicionalmente los proyectos de ampliación de la RNT integraran a las RGD del MEM 70.5 MVA de capacidad en bancos de transformación en bancos de alta a media tensión. En la Figura 9.3.13 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Chihuahua, se tienen los proyectos de mayor participación “P22-NT1 Paso del Norte Banco 2”, “I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste - Norte”, “P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5”, “P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3” ya en operación, “P19-NT1 Terranova Banco 2”, “P17-NT5 Francisco Villa Banco 3” y “P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” los cuales adicionan 3,125 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Jalisco los proyectos de mayor contribución son: “P16-OC1 Guadalajara Industrial”, “P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)”, “P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)”, “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa” y “P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos”. Todos estos proyectos adicionan 1,425 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato resaltan los proyectos instruidos “P16-OC2 Potrerillos Banco 4” ya en operación, “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)” y “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4”, los cuales incrementan 1,208.3 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incorporará los proyectos “P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada”, “P17-CE14 Panamericana Potencia Banco 3”, “P19-BC1 Tijuana Banco 4”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana”. Todos estos proyectos incrementaran 1,133.3 MVA de capacidad al estado.

El estado de Quintana Roo incorporará grandes proyectos como son “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)”, “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II”, los cuales adicionarán 1,090 MVA de capacidad de transformación.

En lo referente a Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada los cuales son impulsados por tres proyectos, “P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo”, “P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco” e “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”.

En la Figura 9.3.14 se muestran las adiciones de Bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia tensiones inferiores se tienen contemplados 9,625 MVA de capacidad. Mientras que para bancos con relaciones de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 9,133.2 MVA de capacidad. Para el caso de bancos de 115 kV hacia niveles de tensión inferiores se contempla la adición de 96.2 MVA de capacidad adicional.

FIGURA 9.3.13 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

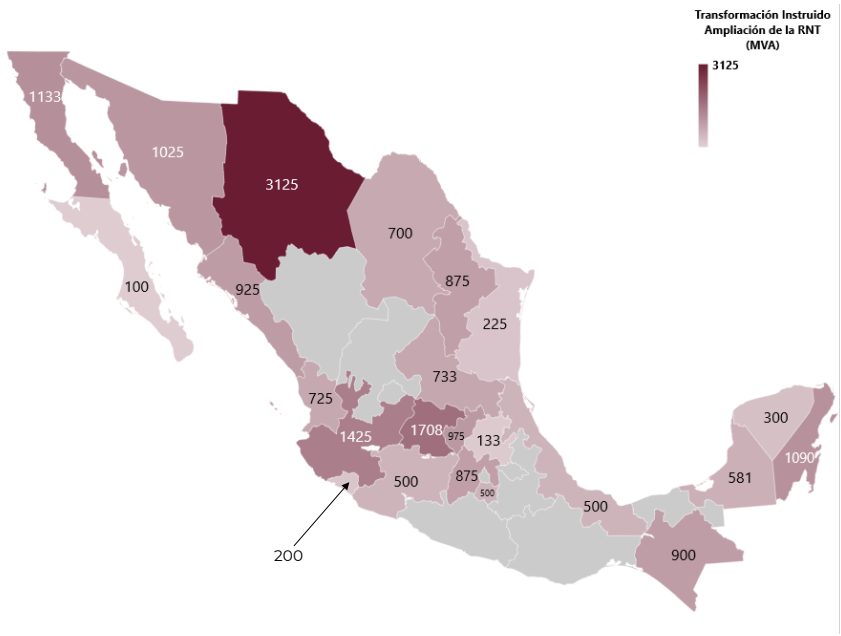
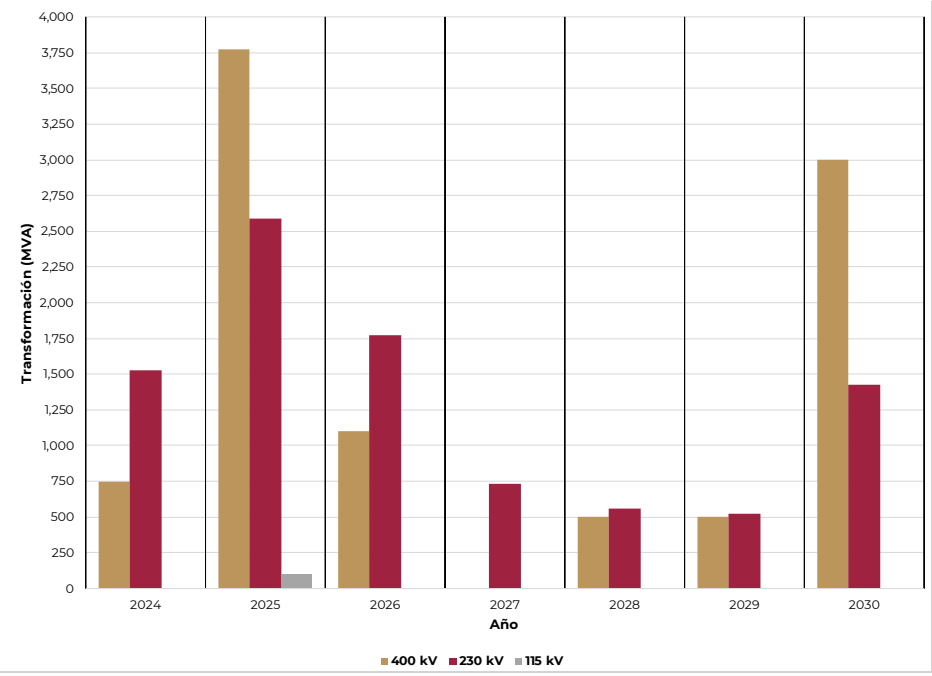


FIGURA 9.3.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



Del rubro de compensación reactiva para la ampliación de la RNT se han instruido obras por un total de 11,472.4 MVAr, mediante la construcción de elementos de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales los mayores incrementos estarán localizados en los estados de Chihuahua, Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca y

Veracruz. Adicionalmente, los proyectos instruidos integrarán 77.4 MVAr de compensación reactiva en la Red Eléctrica de media tensión. En la Figura 9.3.15 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Chihuahua se tienen instruidas obras por un total de 1,400 MVAr, de los cuales las mayores contribuciones vienen de los proyectos "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte", "P22-NT2 Soporte de tensión en la zona Chihuahua", "P20-NT1 Soporte de tensión en la región Mesteñas", "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma" y "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2".

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)" y "P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II", los cuales adicionan 1,096.1 MVAr de compensación de potencia reactiva.

En lo referente al estado de Sinaloa los proyectos de mayor impacto que impulsan el incremento de compensación reactiva son "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte", "P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán". Entre todos los proyectos previstos para el estado de Sinaloa se adicionan 1,077.5 MVAr de compensación reactiva.

Para el estado de Oaxaca la contribución proviene de los proyectos "M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco", "P19-OR3 Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica" y "P17-OR4 Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Diaz – Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec – Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr). Todos estos proyectos adicionan 1,013.6 MVAr de compensación reactiva.

En la Figura 9.3.16 se presentan las adiciones de compensación de potencia reactiva de 2024 a 2030 y nivel de tensión. En 400 kV se adicionan 5,708.7, en 230 kV 1,808 MVAr y en los niveles de 161 kV a 69 kV se instalarán 3,995.7 MVAr.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 5,262.2 MVAr, donde la principal contribución vendrá de proyectos como "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos de la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" y "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País"

En 2026 se tiene previsto la integración de 3,251.3 MVAr en donde la contribución principal vendrá del proyecto "M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coatzacoalcos, Temascal – Grijalva y Grijalva – Tabasco"

FIGURA 9.3.15 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

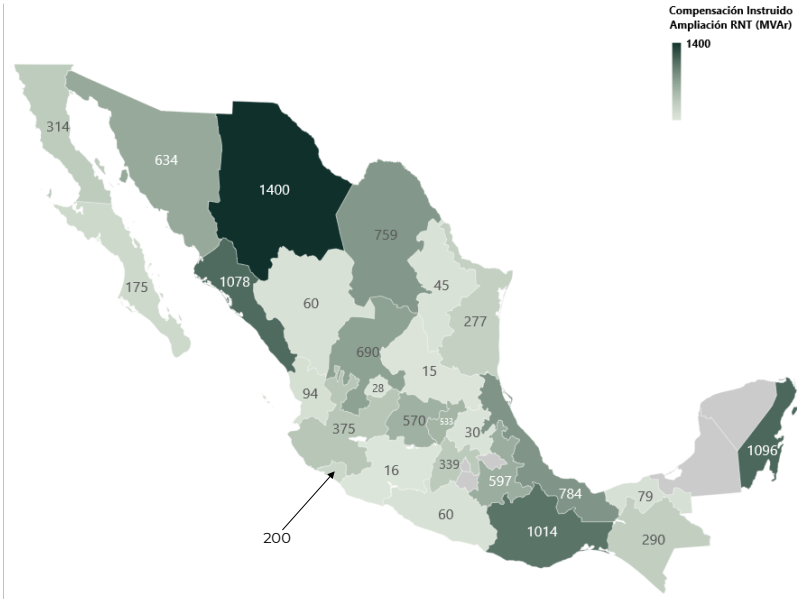
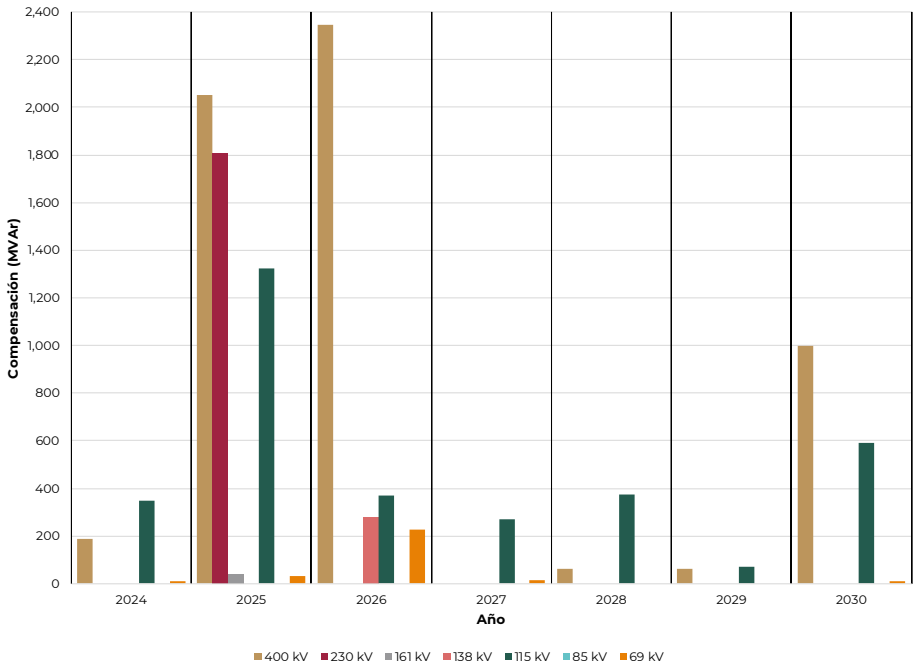


FIGURA 9.3.16 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE REFUERZO DE LA RNT PARA LA INTERCONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

En el rubro de transmisión los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER constituyen un total de 310.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 300 km-c serán construidos en el estado de Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. En la Figura 9.3.17 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 9.3.18 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

Las adiciones de Red Eléctrica de transmisión asociados a los Proyectos del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica se dan en el año 2024 con en el proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida” de 9.8 km-c en nivel de 115 kV y en 2025, con un total de 300.4 km-c en los niveles de, 400, 230 y 161 kV motivado por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Rio Colorado”.

En el rubro de transformación los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 22 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 665 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 565 MVA se encuentran en el estado de Baja California (300 MVA son traslado interno entre las SE Parque Industrial a Ruiz Cortines), motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C San Luis Rio Colorado” y 100 MVA en Baja California Sur derivados del proyecto “CFE20-PCC SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de Refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur”)”. En la Figura 9.3.19 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.3.20 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión.

Finalmente, para el rubro de compensación los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 22 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVAr, los cuales se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California. En la Figura 9.3.21 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 133.3 MVAr. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVAr derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”.

En la Figura 9.3.22 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la mayor adición de Compensación reactiva con 208.3 MVAr en los niveles de 400 y 115 kV y en 2025 se incorporarán 21 MVAr en 161 kV.

FIGURA 9.3.17 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.3.18 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN.

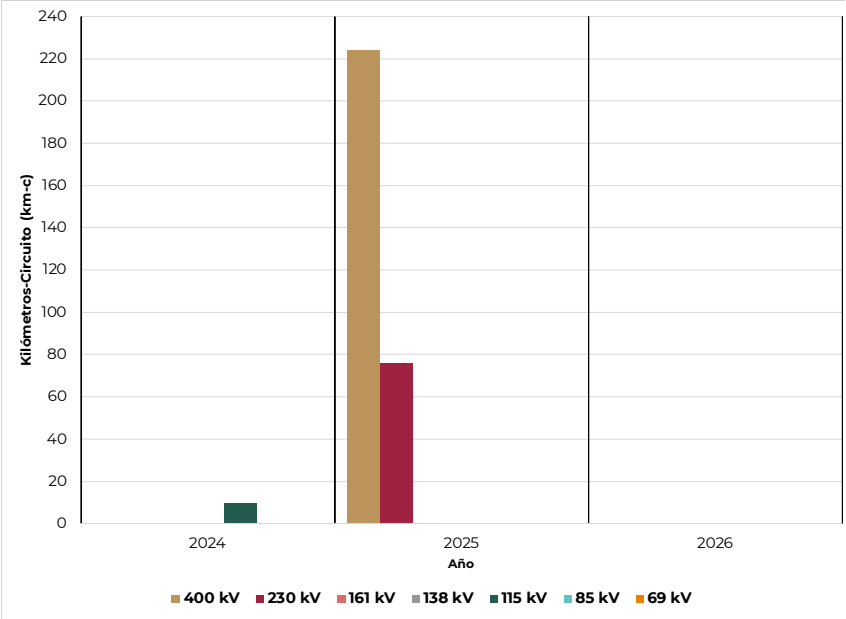


FIGURA 9.3.19 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.3.20 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

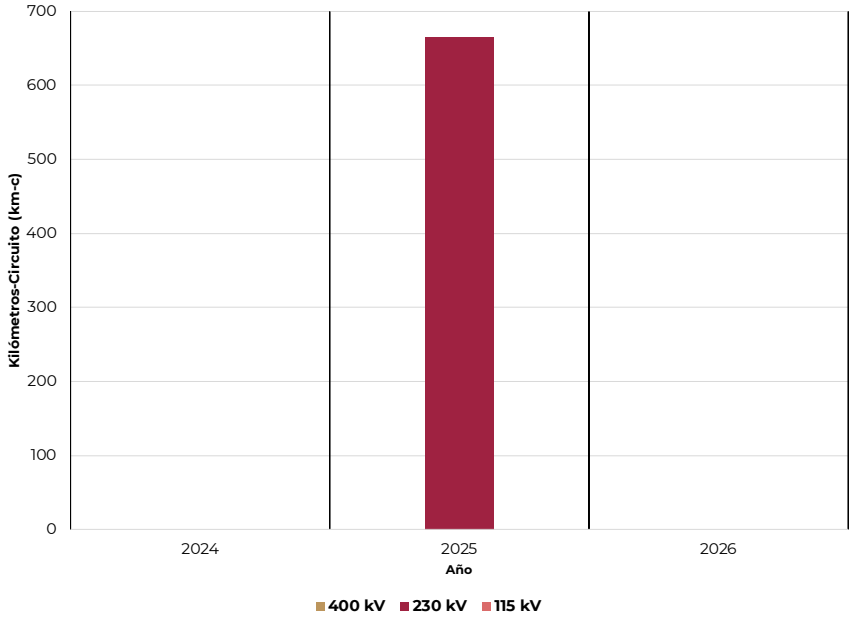
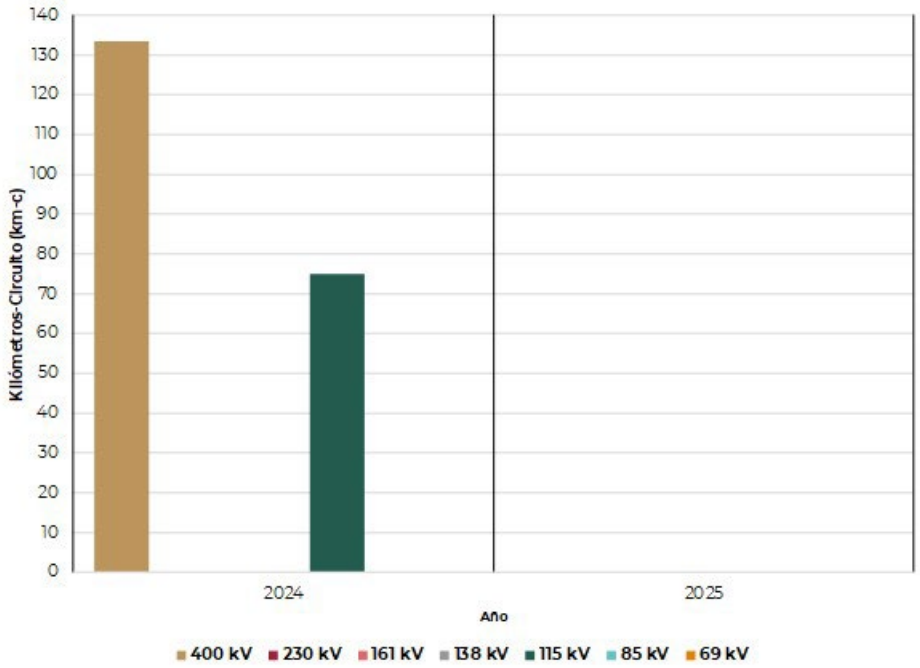


FIGURA 9.3.21 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) INSTRUIDA POR SENER ASOCIADA AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.3.22 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA INSTRUIDA POR SENER ASOCIADA AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



9.4 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

En el Cuadro 9.4.1 se listan los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el PAMRNT 2024 – 2038 cuya construcción y puesta en servicio es fundamental para atender el Suministro Eléctrico en el mediano y largo plazos, procurando que la operación del SEN se desarrolle en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Para cada uno de los proyectos listados en el Cuadro 9.4.1, se presenta más adelante una ficha de información de proyecto, la cual describe el diagnóstico operativo de la zona de estudio, la descripción de las Alternativas que atienden a la problemática, incluyendo el resumen de metas físicas y sus costos estimados de inversión, así como sus indicadores técnicos y económicos de cada una y una conclusión de la Alternativa seleccionada.

CUADRO 9.4.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2024 – 2038

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Oriental	P24-OR1	Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	abr-23	2024	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
Occidental	P24-OC1	Aumento de la transformación de la zona Morelia	abr-29	2024	Morelia / Michoacán
	P24-OC2	Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	abr-29	2024	Irapuato / Guanajuato
	P24-OC3	Suministro de Energía para la Región de Querétaro	abr-28	2024	Querétaro, San Juan del Río y San Luís de la Paz/Guanajuato
Noroeste	P24-NO1	Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
	P24-NO2	Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
	P24-NO3	Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 1	abr-27	2024	Nogales/Sonora
		Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 2	abr-30	2024	Nogales/Sonora
Norte	P24-NT1	Incremento de capacidad en la red de transmisión de la zona urbana de Juárez	abr-28	2024	Juárez / Chihuahua
	P24-NT2	Aumento de la capacidad de subtransmisión en zona Laguna	abr-28	2024	La Laguna / Coahuila
Noreste	P24-NE1	Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	abr-27	2024	Monterrey y Cerralvo / Nuevo León
Baja California	P24-BC1	Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín	abr-29	2024	Ensenada / Baja California
	P24-BC2	Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	abr-29	2024	Ensenada / Baja California

En el Cuadro 9.4.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2024 – 2038, indicando aquellos que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

El CdR en el Manual Regulatorio de Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional establece que *el CENACE, el Transportista y el Distribuidor se podrán apoyar de los Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico de Transmisión y Transformación de la CFE, el cual deberá ser actualizado anualmente por la CFE*. Para los proyectos identificados se ha considerado como referencia el documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación (COPAR 2023).

CUADRO 9.4.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PAMRNT 2024 – 2038 PARA LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS

Proyectos de Ampliación de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aumento de la transformación de la zona Morelia	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de Energía para la Región de Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 1 y Fase 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de capacidad en la red de transmisión de la zona urbana de Juárez	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aumento de la capacidad de subtransmisión en zona Laguna	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	✓	✓	✓	✓	✓	✓

PRINCIPALES PROYECTOS DEL PAMRNT 2024 – 2038

Con la finalidad de poder cumplir con las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red y que son de observancia en los PAMRNT realizados para cada ejercicio de planeación; en el CENACE se han elaborado estudios técnicos y económicos para identificar las propuestas de ampliación de infraestructura eléctrica que permitirán atender los criterios generales del CdR y los requerimientos del “Manual regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional”.

En cumplimiento con el criterio P-27 del CdR, se presenta en el Cuadro 9.4.3 un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la ampliación y modernización de la RNT. Para la elección de estos proyectos se utilizaron los criterios mencionados en el Capítulo 8.

CUADRO 9.4.3. PRINCIPALES PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2024 – 2038

Prioridad	Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona o GCR/ Estado
1	Noreste	P24-NE1	Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	abr-27	2024	Monterrey y Cerralvo / Nuevo León
2	Occidental	P24-OC2	Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	abr-29	2024	Irapuato / Guanajuato
3	Noroeste	P24-NO3	Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 1	abr-27	2024	Nogales / Sonora
			Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 2	abr-30	2024	Nogales / Sonora
4	Occidental	P24-OC3	Suministro de Energía para la Región de Querétaro	abr/28	2024	Querétaro/ Querétaro
5	Baja California	P24-BC1	Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín	abr-29	2024	Ensenada / Baja California
6	Norte	P24-NT1	Incremento de capacidad en la red de transmisión de la zona urbana de Juárez	abr-28	2024	Juárez / Chihuahua
7	Noroeste	P24-NO1	Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
8	Oriental	P24-OR1	Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	abr-23	2024	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
9	Occidental	P24-OC1	Aumento de la transformación de la zona Morelia	abr-29	2024	Morelia / Michoacán
10	Noroeste	P24-NO2	Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa	abr-29	2024	Navojoa / Sonora

METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

En el rubro de transmisión, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 259.6 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la aportación provendrá de los estados de Baja California, Sonora, Guanajuato, Chihuahua, y Coahuila. En la Figura 9.4.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California el incremento se debe al proyecto “P24-BC1 Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín”. Los proyectos identificados “P24-NO1 Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez”, “P24-NO2 Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa” y “P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales (Fase 1 y 2)” aportan un total de 56.1 km-c para el estado de Sonora.

El proyecto “P24-OC2 Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato” aumenta 20 km-c a la Red de transmisión del estado de Guanajuato. Para Chihuahua la contribución en la adición de Líneas de Transmisión corresponde al proyecto identificado “P24-NT1 Incremento de capacidad en la Red de transmisión de la zona urbana de Juárez” con 25 km-c para dicho estado.

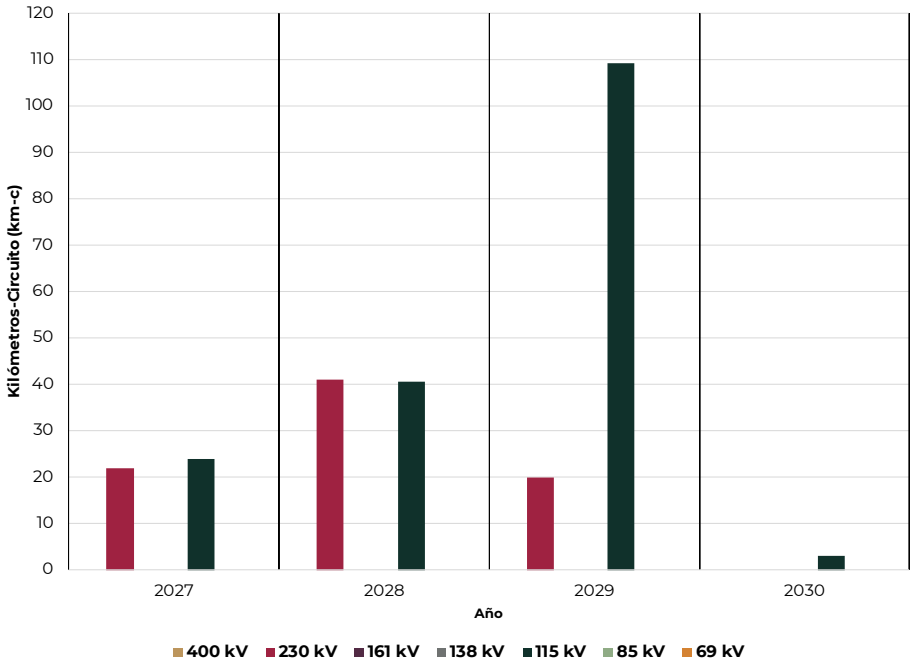
Para Coahuila el aumento de Líneas de Transmisión corresponde al proyecto identificado “P24-NT2 Aumento en la capacidad de subtransmisión en zona Laguna” con un total de 22 km-c.

En la Figura 9.4.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. Con todo este conjunto de proyectos identificados se adiciona Red Eléctrica de transmisión en 230 y 115 kV. De todo este conjunto de proyectos se tiene identificado que en 2029 se integren 129.1 km-c de Líneas de Transmisión. Por otra parte, para 2028 se adicionan 81.6 km-c.

FIGURA 9.4.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.4.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



En el rubro de transformación, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 1,940 MVA de capacidad de transformación los cuales se instalarán en 6 estados del país, Nuevo León, Querétaro, Guanajuato, Sonora, Michoacán y Baja California con 600, 600, 300, 300, 100 y 40 MVA respectivamente. En la Figura 9.4.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Respecto al estado de Nuevo León el incremento se dará por el proyecto “P24-NE1 Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey”. En lo relacionado con el estado de Querétaro la contribución estará dada por el proyecto “P24-OC3 Suministro de energía para la región Querétaro” y en el estado de Guanajuato se incluye el proyecto “P24-OC2 Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato”.

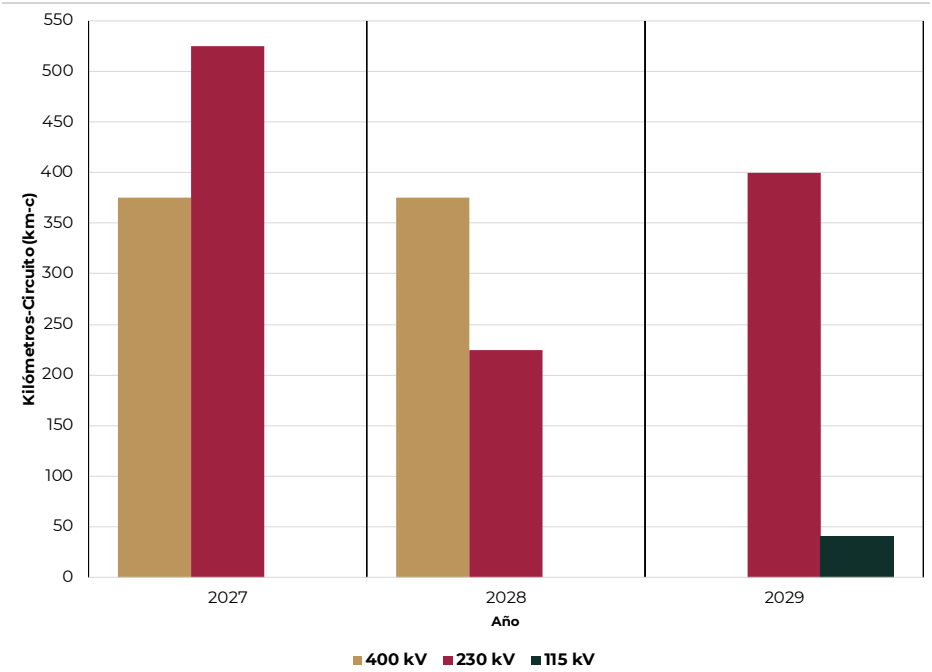
El estado de Sonora tendrá un incremento de 300 MVA derivado del proyecto “P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales (Fase 1 y 2)”. Respecto al estado de Baja California la contribución vendrá del proyecto “P24-BC2 Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe”, para el estado de Michoacán se contempla el proyecto “P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia”

En la Figura 9.4.4 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 a niveles inferiores de tensión se adicionarán 750 MVA, en cuanto a 230 kV hacia tensiones inferiores se agregará un total de 1,150 MVA y de 115 kV a tensiones inferiores se prevé la integración de 40 MVA de capacidad. Todos estos proyectos tienen prevista una entrada en operación entre los años 2027, 2028 y 2029 siendo 2027 el año con mayores adiciones con un total de 900 MVA. En 2028 se adicionan 600 MVA y en 2029 se integran 440 MVA.

FIGURA 9.4.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.4.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



En el rubro de compensación, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio del PAMRNT 2024 – 2038 constituyen un total de 987.7 MVAr de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales provendrán de 6 estados Querétaro, Sonora, Nuevo León, Michoacán, Chiapas y Baja California. En la Figura 9.4.5 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Querétaro se contempla la adición de 645 MVAr previstos en el proyecto "P24-OC3 Suministro de energía para la región Querétaro". La adición en el estado de Sonora será por un monto de 137.5 MVAr a consecuencia del proyecto "P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales (Fase 1 y 2)". El estado de Nuevo León tendrá un incremento de 97.5 MVAr derivados del proyecto "P24-NE1 Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey".

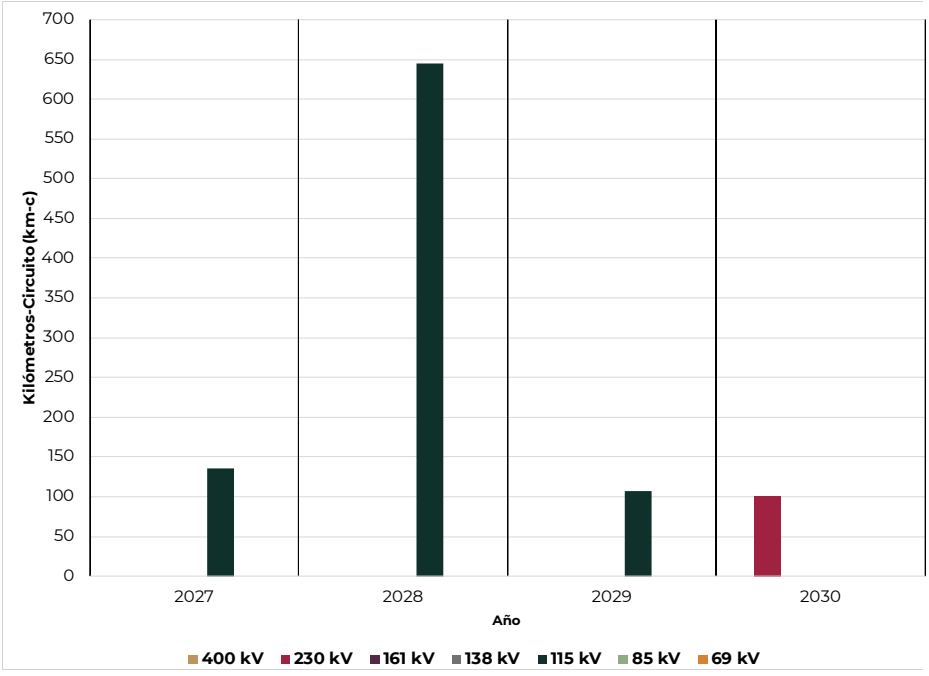
Para el estado de Michoacán se identificó la necesidad de integrar 61.5 MVAr los cuales derivan de los proyectos "P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia". En cuanto al estado de Chiapas se tiene identificado el proyecto "P24-OR1 Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla" el cual agrega 30 MVAr en el estado. Por último, el estado de Baja California integrará 16.2 MVAr derivado del proyecto "P24-BC2 Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe"

En la Figura 9.4.6 se muestran las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. La compensación será incorporada en niveles de 230 y 115 kV. De igual forma, la compensación reactiva está prevista para entrar en operación entre los años 2027 – 2030. 2028 será el año con mayores adiciones al incorporar 645 MVAr, le sigue 2027 que integra 135 MVAr, en 2029 se incorporan 107.7 MVAr y en 2030 solo 100 MVAr.

FIGURA 9.4.5. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.4.6. CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[64] PERTENECIENTES A LA GCR ORIENTAL

P24-OR1 Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla

Diagnóstico operativo.

La SE Villaflores Dos y La Garza se encuentran conectadas radialmente desde la SE Ocozocoautla. El corredor comprende una longitud de 69.8 km, desde Ocozocoautla hasta Villaflores Dos. Por otro lado, la SE Tonalá se encuentra radialmente a 30 km de la SE Arriaga.

El control de tensión más cercano se realiza desde el cambiador de tap del Transformador Sabino T1 (ubicándose a 97.6 km de la SE Villaflores Dos y a 146.9 km de la SE Tonalá) o el cambiador de tap del Transformador Manuel Moreno Torres T9 (ubicándose a 118.2 km de la SE Villaflores Dos y a 168.3 km de la SE Tonalá), lo cual impacta en un control limitado de voltaje por medio de estos cambiadores de tap.

Las condiciones de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas mencionadas previamente radican en la longitud de las Líneas de Transmisión que conectan a las SE Villaflores Dos y Tonalá, así como la demanda que conforman en conjunto con las SE La Garza, Ocozocoautla, Cintalapa, Liberación Mexicana, Arriaga, Tapanatepec, Zanatepec y Santo Domingo (todas ellas delimitan la zona de influencia en un nivel de 115 kV). El tipo de carga en la zona de influencia es residencial, con actividades económicas como el comercio y la agricultura.

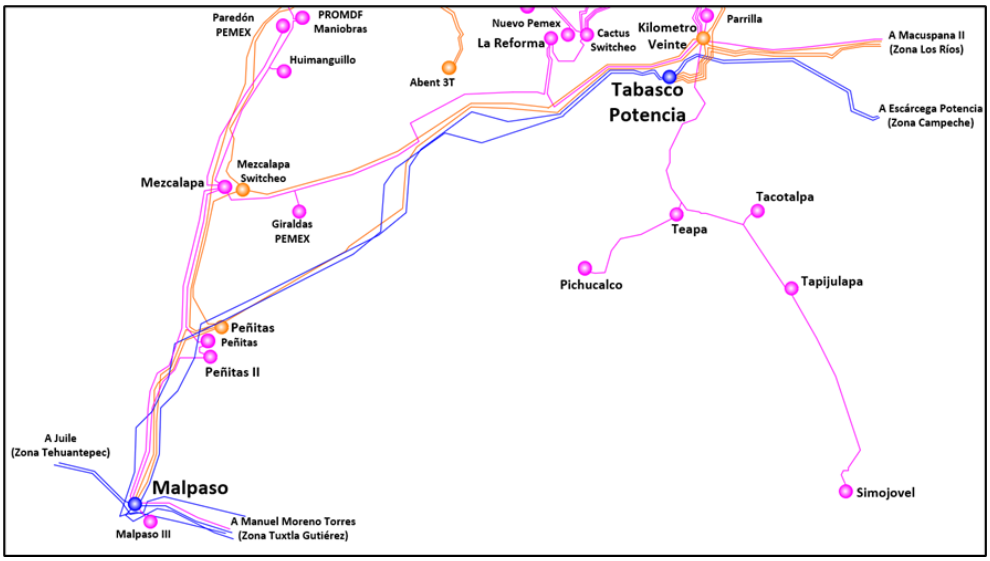
En la Red Eléctrica asociada a la SE Arriaga, se tienen interconectadas dos Centrales Eólicas. No obstante, por la naturaleza de su fuente primaria, la disponibilidad de las Centrales Eléctricas es intermitente, adicionalmente la distancia de estas hasta la SE Villaflores Dos es de 168 km, esto significa que aun estando en operación el soporte de tensión solo se logrará de manera local en las SE Tonalá, Arriaga, Tapanatepec, Zanatepec y Santo Domingo. Por último, el capacitor C1 de la SE Arriaga se encuentra con capacidad reducida derivado del daño en algunas de sus celdas.

En la Figura 9.4.1.1. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas que ejercen el control de tensión mediante el cambiador de tap del Transformador.

Al cierre del 2023, la demanda total máxima coincidente, alcanzó 125 MW. Considerando una TMCA del 2.5 % de acuerdo con el PDS 2024-2038, la demanda esperada para el 2029 será de 145 MW aproximadamente.

[64] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FIGURA 9.4.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2022



Derivado de la topología de la Red Eléctrica en la zona de influencia, se tienen dos contingencias que provocan abatimiento de tensión en las Subestaciones Eléctricas asociadas, la primera es la salida de la LT El Sabino 73810 Ocozocoautla que impacta a las SE Villaflores Dos, La Garza y Ocozocoautla y la segunda es la salida de la LT Juchitán Dos 73580 Santo Domingo que impacta a las SE Tapanatepec, Zanatepec, Santo Domingo, Arriaga y Tonalá. De esta manera para un escenario de 2023, la contingencia sencilla más severa es la salida de la LT Sabino 73810 Ocozocoautla, el límite para soportar el disparo de dicha Línea de Transmisión, es de 107 MW, mientras que el límite por la salida de la LT Juchitán Dos 73580 Santo Domingo es de 112 MW. La restricción se determina por la violación del límite de bajo voltaje establecido en CdR (0.95). En las Figuras 9.4.1.2 y 9.4.1.3, se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1.

FIGURA 9.4.1.2. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE EL SABINO 73810 OCOZOCOAUTLA (SIN PROYECTO)

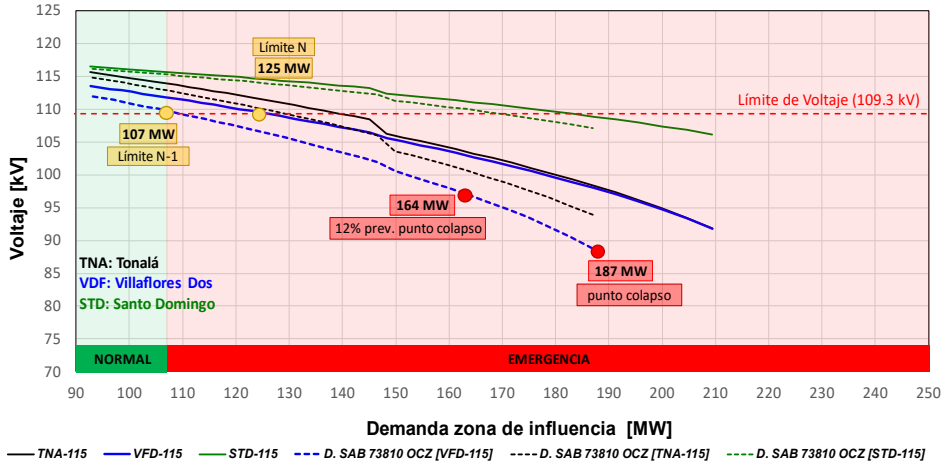
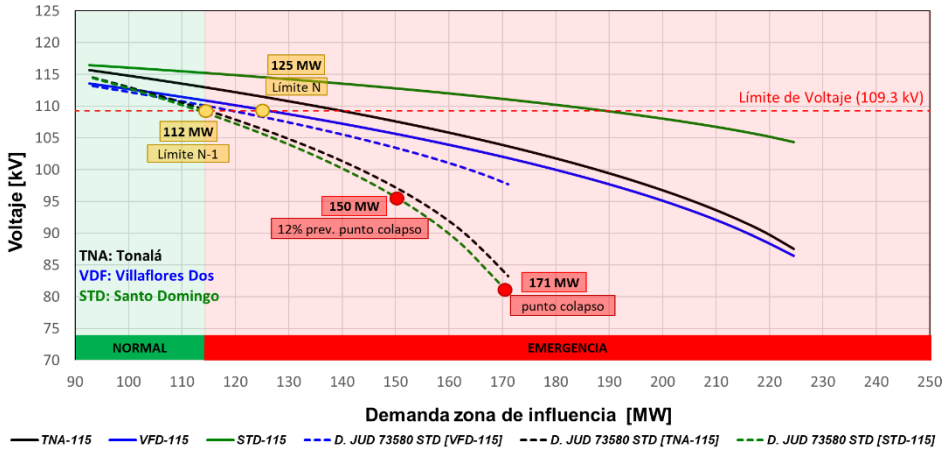


FIGURA 9.4.1.3. CURVA CARACTERÍSTICA POTENCIA-VOLTAJE (P-V) CON RED COMPLETA Y ANTE LA CONTINGENCIA N-1 DEL ENLACE JUCHITÁN DOS 73580 SANTO DOMINGO (SIN PROYECTO)



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de las SE Ocozocoautla, Villaflores Dos, La Garza, Cintalapa, Liberación Mexicana, Arriaga, Tonalá, Tapanatepec, Zanatepec y Santo Domingo las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Tonalá (1)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Villaflores Dos (2)
- Un banco de capacitores de 15 MVAr en 115 kV en la SE Arriaga (sustitución del existente) (3)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE La Tonalá para la conexión del banco de capacitores (4)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Villaflores Dos para la conexión del banco de capacitores (5)

Alternativa 2

Transmisión:

- LT con una longitud estimada de 53 km, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE Villaflores Dos a la SE Tonalá (1)

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAr en 115 kV en la SE Villaflores Dos (2)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Villaflores Dos, uno para la conexión del banco de capacitores. y uno para la Línea de Transmisión (3)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tonalá para la Línea de Transmisión (4)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 9.4.1.4 y 9.4.1.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 101.804 millones de pesos de 2023 (4.941 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Los Cuadros 9.4.1.1 y 9.4.1.2 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 9.4.1.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

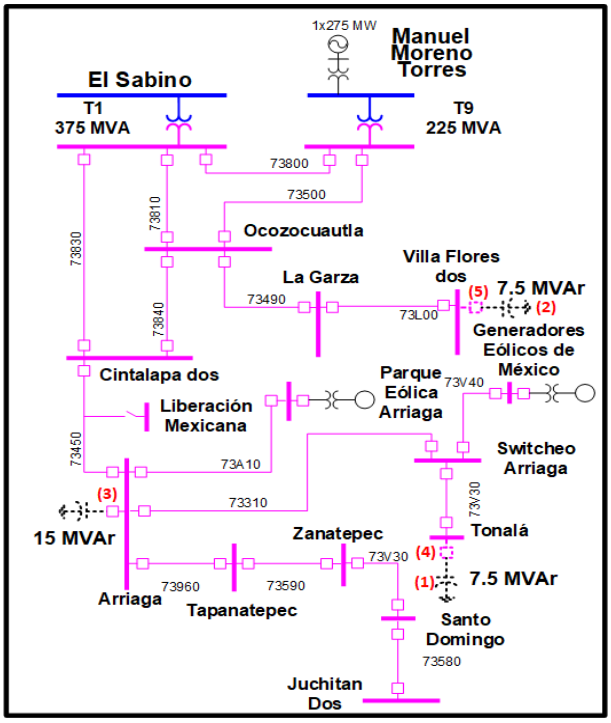
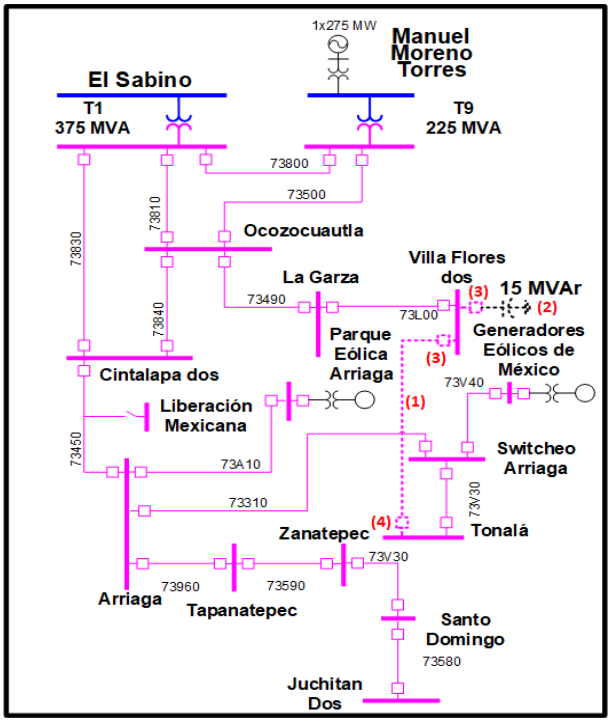


FIGURA 9.4.1.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 9.4.1.1. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tonalá	Capacitor	115	7.5	abr-23	abr-29
Villaflores Dos	Capacitor	115	7.5	abr-23	abr-29
Arriaga	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-29
Total			**30.0**		

CUADRO 9.4.1.2. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tonalá	Alimentador ampliación	1	115	abr-23	abr-29
Villaflores Dos	Alimentador ampliación	1	115	abr-23	abr-29
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 593.080 millones de pesos de 2023 (28.79 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Los Cuadros 9.4.1.3, al 9.4.1.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.1.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Villaflores Dos – Tonalá	115	1	53.0	abr-23	abr-29
Total			**53.0**		

CUADRO 9.4.1.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Villaflores Dos	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-29
Total			**15.0**		

CUADRO 9.4.1.5. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Teapa Tabasco	Alimentador ampliación	2	115	abr-23	abr-29
Pichucalco	Alimentador ampliación	1	115	abr-23	abr-29
Total		**3**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.1.6 y 9.4.1.7 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 9.4.1.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.1.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
48.93	20.40	1692.52	1070.46	91.87	622.06	6.77

CUADRO 9.4.1.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
48.93	14.023	1822.68	1198.11	535.24	624.57	1.167

CUADRO 9.4.1.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Límite de Transmisión	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	101.804	593.080

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las subestaciones de la zona de influencia.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[65] PERTENECIENTES A LA GCR OCCIDENTAL

P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia

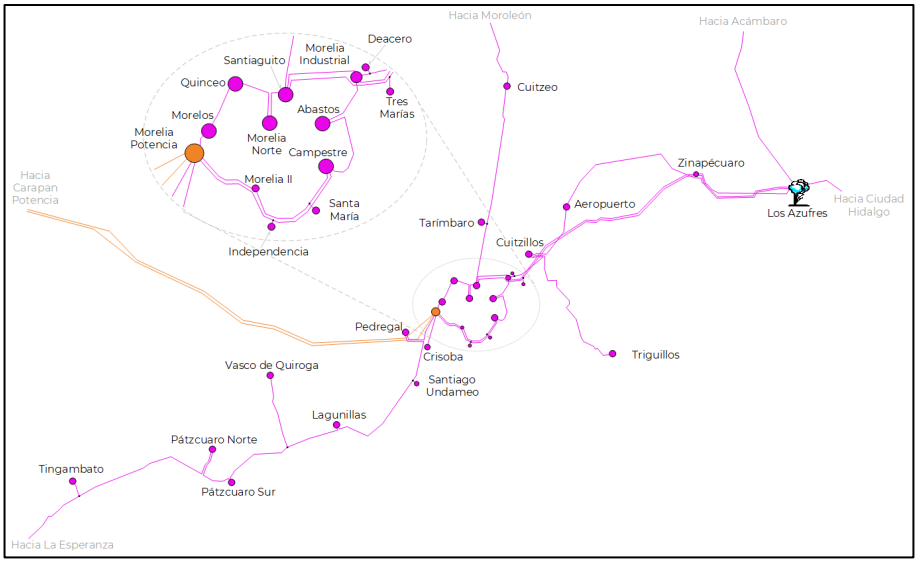
Diagnóstico operativo.

La zona Morelia está constituida por la ciudad de Morelia y municipios aledaños, entre los que se encuentran Pátzcuaro, Tarímbaro y Zinapécuaro. El suministro de energía eléctrica se realiza a través de la Red Eléctrica de 115 kV, la cual es alimentada principalmente por dos Transformadores 230/115 kV en la Subestación (SE) Morelia Potencia de 100 MVA cada uno y la Central Eléctrica Geotérmica Los Azufres con capacidad de 275 MW.

Cuenta con enlaces hacia la zona Salamanca a través de las LT Los Azufres-73530-Acambaro y Cuitzeo-73170-Moroleón, hacia la zona Uruapan a través de la LT Pátzcuaro Norte-73460-La Esperanza y hacia la zona Zitácuaro a través de la LT Los Azufres-73560-Ciudad Hidalgo.

En la Figura 9.4.2.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las SE Morelia Potencia y Los Azufres que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Morelia.

FIGURA 9.4.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



En 2023, los Transformadores de la SE Morelia Potencia alcanzaron valores superiores al 90 % de su capacidad, debido a indisponibilidad del Transformador paralelo. Con la finalidad de evitar una sobrecarga en los Transformadores, a manera de estrategia operativa se segregó la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Zitácuaro, demeritando la Confiabilidad del Sistema Eléctrico.

La problemática que se presenta ante indisponibilidad de algún banco de transformación se agrava cuando se tiene una generación de energía eléctrica baja en la CE Los Azufres. En 2023, más de la mitad del año el despacho de la Central Los Azufres se mantuvo por debajo de los 172 MW, lo que se traduce en un factor de planta del 62 %. Esta situación se debe principalmente a los mantenimientos que se deben realizar a las Unidades de Central Eléctrica. Es importante mencionar que, en 2021, debido al bajo

[65] Las Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

despacho de la CE Los Azufres, se segregó la Red Eléctrica de 115 kV en condiciones de Red Eléctrica completa como Estrategia Operativa para evitar la pérdida en cascada de elementos de la zona y colapso de Centros de Carga ante la salida de operación de alguno de los Transformadores.

Además de la problemática de los bancos de transformación mencionada, debido a la topología radial y largas longitudes de las Líneas de Transmisión, ante la salida de operación en los elementos de transmisión, se presentan niveles de tensión por debajo del límite operativo establecido en el CdR. Actualmente, se tienen esquemas de protección por baja tensión implementados en la zona para mitigar esta problemática.

Al cierre del 2023, la Demanda Máxima Coincidente de Zona (DMCZ) fue de 262 MW, se pronostica una TMCA a 15 años, del 3.12 % obtenida del Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2038 elaborado por CENACE. Con lo anterior la demanda pronosticada para el 2029 será de 321 MW.

La Contingencia Sencilla más Severa (CSS) en la zona de influencia es la salida del AT-01 de la SE Morelia Potencia, ocasionando sobrecarga en el banco de transformación paralelo, con lo cual la máxima demanda en la zona para soportar el disparo de dicho elemento es de 255 MW.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la zona Morelia; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Línea de Transmisión doble circuito, con una longitud estimada de 4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la SE Pedregal en la actual LT Morelia Potencia – 73320 – Crisoba (1)
- Puesta en servicio de la LT Morelia Potencia-Santiaguito, actualmente se encuentra el circuito tendido y disponible (2)

Transformación:

- Un banco de transformación trifásico de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV en la SE Morelia Potencia. Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (3)

Compensación:

- Traslado de un banco de capacitores de 9 MVAr de capacidad en 115 kV de la SE Lagunillas a la SE Pátzcuaro Norte. (4)
- Un banco de capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Lagunillas. (5)
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Morelia Industrial. (6)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Morelia Potencia para la puesta en servicio de la LT Morelia Potencia – Santiaguito (7)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Santiaguito para la puesta en servicio de la LT Morelia Potencia – Santiaguito (8)
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Pedregal para la conexión del entronque en la LT Morelia Potencia – 73320 – Crisoba (9)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Pátzcuaro Norte para la conexión del banco de capacitores de 22.5 MVAr (10)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Morelia Industrial para la conexión del banco de capacitores de 30 MVAr (11)

- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Morelia Norte – 73140 – Santiaguito (ambos extremos) para alcanzar el límite térmico del conductor (12)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Pátzcuaro Norte – 73460 – La Esperanza (ambos extremos) para alcanzar el límite térmico del conductor (13)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Santiaguito – 73040 – Cuitzeo (ambos extremos) para alcanzar el límite térmico del conductor (14)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Morelia Potencia – 73120 – Morelos (ambos extremos) para alcanzar el límite térmico del conductor (15)
- Recalibración del bus de 115 kV de la SE Morelia Potencia para que soporte al menos 300 MVA (16)

Alternativa 2

Transmisión:

- Línea de Transmisión doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para entroncar la nueva SE Rodeo en la actual LT Carapan Potencia – 93910 – Morelia Potencia (1)
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la nueva SE Rodeo en la actual LT Morelia Potencia – 73310 – Pedregal (2)
- LT doble circuito, tendido del primero, con una longitud estimada de 4.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar la nueva SE Rodeo en la actual LT Morelia Potencia – 73330 – Morelia II, dejando deshabilitado el tramo del punto de entronque hacia la SE Morelia Potencia (3)
- Puesta en servicio de la LT Morelia Potencia-Santiaguito, actualmente se encuentra el circuito tendido y disponible (4)

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la nueva SE Rodeo. Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (5)

Compensación:

- Traslado de un banco de capacitores de 9 MVAr de capacidad en 115 kV (incluye interruptor) de la SE Lagunillas a la SE Pátzcuaro Norte (6)
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Lagunillas (7)
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Morelia Industrial (8)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Rodeo para la conexión del entronque en la LT Carapan Potencia – 93910 – Morelia Potencia (9)
- Un alimentador en 230 kV en la nueva SE Rodeo para el amarre de barras de 230 kV (10)
- Tres alimentadores en 115 kV en la nueva SE Rodeo para la conexión de los entronques en las LT Morelia Potencia – 73310 – Pedregal y Morelia Potencia – 73330 – Morelia II (11)
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Rodeo para el amarre de barras de 115 kV (12)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Santiaguito para la puesta en servicio de la LT Morelia Potencia – Santiaguito, en la SE Morelia Potencia se usará el alimentador disponible de la LT Morelia Potencia – 73330 – Morelia II (13)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Morelia Norte – 73140 – Santiaguito (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 108 MVA (14)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Pátzcuaro Norte – 73460 – La Esperanza (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 120 MVA (15)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Santiaguito – 73040 – Cuitzeo (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 108 MVA (16)

- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Pátzcuaro Norte – 73450 – Pátzcuaro Sur (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 108 MVA (17)
- Cambio de Transformadores de Corriente en LT Morelia Potencia – 73120 – Morelos (ambos extremos) para alcanzar un límite operativo de al menos 108 MVA (18)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Lagunillas para la conexión del banco de capacitores de 30 MVAr. (19)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Morelia Industrial para la conexión del banco de capacitores de 30 MVAr (20)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 9.4.2.2 y 9.4.2.3, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 9.4.2.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

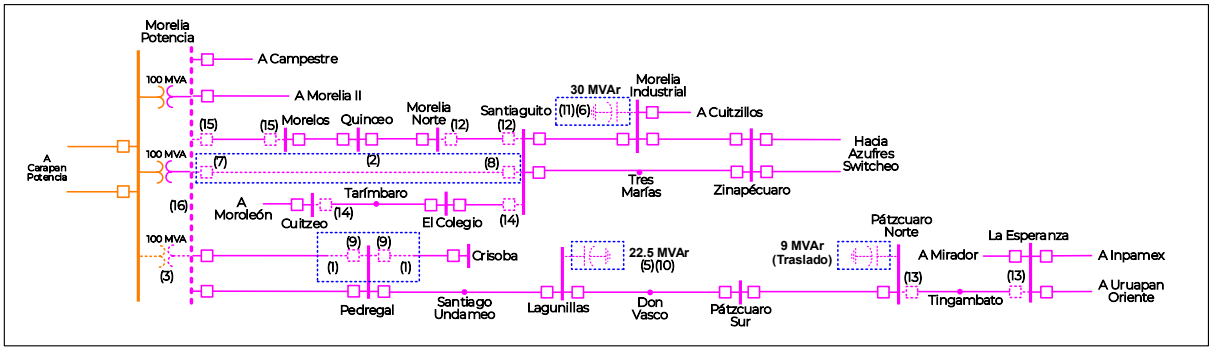
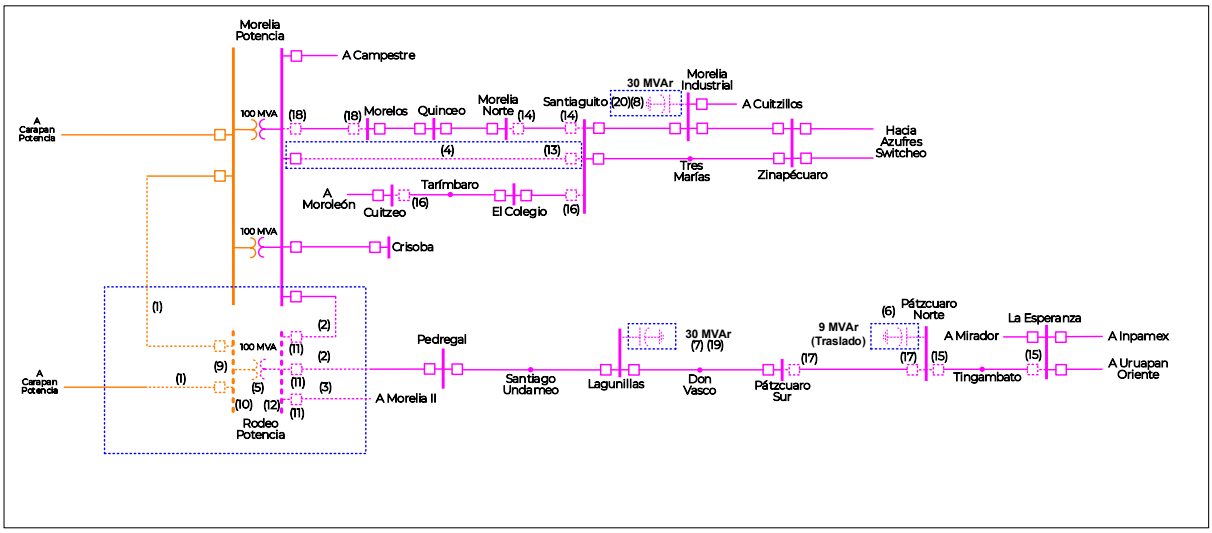


FIGURA 9.4.2.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **478.2 millones de pesos de 2023** (23.2 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un banco de transformación de 100 MVA con relación 230/115 kV, 52.5 MVAr de compensación reactiva adicional en 115

kV, reubicación de un banco de capacitores de 9.0 MVAr y la construcción de 8 km-c de Línea de Transmisión en 115 kV y puesta en servicio de un circuito ya tendido en 115 kV. Los Cuadros 9.4.2.1 al 9.4.2.4 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.2.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pedregal entronque Morelia Potencia – 73320 – Crisoba	115	2	8.0	abr-29	abr-29
Morelia Potencia – Santiaguito 1/	115	1	10.0	abr-29	abr-29
Total			**18.0**		

1/ Circuito existente, solo se considera la puesta en operación

CUADRO 9.4.2.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Morelia Potencia	1	AT	100.0	230/115	abr-29	abr-29
Total			**100.0**			

AT.Autotransformador

CUADRO 9.4.2.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pátzcuaro Norte MVAr 2/	Capacitor	115	9.0	abr-29	abr-29
Lagunillas MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-29	abr-29
Morelia Industrial MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	abr-29
Total			**61.5**		

2/ Traslado, banco existente en la SE Lagunillas

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 668.6 millones de pesos de 2023 (32.5 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Rodeo, un autotransformador de 100 MVA con relación 230/115 kV, 60 MVAr de compensación reactiva adicional en 115 kV, reubicación de un banco de capacitores de 9.0 MVAr, la construcción de 2 km-c de línea de transmisión en 230 kV, 4.5 km-c de línea de transmisión en 115 kV y puesta en servicio de un circuito tendido en 115 kV. Los Cuadros 9.4.2.5 al 9.4.2.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.2.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Morelia Potencia	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Santiaguito	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Pedregal	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Morelia Norte	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Santiaguito	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	2	115	abr-29	abr-29
Pátzcuaro Norte	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
La Esperanza	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Cuitzeo	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Morelia Potencia	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Morelos	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Morelia Potencia	Modernización de equipamiento serie (Bus)	1	115	abr-29	abr-29
Total		**13**			

CUADRO 9.4.2.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Rodeo entronque Carapan Potencia – Morelia Potencia (93910)	230	2	2.0	abr-29	abr-29
Rodeo entronque Morelia Potencia - Pedregal (73310)	115	2	0.2	abr-29	abr-29
Rodeo entronque Morelia Potencia – Morelia II (73330), tendido primer circuito	115	1	4.3	abr-29	abr-29
Morelia Potencia – Santiaguito (puesta en servicio)	115	1	10.0	abr-29	abr-29
Total			**16.5**		

CUADRO 9.4.2.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Rodeo	4	AT	33.33	230/115	abr-29	abr-29
Total			**133.33**			

AT. Autotransformador

CUADRO 9.4.2.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pátzcuaro Norte MVAr (traslado)	Capacitor	115	9.0	abr-29	abr-29
Lagunillas MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	abr-29
Morelia Industrial MVAr	Capacitor	115	30	abr-29	abr-29
Total			**69**		

CUADRO 9.4.2.8. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Rodeo	Alimentador nuevo	3	230	abr-29	abr-29
Rodeo	Alimentador nuevo	4	115	abr-29	abr-29
Santiaguito	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Morelia Norte	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Santiaguito	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	2	115	abr-29	abr-29
Pátzcuaro Norte	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	2	115	abr-29	abr-29
La Esperanza	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Cuitzeo	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Morelia Potencia	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Pátzcuaro Sur	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Total		**17**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.2.9 y 9.4.2.10 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación probabilístico y en el Cuadro 9.4.2.11 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.2.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA MODELO PROBABILÍSTICO PARA ALTERNATIVA 1

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	beneficio neto	Relación B/C
62,994.8	1,375,008.8	1,438,003.6	440,139.6	997,843.4	3.27

Miles de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.2.10. EVALUACIÓN ECONÓMICA MODELO PROBABILÍSTICO PARA ALTERNATIVA 2

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	beneficio neto	Relación B/C
49,666.6	1,406,588.6	1,456,275.8	613,653.4	842,622.4	2.37

Miles de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.2.11. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	478.2	668.6

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Morelia.

P24-OC2 Suministro de Energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la Zona Irapuato

Diagnóstico operativo.

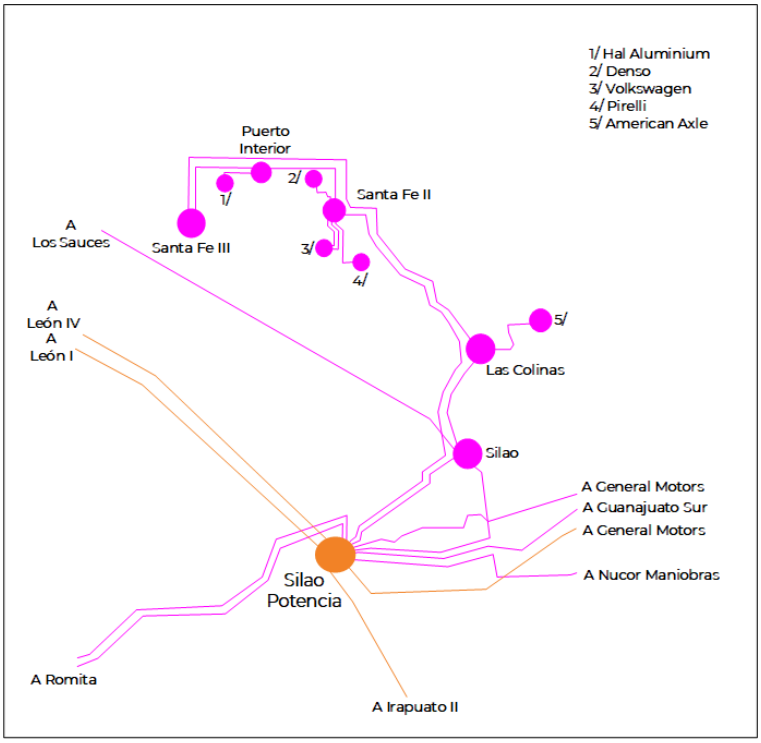
Actualmente la Red Eléctrica del Puerto Interior en el estado de Guanajuato comprende las SE: Silao, Las Colinas, Santa Fe III, Puerto Interior y Santa Fe II. Las Subestaciones Eléctricas mencionadas forman un anillo que se alimenta en 115 kV desde la SE Silao Potencia.

La Red Eléctrica del Puerto Interior tiene su fuente de alimentación desde la SE Silao Potencia, que se conecta a la SE Silao por medio de las LT 73530 y 73600, con límite de transmisión declarado por el transportista de 114 MVA y 73 MVA, respectivamente. A su vez la SE Silao Potencia se conecta con la SE Las Colinas por medio de la LT 73700, la SE Las Colinas se conecta con la SE Santa Fe III con la LT 73D60, la SE Santa Fe III se conecta con la SE Puerto Interior con la LT 73D90, también la SE Puerto Interior se conecta con la SE Santa Fe II por la LT 73D20 y por último la SE Santa Fe II se conecta a la SE Silao Potencia por la LT 73D10, todas las Líneas de Transmisión descritas tienen una cargabilidad declarada por el transportista de 114 MVA.

Por otro lado, la energía eléctrica para abastecer la demanda de la Red Eléctrica del Puerto Interior es proveniente de la SE Silao Potencia que tiene instalados tres bancos de transformación con relación de transformación de 230/115 kV de 100 MVA cada uno, los cuales durante el 2023 alcanzaron valores máximos de alrededor de 75 MVA cada uno, y esa situación puso a la Red Eléctrica de la zona Irapuato en una condición vulnerable, dado que al presentarse una contingencia en uno de los bancos de transformación, se hubiera presentado la sobrecarga de los que se mantuvieran en servicio.

En la Figura 9.4.3.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las SE Silao Potencia, Silao, Las Colinas, Santa Fe III, Puerto Interior y Santa Fe II además de algunas de las principales cargas industriales de la zona de influencia.

FIGURA 9.4.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



Durante el 2023, la Demanda Máxima alcanzada en la Red Eléctrica que comprende las Subestaciones Eléctricas del Puerto Interior, alcanzó un flujo máximo de 178 MW, de los cuales la SE Santa Fe II concentro el 43.8 % del total de la carga (78 MW), mientras que la diferencia se presentó en las Subestaciones Eléctricas restantes.

Con los niveles de carga alcanzados en el 2023 en la Red Eléctrica del Puerto Interior se tuvo el riesgo de que ante la salida de operación de algunas Líneas de Transmisión se presentaran violaciones de tensión y/o sobrecargas. Por ejemplo, ante la salida de operación de la LT Silao – 73700 – Las Colinas se presentaría sobrecarga en la LT Silao Potencia – 73D10 – Santa Fe II, además de presentarse violaciones de tensión en todas las Subestaciones del Puerto Interior. De manera similar ante la contingencia de la LT Silao Potencia – 73D10 – Santa Fe II, se hubiera presentado la sobrecarga de las LT Silao Potencia – 73660 – Silao, Silao – 73700 – Las Colinas y Las Colinas – 73D60 – Santa Fe III, además de violaciones de tensión en todas las Subestaciones del Puerto Interior.

Para las condiciones de Demanda Máxima previstas en la Red Eléctrica del Puerto Interior para el 2029 (279.67 MW) y considerando en servicio los proyectos instruidos; P17-OC7 Línea de Transmisión Silao Potencia - Las Colinas y P15-OC3 Compensación Capacitiva Occidente, se espera que las condiciones de la Red Eléctrica del Puerto Interior sean aún más críticas, desencadenando posibles afectaciones a Centros de Carga, al operar Esquemas de Protección de Sistema (EPS) y/o desconexión de Líneas de Transmisión por sobrecarga. Por ejemplo, si se considera la falla y salida de operación de la LT Las Colinas – 73D60 – Santa Fe III (hacia Santa Fe IV), se presentará la sobrecarga de la LT Silao Potencia – 73D10 – Santa Fe II, alcanzando el 172 % de su capacidad nominal, además de violaciones en tensión de toda la Red Eléctrica del Puerto Interior. También ante la salida de operación de la LT Silao Potencia – 73D10 – Santa Fe II, se presentaría la sobrecarga de las LT; Silao – 73700 – Las Colinas al 138 %, Las Colinas – 73D60 – Santa Fe III (hacia Santa Fe IV) al 167 % y Santa Fe III – 73D90 – Puerto Interior al 114 %, además de presentarse violaciones de tensión en todas las SE de la Red Eléctrica del Puerto Interior.

Por otro lado, también por las condiciones de demanda previstas para el 2029 de acuerdo con el Pronóstico de Demandas por Subestaciones 2024 -2044 elaborado por CENACE, se espera que ante falla

y salida de operación de alguno de los bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA de la SE Silao Potencia, los dos que se mantienen en servicio superen el 120 % de su capacidad nominal.

Por todo lo mencionado anteriormente, se vuelve indispensable contar con un proyecto de expansión que refuerce la Red Eléctrica del Puerto Interior derivado del crecimiento tan importante que se espera en los próximos años. Por lo que se proponen dos Alternativas para la solución a las problemáticas descritas.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la zona de Carga Irapuato; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 10 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV, para entroncar la SE Puerto Interior en la actual LT Silao Potencia – 93450 – León IV (1)

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Puerto Interior. Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (2)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Puerto Interior, para la conexión de las nuevas LT Silao Potencia – 93OC0 – Puerto Interior y Puerto Interior – 93OC0 – León IV (3)
- Un alimentador en 230 kV en la SE Puerto Interior, para el amarre de buses (4)
- Construcción del Bus Auxiliar en 115 kV en la SE Puerto Interior (5)
- Seis juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Puerto Interior para completar el arreglo de Bus Principal – Bus Auxiliar (6)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Puerto Interior para el amarre de buses (7)

Alternativa 2

Transmisión:

- LT de doble circuito, tendido del primero, con una longitud estimada de 20 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, para formar la nueva LT León IV a Puerto Interior (1)
- LT de doble circuito, tendido del primero, con una longitud estimada de 4.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, para reubicar un tramo de la trayectoria Silao Potencia – 73660 – Silao para alcanzar un límite operativo de al menos 180 MVA (2)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE León IV, para la conexión de la LT León IV – 73OC0 – Puerto Interior (3)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Puerto Interior, para la conexión de la LT León IV – 73OC0 – Puerto Interior (4)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 9.4.3.2 y 9.4.3.3, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 9.4.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

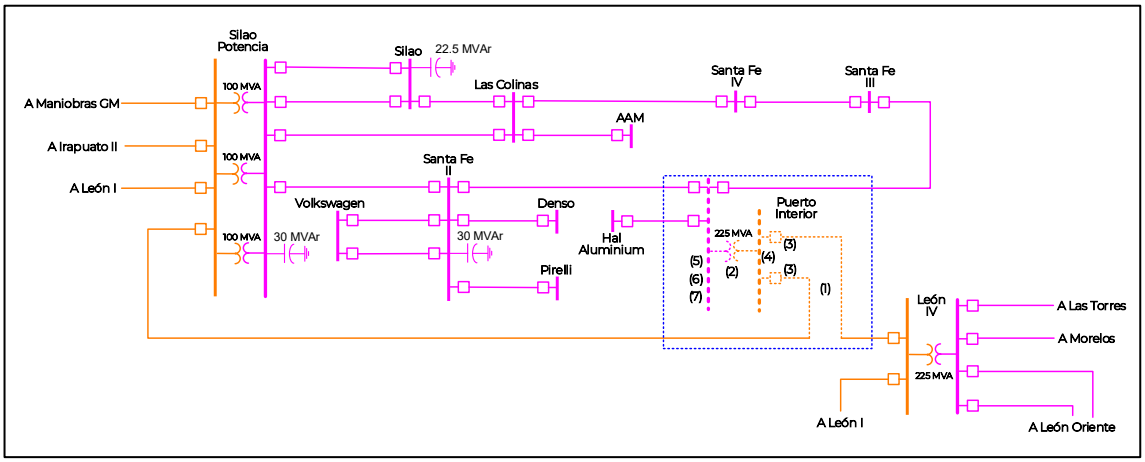
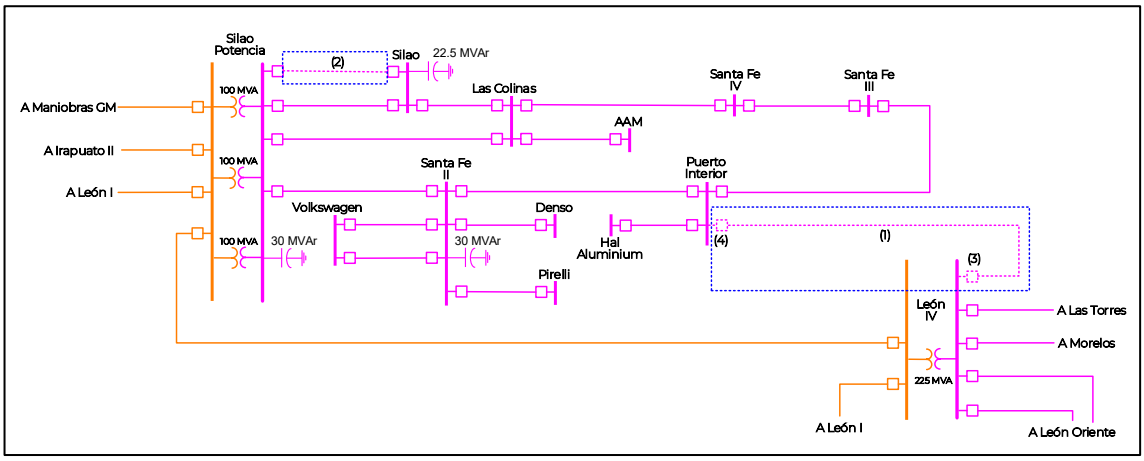


FIGURA 9.4.3.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **587.9 millones de pesos de 2023** (28.5 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de un transformador de 225 MVA con relación 230/115 kV, la construcción de aproximadamente 20.0 km-c de Línea de Transmisión en 230 kV y la conversión de Bus Principal a Bus Principal – Bus Auxiliar de la SE Puerto Interior en 115 kV. Los Cuadros 9.4.3.1 al 9.4.3.3 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.3.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puerto Interior entronque León IV – Silao Potencia (93450)	230	2	20.0	abr-29	abr-29
Total			**20.0**		

CUADRO 9.4.3.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puerto Interior	4	AT	75.0	230/115	abr-29	abr-29
Total			**300**			

AT. Autotransformador

CUADRO 9.4.3.3. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puerto Interior	Alimentador ampliación	2	230	abr-29	abr-29
Puerto Interior	Alimentador amarre	1	230	abr-29	abr-29
Puerto Interior	Alimentador amarre	1	115	abr-29	abr-29
Puerto Interior	Bus nuevo (Bus 2)	1	115	abr-29	abr-29
Puerto Interior	Cuchillas	6	115	abr-29	abr-29
Total		**11**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 515.5 millones de pesos de 2023 (25 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de la construcción de 24 km-c de Línea de Transmisión en 115 kV. Los Cuadros 9.4.3.4 al 9.4.3.5 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.3.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
León IV – Puerto Interior /1	115	2	20	abr-29	abr-29
Silao Potencia – Silao (73660) /1 /2	115	2	4	abr-29	abr-29
Total			**24**		

1/ Tendido del primer circuito.
2/ Tramo para reubicar parte de la LT calibre 266 KCM ACSR con invasión de derecho de vía sobre estructuras H.

CUADRO 9.4.3.5. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
León IV	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Puerto Interior	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Total		**2**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.3.6 y 9.4.3.7 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 9.4.3.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.3.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
337.8	159.3	3113.6	1928.2	551.5	1185.37	2.15

CUADRO 9.4.3.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
149.8	176.49	1718.4	1041.5	486.0	676.84	1.39

CUADRO 9.4.3.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Límite de Transmisión	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Mayor	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	587.9	515.5

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona de Irapuato, particularmente en la Red Eléctrica del Puerto Interior y en la transformación de la SE Silao Potencia en el estado de Guanajuato.

P24-OC3 Suministro de Energía para la Región Querétaro

La ubicación estratégica de la región de Querétaro en conjunto con las regiones de San Juan del Río y San Luis de La Paz por su localización geográfica y vocación empresarial, han conformado una región muy atractiva para la captación de nuevas inversiones, tanto nacional como extranjera, como la reubicación de empresas internacionales (nearshoring). Estas inversiones se han visto reflejadas en diversos sectores industriales. En fechas recientes, ha habido un creciente interés por la instalación de centros de datos en esta región, los cuales son altamente intensivos en el consumo de electricidad. Dado que las tres zonas se encuentran cercanas entre sí, los análisis eléctricos debe considerarlas en conjunto dado el estrecho vínculo económico y eléctrico que poseen. Se estima que el consumo en la región de Querétaro en la mediana empresa y gran industria representará el 82.4 % al 2038, en las regiones de San Juan del Río y San Luis de La Paz el 64.1 %, y con un consumo per cápita en 2038 de 9,351 kWh/hab., equivalente a un incremento del 43.86 % respecto al estimado en 2024.

Por tanto, SENER ha solicitado al CENACE desarrollar una propuesta de la infraestructura eléctrica necesaria para cumplir con la política energética Nacional y dar atención al crecimiento de la demanda y solicitudes de conexión de Centros de Carga que impactan a la Red Eléctrica de que suministra energía eléctrica al estado de Querétaro.

Diagnóstico operativo.

La Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro, es principalmente alimentada desde la Red Eléctrica de 230 kV por medio de las SE Querétaro I, Conín y Querétaro Potencia, con una capacidad actual de transformación combinada de 900 MVA, considerando la obra remedial de la SE Querétaro I (sustitución de un transformador de 100 MVA por uno de 225 MVA formado con fases de reserva); la zona San Luis de la Paz tiene una capacidad de transformación de 525 MVA, distribuidos en las SE San Luis de la Paz II (300 MVA) y SE Santa Fe (225 MVA). Finalmente, la zona San Juan del Río tiene como fuente de alimentación principal en nivel de 115 kV, la transformación de las SE El Sauz (200 MVA) y la SE San Juan Potencia (225 MVA), cuenta además con generación local, en donde la principal aportación es de la CE El Sauz con 591 MW de capacidad instalada, de los cuales 270 MW se inyectan directamente en la red de 115 kV.

En los últimos años se ha presentado un gran incremento de demanda de energía eléctrica en zona de Querétaro, San Juan del Río y San Luis de la Paz, principalmente al oriente de la ciudad de Querétaro en los municipios de El Marqués, Colón y Pedro Escobedo, las cuales se encuentran dentro del ámbito de la GCR Occidental. Esto se ha visto reflejado en las necesidades de incrementar la transformación a media tensión de la División de Distribución Bajío (DDB), la cual ha representa 31 elementos de transformación de alta/media tensión, para una capacidad adicional de 700.6 MVA hacia media tensión entre 2024 y 2030.

El crecimiento industrial que se ha experimentado en las zonas de Querétaro, San Juan del Río y San Luis de la Paz, traen como consecuencia un incremento en la tasa poblacional, en donde actualmente la población de las tres zonas es de aproximadamente 1.67 millones de habitantes y se estima que llegue a 2 millones dentro de los próximos 15 años, siendo la ciudad de Querétaro la que capte el 50 % de esta población. Los Usuarios Finales que tienen contrato actualmente son aproximadamente 1.26 millones y se prevé un crecimiento hasta llegar a aproximadamente a los 1.63 millones en el año de 2038.

A través del Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC)[66] se reciben solicitudes de incremento de demanda de los Centros de Carga actuales y de nuevos Centros de Carga. Actualmente, se tienen proyectos con prelación para su entrada en operación, con una capacidad solicitada de 1,310 MW y proyectos en estudio con una capacidad aproximada de 850 MW. De acuerdo con el PDS 2024-2038 elaborado por el CENACE, se estima una TMCA a cinco años para las zonas Querétaro, San Juan de Río y San Luis de la Paz de 8.4%, 5.5 % y 4 % y a diez años del 6 %, 4.3 % y 2.8 %, respectivamente; por lo que, la zona Querétaro es la de mayor crecimiento para la GCR Occidental, representando más del 50% del crecimiento esperado en el corto plazo.

Derivado de la intensa solicitud de demanda por parte de los Centros de Carga nuevos, así como de los proyectos de la DDB, se ha visto la necesidad de solicitar Obras de Refuerzo muy onerosas y en algunos casos solicitar la conexión de los proyectos en la Red Eléctrica de 230 kV y 400 kV, con la finalidad de disponer de las condiciones técnicas adecuadas para proporcionar el servicio con el menor número de Obras de Refuerzo y con ello continuar manteniendo la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

En el Cuadro 9.4.4.1 se muestra un resumen de las obras asociadas que se han solicitado a proyectos a conectarse en la zona de estudio.

[66] Colas de interconexión abril 2024

CUADRO 9.4.4.1. OBRAS ASOCIADAS A CENTROS DE CARGA DE LA ZONA DE ESTUDIO.

TIPO DE OBRA	kV	km-c /1	MVA	MVAr	Alimentador o Interruptor	Transformador de Corriente	Cuchillas	Bus
Transmisión	400	2.8	-	-	-	-	-	
Transmisión	230	0.4	-	-	-	-	-	
Transmisión	115	131.97	-	-	-	-	-	
Transformación	400/230	-	-	-	-	-	-	
Transformación	400/115	-	875	-	-	-	-	
Transformación	115/34.5	-	80	-	-	-	-	
Transformación	115/13.8	-	190	-	-	-	-	
Compensación	115	-	-	30	-	-	-	
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	4	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	-	3	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	-	32	7	6	6
TOTAL		**135.17**	**1,055**	**30**	**39**	**7**	**6**	**6**

/1 Las distancias pueden cambiar una vez concluidas las obras.

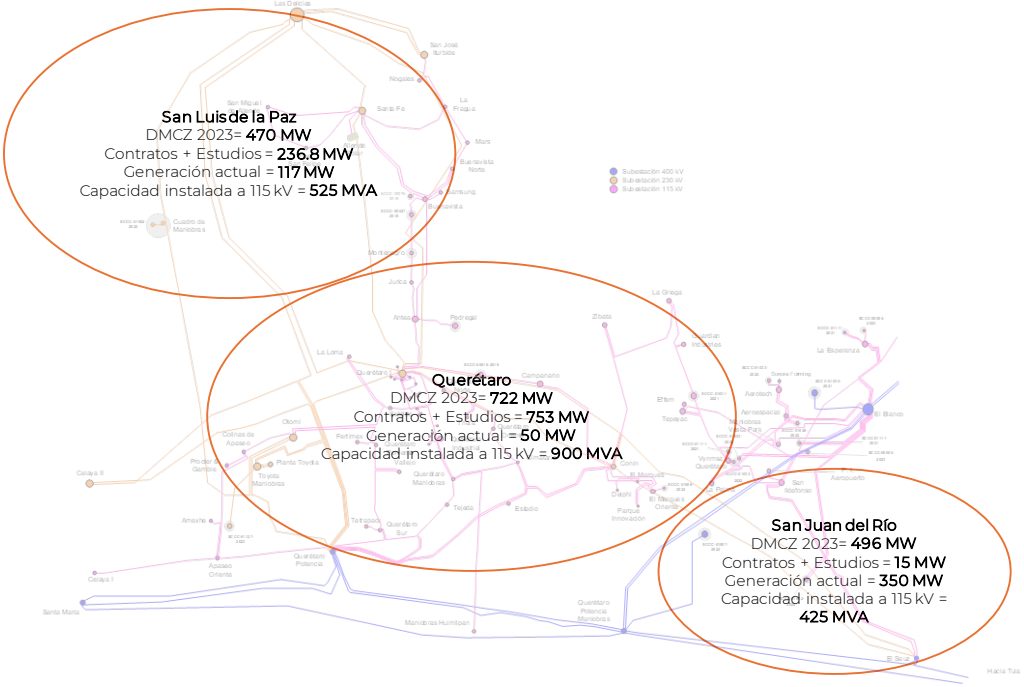
En la Figura 9.4.4.1, se representa la capacidad de transformación con la que se cuenta en la actualidad de 400 kV o 230 kV hacia niveles de tensión de 115 kV, que son la fuente de alimentación para los Centros de Carga instalados en esta zona, también se muestra la Demanda Máxima Coincidente de Zona (DMCZ) que se registró en el año de 2023 en niveles de tensión iguales o menores a 115 kV, así como las solicitudes de conexión con prelación o en estudios (se excluyen solicitudes y Centros de Carga en tensiones mayores a 115 kV).

De aquí se puede observar, que la DMCZ ya acontecida en 2023 más las solicitudes de conexión, exceden la capacidad instalada actual, lo que provocaría no garantizar el Suministro Eléctrico con Calidad, Continuidad y Confiabilidad.

Por lo anterior, se han instruido 11 obras para ampliar la Red Eléctrica de la zona, siendo la transformación hacia la Red Eléctrica de 115 kV las obras más representativas, las cuales han sufrido retrasos constructivos y únicamente se ha concluido la construcción del proyecto *"P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro"*, lo que ha generado la necesidad de aplicar Estrategias Operativas de seccionamiento de Red Eléctrica, obras remediales como la sustitución del AT-01 de la SE Querétaro I de 100 MVA por uno de 225 MVA utilizando fases de reserva de otras Subestaciones Eléctricas, la implementación de EAR, entre otras acciones operativas, con la finalidad de seguir suministrando energía eléctrica a los Usuarios Finales y evitar que se superen los límites operativos de la Red Eléctrica aún sin la ocurrencia de la CSS.

En el Cuadro 9.4.4.2 se muestran las obras asociadas a los proyectos instruidos que tienen impacto en la zona de estudio.

FIGURA 9.4.4.1. CAPACIDADES INSTALADAS EN LAS ZONAS DE ESTUDIO Y DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DE ZONA REGISTRADA EN 2023[67].



9.4.4.2. OBRAS ASOCIADAS A LOS PROYECTOS INSTRUIDOS DE LA ZONA DE ESTUDIO.

TIPO DE OBRA	kV	km-c /1	MVA	MVAr
Transmisión	400	616	-	-
Transmisión	230	291.9	-	-
Transmisión	115	84.4	-	-
Transformación	400/230	-	875	-
Transformación	230/115	-	1,408.3	-
Compensación	400	-	-	275
Compensación	230	-	-	390
Compensación	115	-	-	315
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	-
TOTAL		**992.3**	**2,283.3**	**980**

/1 Las distancias pueden cambiar una vez concluidas las obras.

Los proyectos instruidos que tienen retrasos importantes en su construcción se enlistan a continuación:

- P15-OC6 Compensación Capacitiva Occidente.
- P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución).
- P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4.

[67] Colas de Conexión abril 2024.

- P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac.
- P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío.
- P19-OC2 San José Iturbide Banco 4.
- P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro.
- M19-TC1 Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie.
- P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro.
- P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro.
- I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País.

El gran crecimiento de demanda mencionado ha ocasionado que se incremente la energía eléctrica transmitida en la Red Eléctrica de 230 kV y 400 kV, principalmente en los corredores Las Delicias - Querétaro en 230 kV, el cual ha superado su Límite Operativo de Estado Operativo Normal en 1,222 horas anuales, 995 horas más respecto al año anterior, y Las Mesas – Querétaro en 400 kV, que es el enlace que más flujo de energía transporta en el ámbito de la GCROC, el cual transmitió 12,686 GWh hacia Querétaro en el año 2023.

Adicional al retraso significativo de las obras instruidas, se ha registrado una proliferación de la ocurrencia de eventos de vandalismo, los cuales han provocado que Líneas de Transmisión y equipos en Subestaciones Eléctricas, queden fuera de servicio con una larga duración para su restablecimiento, ya que no se cuenta con el refaccionamiento o no es posible hacer una reparación oportuna, provocando que se degrade la Confiabilidad del SIN. Por ende, se origina la necesidad de realizar cambios forzados en la topología y que se incremente el riesgo de abasto eléctrico a Usuarios Finales tanto industriales como residenciales ante la ocurrencia de otra contingencia. Se han reportado desde el 2021 a junio de 2023 un total de 382 fallas en la RNT, siendo los estados de Querétaro y Guanajuato los más afectados y con mayor recurrencia de vandalismo dentro de la GCR Occidental. Como parte de esta problemática, y de forma general, durante este periodo se tuvieron diversos eventos a causa de vandalismos con afectaciones a las LT Chipilo – 73800 – La Soledad, Vynmsa Querétaro – 73C20 – Aerotech, Conín – 73820-Estadio Corregidora, Las Delicias – 93100 -Querétaro, Santa María – 73M30 – Celaya Industrial, Celaya II – 73A10 – Amistad Bajío y Querétaro Maniobras – 73580 – Querétaro Potencia, y a la SE Querétaro Sur.

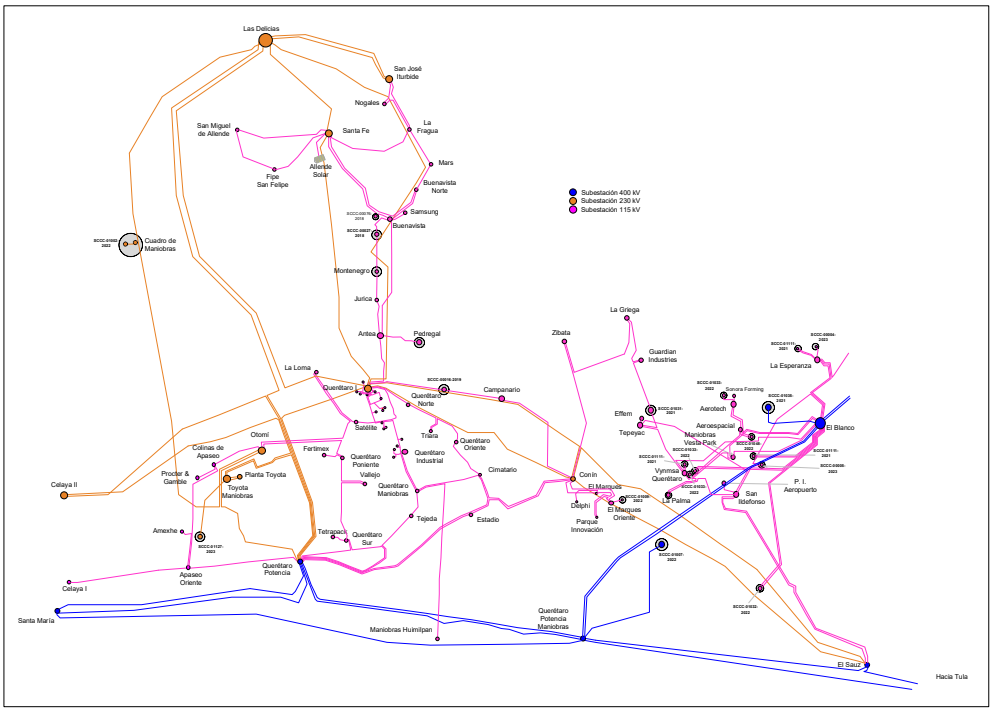
Para 2028, se espera que se adicionen a través de obras instruidas y obras de refuerzo solicitadas 1,650 MVA de transformación a 115 kV, en las actuales SE San José Iturbide (225 MVA), Querétaro Potencia (225 MVA) y Conín (225 MVA) y en dos nuevas SE denominadas Otomí (225 MVA) y El Blanco (750 MVA), además de que se reubiquen en su lugar de origen las fases de reserva utilizadas para la construcción del AT-01 225 MVA de la SE Querétaro I. Cabe señalar que se esperaba originalmente que en el año 2024 se concluyeran 4 obras con transformación, que hubieran representado una capacidad de transformación de 775 MVA, lo cual permitiría en estos momentos mejorar las condiciones de Confiabilidad al Suministro Eléctrico en la zona Querétaro.

En la Figura 9.4.4.2 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona de influencia esperada para 2028, además de algunas de las principales cargas industriales de la misma.

Para las condiciones de Demanda Máxima previstas en la Red Eléctrica de Querétaro, las solicitudes de Centros de Carga con Prelación y en estudio, así como la capacidad de los Data Center al máximo en las regiones Querétaro, San Juan del Río y San Luis de la Paz para el 2028 y considerando en servicio los proyectos instruidos y las obras de refuerzo solicitadas, se espera sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV, así como una sobrecarga superior al 20 % del transformador 400/115 kV de la SE El Blanco ante contingencia del transformador paralelo.

Por todo lo mencionado anteriormente, se vuelve indispensable contar con un proyecto de expansión que refuerce la Red Eléctrica derivado del crecimiento tan importante que se espera en los próximos años. Por lo que se proponen dos Alternativas para la solución a las problemáticas descritas.

FIGURA 9.4.4.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2028



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de las regiones Querétaro, San Juan de Río y San Luis de la Paz; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 115 kV mediante el tendido del segundo circuito, con una longitud aproximada de 2.0 km de un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en la trayectoria El Blanco – 73OC0 – La Esperanza. (1)
- Conexión de las LT Aeroespacial-73A60-Aerotech con Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro para formar la LT Aerotech-73OC0-Vynmsa Querétaro con cable de potencia subterráneo para alcanzar 179 MVA en sitio con una longitud aproximada de 0.6 km. (2)
- Línea de Transmisión aérea, tendido del segundo circuito, con una longitud aproximada de 13.6 km en 115 kV de un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en la trayectoria El Blanco - 73OC0 - Vynmsa Querétaro. (3)
- Línea de Transmisión en 115 kV de aproximadamente 1 km de doble circuito con cable subterráneo que alcance una capacidad de 179 MVA en sitio para entroncar la LT El Blanco – 73OC0 – Vynmsa Querétaro en la SE Aeroespacial. (4)
- Línea de Transmisión aérea en 230 kV de doble circuito de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR con una distancia aproximada de 6.5 km para entroncar la SE Toyota Maniobras en la actual LT Celaya II -93470- Querétaro Potencia. (5)

- Línea de Transmisión de doble circuito en 230 kV, un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR con una distancia aproximada de 1.5 km para entroncar la SE Montenegro en la actual LT Querétaro I – 93100 – Las Delicias. (6)
- Recalibración de 0.2 km de cable de potencia subterráneo en 115 kV de las actuales Líneas de Transmisión Querétaro Potencia – 73610 – Tejeda y Tejeda – 73840 – Querétaro Maniobras con cable de potencia subterráneo para alcanzar una capacidad de 179 MVA en sitio. (7)
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR, con una distancia aproximada de 8.3 km para entroncar la SE La Palma en la actual LT Marqués Oriente – 73140 – Parque Innovación. (8)
- Recalibración de 0.2 km de cable de potencia subterráneo en 115 kV de la actual línea de transmisión Parque Innovación – El Marqués con cable potencia de subterráneo que alcance una capacidad de 179 MVA en sitio. (9)

Transformación:

- Instalación de un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA de capacidad (no incluye fase de reserva) con relación de transformación 400/115 en la SE El Blanco. Incluye sus respectivos alimentadores en 115 y 400 kV. (10)
- Instalación de un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad (incluye fase de reserva) con relación de transformación 230/115 en la SE Montenegro. Incluye sus respectivos alimentadores en 115 y 230 kV. (11)

Compensación:

- Instalación de equipo de compensación dinámica, STATCOM, en 115 kV con capacidad de +/- 300 MVAr (300 inductivo, 300 capacitivo) en la SE El Blanco, incluye alimentador. Se considera que la definición del punto de conexión podría ser modificada en ejercicios subsecuentes dado el ritmo de crecimiento de demanda de la zona Querétaro y adiciones de capacidad de generación en la región noreste de México (12)
- Instalación de equipo de compensación capacitiva fija en la SE Montenegro en 115 kV con una capacidad de 45 MVAr. (13)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Construcción de alimentador en 115 kV en la SE El Blanco para nueva LT El Blanco – 73OC0 – Vynmsa Querétaro. (14)
- Construcción de alimentador en 115 kV en la SE Vynmsa Querétaro para nueva LT El Blanco – 73OC0 – Vynmsa Querétaro. (15)
- Construcción de dos alimentadores en 230 kV en la SE Toyota Maniobras para el entronque de la LT Celaya II -93470- Querétaro Potencia. (16)
- Dos interruptores de amarre en arreglo de barras principal y auxiliar en la SE Montenegro en 115 y 230 kV respectivamente. (17)
- Construcción de dos alimentadores en 230 kV en la SE Montenegro para el entronque de la LT Querétaro I – 93100 – Las Delicias, así como un alimentador en nivel de 115 kV, para conexión de compensación capacitiva fija. (18)
- Construcción de dos alimentadores en 115 kV en la SE La Palma para el entronque de la LT Marqués Oriente – 73140 – Parque Innovación. (19)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Querétaro Potencia- 73610- Tejeda para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (20)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Tejeda- 73840- Querétaro Maniobras para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (21)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT La Fragua – 73960- Buenavista Norte para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (22)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT El Marqués-73A30- Parque Innovación para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (23)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Buenavista-73650- Parque Jurica para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (24)

- Cambio de TC's en la SE Nogales de la LT Nogales-73970- Fragua para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (25)
- Juego de cuchillas en SE Querétaro Maniobras 115 kV, para alcanzar el límite de cargabilidad del conductor en la LT Tejeda – 73840 – Querétaro Maniobras. (26)
- Juego de cuchillas en SE La Fragua 115 kV, para alcanzar el límite de cargabilidad del conductor en la LT La Fragua – 73960- Buenavista Norte. (27)
- Juego de cuchillas en SE San José Iturbide 115 kV para alcanzar la capacidad térmica del conductor de la LT San José Iturbide – 73160 – Los Nogales. (28)
- Recalibración del bus de la SE Nogales en 115 kV con conductor de alta temperatura para alcanzar una capacidad de 220 MVA. (29)
- Juego de cuchillas en SE San Ildefonso 115 kV para alcanzar la capacidad térmica del conductor de la LT San Ildefonso – 73200 – Maniobras Vesta Park. (30)

Alternativa 2

Transmisión:

- Línea de Transmisión La Charca entronque LT Querétaro Potencia Maniobras – 73OC0- El Blanco, 1.7 km, dos circuitos, tres conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR. (1)
- Línea de Trasmisión La Charca entronque LT Querétaro Potencia Maniobras – 73OC0- El Blanco 1.7 km, dos circuitos, tres conductores por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR. (2)
- Línea de Transmisión La Charca- 73OC0 - Parque Innovación, 8.0 km, dos circuitos, un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR. (3)
- Línea de Transmisión para realizar entronque Vynmsa-73OC0- Aeroespacial con Tepeyac-San Ildefonso, 0.2 km, dos circuitos, un conductor por fase calibre 795 kcmil, tipo ACSR. (4)
- Línea de Transmisión La Charca entronque LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro 6.4 km, dos circuitos, un conductor por fase calibre 795 kcmil, tipo ACSR. (5)
- Línea de transmisión aérea en 230 kV de doble circuito de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR con una distancia aproximada de 6.5 km para entroncar la SE Toyota Maniobras en la actual LT Celaya II -93470- Querétaro Potencia. (6)
- Recalibración tramo subterráneo LT Querétaro Potencia- 73610- Tejeda y Tejeda-73840-Querétaro Maniobras, 1.0 km, dos circuitos, un conductor por fase con cable de potencia subterráneo para alcanzar una capacidad de 179 MVA en sitio. (7)
- Línea de transmisión de doble circuito en 230 kV, un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR con una distancia aproximada de 1.5 km para entroncar la SE Montenegro en la actual LT Querétaro I – 93100 – Las Delicias. (8)
- Recalibración de Línea de Transmisión aérea en 115 kV mediante el tendido del segundo circuito, con una longitud aproximada de 2.0 km de un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en la trayectoria El Blanco – 73OC0 – La Esperanza. (9)
- Recalibración de 0.4 km de cable de potencia subterráneo en 115 kV de la actual LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa con cable potencia de subterráneo que alcance una capacidad de 179 MVA en sitio. (10)

Transformación:

- Instalación de un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA de capacidad, (incluye fase de reserva), con relación de transformación 400/115 en la SE La Charca. Incluye sus respectivos alimentadores en 115 y 400 kV. (11)
- Instalación de un banco de transformación compuesto por 4 unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad (incluye fase de reserva) con relación de transformación 230/115 en la SE Montenegro. Incluye sus respectivos alimentadores en 230 kV. (12)

Compensación:

- Instalación de equipo de compensación, STATCOM, en 115 kV con capacidad de +/- 300 MVAr (300 inductivo, 300 capacitivo) en la SE El Blanco, incluye alimentador. Se considera que la definición del punto de conexión podría ser modificada en ejercicios subsecuentes dado el ritmo de crecimiento de

demanda de la zona Querétaro y adiciones de capacidad de generación en la región noreste de México (13)
- Instalación de equipo de compensación capacitiva fija en la SE Montenegro en 115 kV con una capacidad de 45 MVAr. (14)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

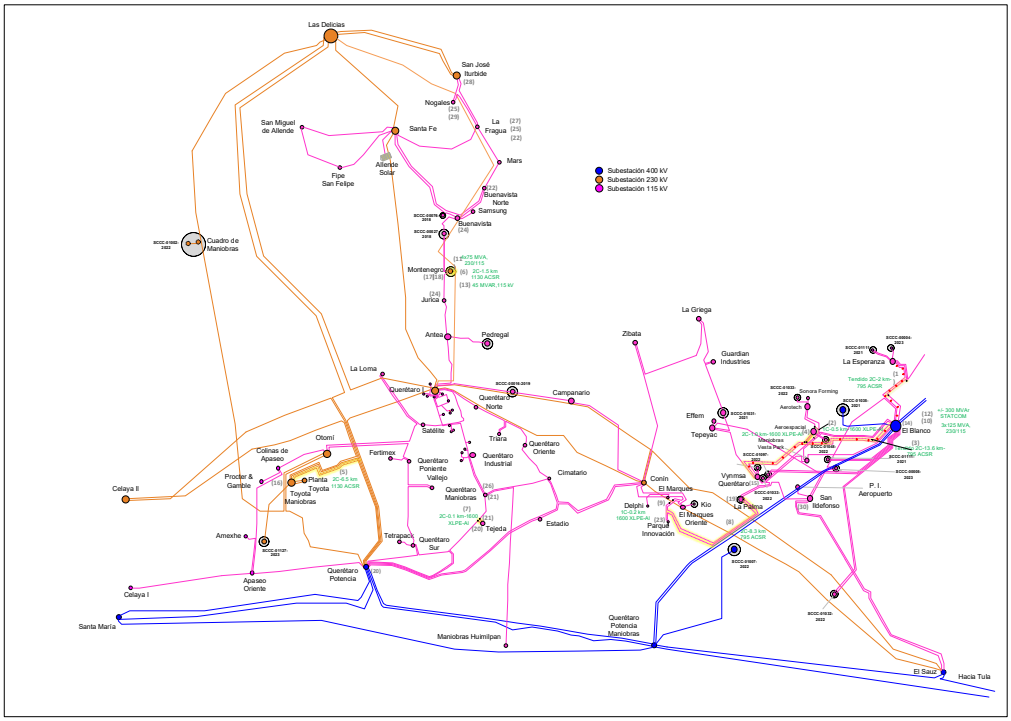
- Construcción de cuatro alimentadores en la SE La Charca 400 kV para Línea de Transmisión entronque Querétaro Potencia Maniobras – 73OC0- El Blanco. (15)
- Construcción de 4 alimentadores en la SE La Charca 115 kV para Línea de Transmisión La Charca- 73OC0 - Parque Innovación y LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro. (16)
- Construcción de 2 alimentadores en la SE Toyota Maniobras 230 kV para Línea de Transmisión Celaya II -93470- Querétaro Potencia. (17)
- Construcción de 2 alimentadores en la SE Montenegro 230 kV para la conexión de LT Querétaro I – 93100 – Las Delicias, así como un alimentar en nivel de 115 kV, para conexión de compensación capacitiva fija. (18)
- Construcción de 2 alimentadores en la SE Parque Innovación alimentador 115 kV para Línea de Transmisión La Charca- 73OC0 - Parque Innovación. (19)
- Sustitución de 5 interruptores en la SE Conín 115 kV para alcanzar 50 KA de corriente interruptiva. (20)
- Sustitución de 22 cuchillas en la SE Conín 115 kV para alcanzar 50 KA de corriente interruptiva. (21)
- Juego de cuchillas en SE La Fragua 115 kV, para alcanzar el límite de cargabilidad del conductor en la LT La Fragua – 73960- Buenavista Norte. (22)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Buenavista-73650-Jurica para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (23)
- Cambio de TC's en la SE Nogales de la LT Nogales-73970- Fragua para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (24)
- Juego de cuchillas en SE Querétaro Maniobras 115 kV, para alcanzar el límite de cargabilidad del conductor en la LT Tejeda – 73840 – Querétaro Maniobras. (25)
- Juego de cuchillas en SE San José Iturbide 115 kV, para alcanzar la capacidad térmica del conductor de la LT San José Iturbide – 73160 – Los Nogales. (26)
- Recalibración del bus de la SE Nogales en 115 kV, con conductor de alta temperatura para alcanzar una capacidad de 220 MVA. (27)
- Juego de cuchillas en SE San Ildefonso 115 kV, para alcanzar la capacidad térmica del conductor de la LT San Ildefonso – 73200 – Maniobras Vesta Park. (28)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Tejeda- 73840- Querétaro Maniobras para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (29)
- Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Querétaro Potencia- 73610- Tejeda para alcanzar la capacidad térmica del conductor. (30)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028 a abril 2030.

En las Figuras 9.4.4.3 y 9.4.4.4, se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

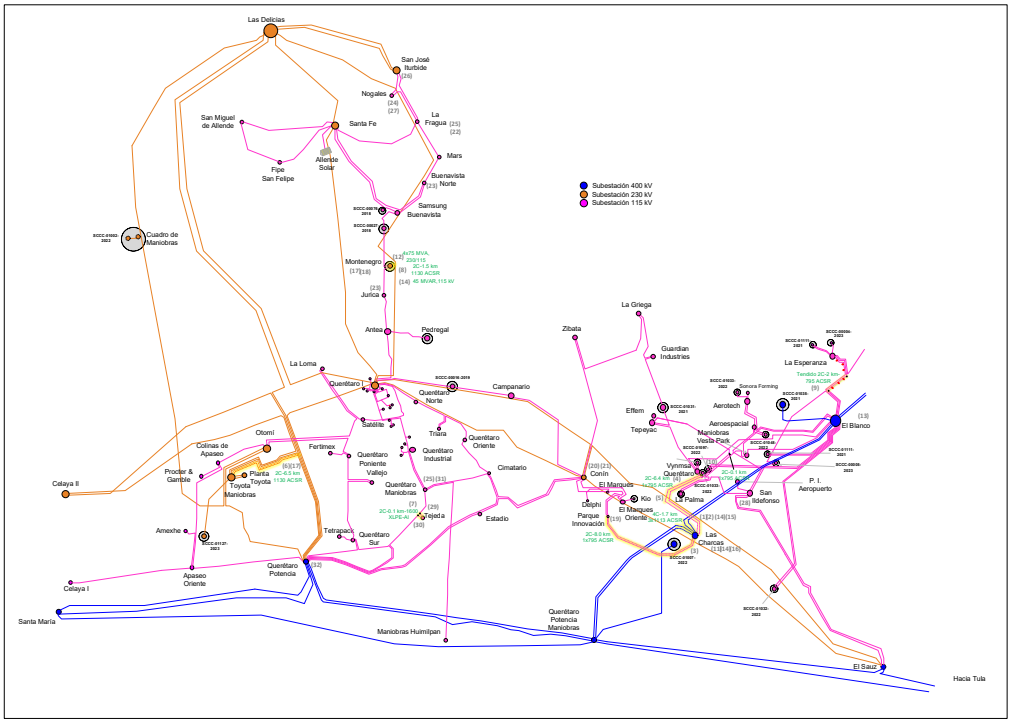
FIGURA 9.4.4.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 2,130.5 millones de pesos de 2023 (118.01 millones de dólares considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar, con base al Pronóstico de Indicadores Macroeconómicos 2024-2050 de CFE). Para el costo del equipo de compensación dinámica se consideró la información estimada de empresas de equipos. Esta Alternativa consta de 675 MVA de transformación con relación 400/115 y 230/115 kV, 13.0 km-c de Líneas de Transmisión en nivel de 230 kV, 38.2 km-c de Líneas de Transmisión en nivel de 115 kV y 645 MVAr de compensación en nivel de 115 kV. Los Cuadros 9.4.4.3 al 9.4.4.6 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 9.4.4.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 9.4.4.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Blanco-73OC0-La Esperanza repotenciación /1	115	1	2.0	2028	2028
Aerotech-73OC0-Vynmsa Querétaro mediante la conexión de la LT Aeroespacial-73A60-Aeroespacial con LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro	115	1	0.6	2028	2028
El Blanco Maniobras-73OC0-Vynmsa Querétaro /1	115	1	13.6	2028	2028
Aeroespacial entronque El Blanco -73OC0-Vynmsa Querétaro	115	2	2.0	2028	2028
Toyota Maniobras entronque Celaya II-93470-Querétaro Potencia	230	2	13.0	2028	2028
Montenegro entronque Querétaro I -93100- Las Delicias	230	2	3.0	2028	2028
Querétaro Potencia- 73610- Tejeda y Tejeda-73840-Querétaro Maniobras recalibración tramo subterráneo	115	2	0.2	2028	2028
La Palma entronque Marqués Oriente – 73140 – Parque innovación	115	2	16.6	2028	2028
Parque Innovación-73A30-El Marqués recalibración tramo subterráneo	115	1	0.2	2028	2028
TOTAL			**51.2**		

1/ Tendido del segundo circuito

CUADRO 9.4.4.4. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Blanco Banco 3	3	T	125	400/115	2028	2028
Montenegro Banco 2	4	AT	75	230/115	2028	2028
Total			**675.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 9.4.4.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Blanco MVAr /2	STATCOM	115	600 (±300)	2028	2030
Montenegro MVAr	CAPACITOR	115	45	2028	2028
Total			**645.0**		

/2 La Fecha necesaria y factible, así como la definición del punto de conexión podría ser modificada en ejercicios subsecuentes dado el ritmo de crecimiento de demanda de la zona Querétaro y adiciones de capacidad de generación en la región noreste de México.

CUADRO 9.4.4.6. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Vynmsa Querétaro	Alimentador	1	115	2028	2028
El Blanco	Alimentador	1	115	2028	2028
Toyota Maniobras	Alimentador	2	230	2028	2028
Montenegro	Alimentador	2	230	2028	2028
Montenegro	Alimentador	1	115	2028	2028
La Palma	Alimentador	2	115	2028	2028
Querétaro Potencia /3	TC	1	115	2028	2028
Tejeda /3	TC	2	115	2028	2028
Querétaro Maniobras /3	TC	1	115	2028	2028
Querétaro Maniobras /3	Cuchillas	3	115	2028	2028
La Fragua /3	Cuchillas	3	115	2028	2028
La Fragua /3	TC	1	115	2028	2028
Buenavista Norte	TC	1	115	2028	2028
Buenavista	TC	1	115	2028	2028
Jurica	TC	1	115	2028	2028
Nogales	TC	1	115	2028	2028
Parque Innovación	TC	1	115	2028	2028
El Marqués	TC	1	115	2028	2028
San José de Iturbide	Cuchillas	3	115	2028	2028
San Ildefonso	Cuchillas	3	115	2028	2028
Nogales /4	Bus	1	115	2028	2028
Total		**33**			

/3 sustitución para alcanzar la capacidad termina del conductor de la LT asociada

/4 recalibración para alcanzar una capacidad de 220 MVA

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 3,227.5 millones de pesos de 2023 (178.56 millones de dólares considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar, con base al Pronóstico de Indicadores Macroeconómicos 2024-2050 de CFE). Para el costo del equipo de compensación dinámica se consideró la información estimada de empresas de equipos. Esta Alternativa consta de 800 MVA de transformación en niveles 400/115 y 230/115, 54.0 kilómetros circuito de Líneas de Transmisión en niveles de 230 y 115 kV y 645 MVAr de compensación en nivel de 115 kV. Los Cuadros 9.4.4.7 al 9.4.4.10 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.4.7. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
La Charca Banco 1	4	T	125.0	400/115	2028	2028
Montenegro Banco 2	4	AT	75.0	230/115	2028	2028
Total			**800.0**			

CUADRO 9.4.4.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
La Charca entronque Querétaro Potencia Maniobras – El Blanco	400	2	3.4	2028	2028
La Charca entronque Querétaro Potencia Maniobras – El Blanco	400	2	3.4	2028	2028
La Charca-Parque Innovación	115	2	16.0	2028	2028
LT entronque Vynmsa-Aeroespacial con Tepeyac-San Ildefonso	115	2	0.2	2028	2028
La Charca entronque Aeroespacial-73C00-Vynmsa Querétaro	115	2	12.8	2028	2028
Toyota Maniobras entronque Celaya II-93470-Querétaro Potencia	230	2	13.0	2028	2028
Recalibración tramo subterráneo LT Querétaro Potencia- 73610- Tejeda y Tejeda-73840-Querétaro Maniobras	115	2	0.2	2028	2028
Montenegro entronque Querétaro I -93100- Las Delicias	230	2	3.0	2028	2028
Repotenciar tramo conductor 336 ACSR LT El Blanco-73OC0-La Esperanza, tendiendo el segundo circuito sobre estructura de la LT paralela El Blanco-73CO0-La Esperanza	115	1	2.0	2028	2028
Recalibración tramo subterráneo LT Aeroespacial-73C00-Vynmsa	115	1	0.4	2028	2028
TOTAL			54.4		

CUADRO 9.4.4.9. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Blanco MVAr /2	STATCOM	115	600 (±300)	2028	2030
Montenegro MVAr	Capacitor	115	45	2028	2028
Total			**645.0**		

/2 La Fecha necesaria y factible, así como la definición del punto de conexión podría ser modificada en ejercicios subsecuentes dado el ritmo de crecimiento de demanda de la zona Querétaro y adiciones de capacidad de generación en la región noreste de México.

CUADRO 9.4.4.10. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
La Charca alimentador 400 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	4	400.0	2028	2028
La Charca alimentador 115 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	4	115.0	2028	2028
Toyota Maniobras Alimentador 230 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	2	230.00	2028	2028
Montenegro	Alimentador	2	230.0	2028	2028
Montenegro	Alimentador	1	115.0	2028	2028
Parque Innovación alimentador 115 kV para Línea de Transmisión	Alimentador	2	115.0	2028	2028
Conín interruptor 115 kV para alcanzar 50 KA de corriente interruptiva	Alimentador	5	115	2028	2028
Conín cuchilla 115 kv para alcanzar 50 KA de corriente interruptiva.	Cuchilla	22	115	2028	2028
Juego de cuchillas en SE La Fragua, para alcanzar 900 A /2	Cuchillas	3	115.0	2028	2028
Cambio de TC's en ambos extremos de la LT La Fragua – 73960 – Buenavista Norte	TC	2	115.0	2028	2028
Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Querétaro Potencia- 73610- Tejeda	TC	2	115.0	2028	2028
Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Tejeda-73840-Querétaro Maniobras	TC	2	115.0	2028	2028
Juego de cuchillas en SE Querétaro Maniobras, para alcanzar 900 A	Cuchillas	3	115.0	2028	2028
Juego de cuchillas en SE San José Iturbide	Cuchillas	3	115	2028	2028
Cambio de TC's en ambos extremos de la LT Buenavista-73650-Jurica	TC	2	115.0	2028	2028
Cambio de TC's del lado de la SE Nogales en la LT Nogales-73970-Fragua	TC	1	115.0	2028	2028
Juego de cuchillas en SE San Ildefonso, para alcanzar límite térmico del conductor en la LT San Ildefonso -73200 -Maniobras Vesta Park	Cuchillas	3	115.0	2028	2028
Recalibración Bus SE Nogales	Bus	1	115.0	2028	208
Total		**66**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.4.11 y 9.4.4.12 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por evaluación probabilística y en el Cuadro 9.4.4.13 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.4.11. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2026

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
107,093	772,805	879,898	109,816	770,082	8.01

CUADRO 9.4.4.12. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2026

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
151,363	670,954	822,317	161,080	661,237	5.11

CUADRO 9.4.1.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	Menor	Mayor

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de las zonas Querétaro, San Juan del Río y San Luis de la Paz, en los estados de Querétaro y Guanajuato.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[68] PERTENECIENTES A LA GCR NOROESTE

P24-NO1 Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez

Diagnóstico operativo.

El municipio de Navojoa (zona Navojoa), se localiza al sur del estado de Sonora, México y se ha ido urbanizando en el sector: residencial, turístico e industrial. El suministro de energía eléctrica del municipio de Navojoa y poblaciones aledañas se logra a través de las SE Pueblo Nuevo y El Mayo en los niveles de tensión de 230 kV a 115 kV. En 115 kV, cuenta con infraestructura eléctrica con Líneas de Transmisión con topología aérea en lugares con menos población y/o alejados del centro del municipio de Navojoa conectados de manera radial y topología subterránea en los sitios con mayor asentamiento urbanizado.

Con el incremento de demanda de energía eléctrica dentro de la zona Navojoa hacia el 2029 se esperan problemáticas de sobrecargas en Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneos como se han venido desarrollando con el paso de los años. En este caso en particular la LTCPS Navojoa Norte – 73L00 – Navojoa Oriente en 115 kV, presentará cargabilidades superiores a su capacidad de transmisión de potencia ante contingencias de Líneas de Transmisión vecinas en particular ante el disparo de la LTCPS Navojoa Centenario – Navojoa en 115 kV se presenta sobrecarga en la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa Oriente.

La LTCPS Navojoa Norte – Navojoa Oriente está integrada por la siguiente configuración eléctrica: hacia la SE Navojoa Norte, un tramo subterráneo de 1.26 km de longitud calibre 1000 XLP AL continuando con un tramo aéreo de 9.36 km de longitud calibre 795 kcmil tipo ACSR y terminando con un tramo subterráneo de 0.53 km de longitud calibre 1000 XLP AL hacia la SE Navojoa Oriente.

Debido a las condiciones de la infraestructura eléctrica entre los municipios de Cajeme y Navojoa, se tienen elementos de transmisión con una antigüedad mayor a 60 años, como lo es la LTCPS Hierro de Sonora – 73950 – Navojoa Norte en 115 kV, la cual, dentro de su topología cuenta con cargas intermedias en las SE Fundición y Villa Juárez, conectadas en derivación. Hasta el año 2024, esta LTCPS ha presentado una alta incidencia de desconexión afectando la Continuidad del servicio de energía eléctrica de la zona, esperando para 2029 una mayor cantidad de horas de ENS.

La LTCPS Hierro de Sonora – 73950 – Navojoa Norte conecta a la SE Navojoa Norte con la SE Hierro de Sonora y tiene la siguiente composición eléctrica: un tramo aéreo de 17.8 km de longitud calibre 3/0 kcmil ACSR, un tramo aéreo de 51.9 km de longitud calibre 477 kcmil ACSR y un tramo subterráneo de 0.9 km de longitud calibre 1000 XLP AL, este último hacia la SE Navojoa Norte, un conductor por fase y va montada sobre estructuras de madera en disposición horizontal en el 74 % de su trayectoria (266 estructuras) y 26 % en estructuras auto soportadas y troncocónicas (94 estructuras).

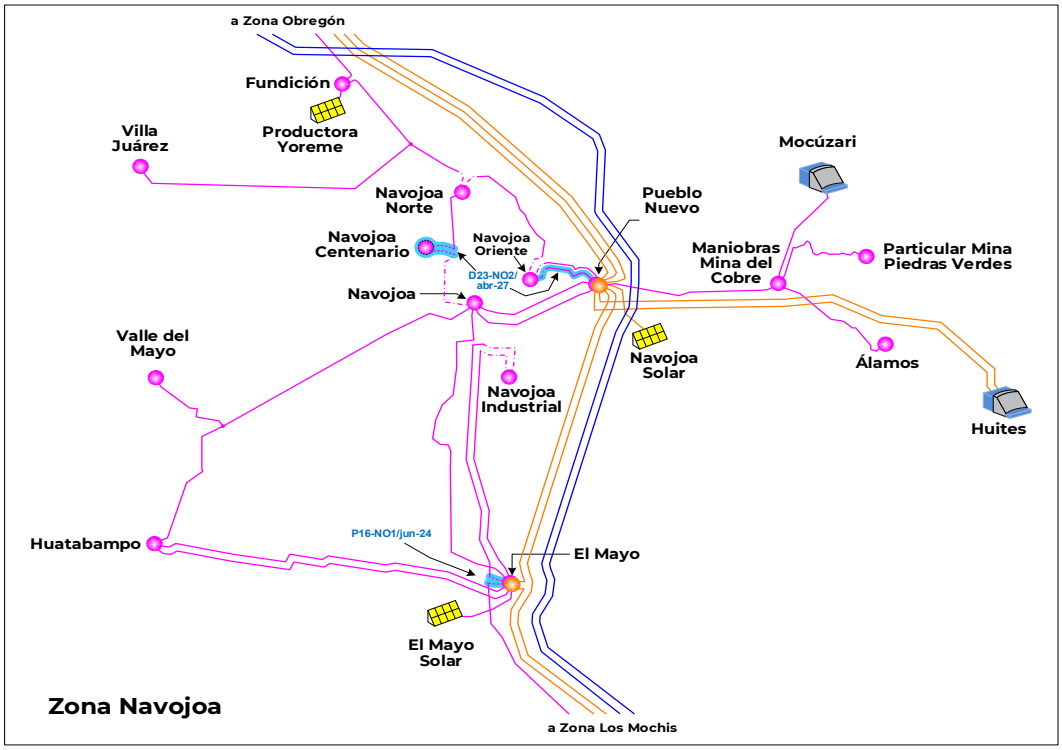
Se requiere infraestructura eléctrica que dé solución a la problemática de sobrecarga en elementos de transmisión en el municipio de Navojoa y asegure la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el corredor de transmisión en 115 kV entre la SE Hierro de Sonora y la SE Navojoa Norte.

[68] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Dentro de la zona Navojoa se tienen proyectos instruidos en la RNT y las RGD que resuelven distintas problemáticas, que van desde: sobrecargas en elementos de Transmisión, bajas tensiones en Subestaciones Eléctricas e incrementos en límites de Transmisión de potencia en Compuertas de Flujo entre zonas eléctricas. El proyecto, D23-NO2 – Navojoa Centenario Banco 1, con fecha de abril 2027, el cual entronca la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa en 115 kV y agrega la LTCPS Navojoa Oriente – Pueblo Nuevo en 115 kV como refuerzo de transmisión dentro del área, da solución a sobrecargas en elementos de transmisión.

En la Figura 9.4.5.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2029 de la zona Navojoa perteneciente a la zona de distribución Obregón de la GCR Noroeste.

FIGURA 9.4.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA NAVOJOA EN 2029



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas en 2023 y las previstas para 2029, se presenta la solución integral en el municipio de Navojoa y en el corredor de transmisión en 115 kV entre la SE Hierro de Sonora y la SE Navojoa Norte para eliminar sobrecarga en la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa Oriente y asegurar el suministro en dicho corredor y así reforzar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica para atender el crecimiento de la demanda de la zona Navojoa. Las características de las alternativas de solución son las siguientes:

Alternativa 1

Transmisión:

- Construcción de 8.1 km de longitud de Líneas de Transmisión en 115 kV con disposición aérea. Se elimina la conexión en derivación hacia la SE Villa Juárez de la LT Hierro de Sonora – 73950 – Navojoa Norte en 115 kV y se realiza una recalibración de la LTCPS Navojoa Norte – 73L00 – Navojoa Oriente en 115 kV para eliminar los tramos subterráneos hacia la SE Navojoa Norte y a la SE Navojoa Oriente.

- LT Navojoa Norte – Villa Juárez en 115 kV. Construcción de Tramo 1, 6.5 km – 477 ACSR-PT, tendido del segundo circuito. Recalibración de Tramo 2, se realiza una reconfiguración del tramo subterráneo hacia la SE Navojoa Norte de la LTCPS Navojoa Norte – 73L00 – Navojoa Oriente en 115 kV se realiza la interconexión hacia el tendido del segundo circuito (Tramo 1) para dejar conectada radialmente la SE Villa Juárez en 115 kV de la SE Navojoa Norte.
- LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente en 115 kV. Construcción de Tramo A, 2C – 1.0 km – 795 kcmil tipo ACSR-PT, tendido del primer circuito. Construcción de Tramo B, 2C – 0.6 km – 795 kcmil tipo ACSR-PT, tendido del primer circuito.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV para la conexión de la LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente.

Alternativa 2

Transmisión: Construcción de 1.6 km de longitud de Líneas de Transmisión en 115 kV con disposición aérea.

- LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente en 115 kV. Construcción de Tramo A, 2C – 1.0 km – 795 kcmil tipo ACSR-PT, tendido del primer circuito. Construcción de Tramo B, 2C – 0.6 km – 795 kcmil tipo ACSR-PT, tendido del primer circuito.

Equipos en Subestaciones Eléctricas: Construcción de una Subestación Eléctrica de maniobras para eliminar la conexión en derivación de la SE Villa Juárez denominada Maniobras Villa Juárez.

- Tres alimentadores en 115 kV para la nueva SE Maniobras Villa Juárez.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figura 9.4.5.2 a 9.4.5.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la zona Navojoa previo a la entrada en operación del proyecto de reconfiguración de Líneas de Transmisión, con el proyecto de la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 9.4.5.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PREVIO AL PROYECTO

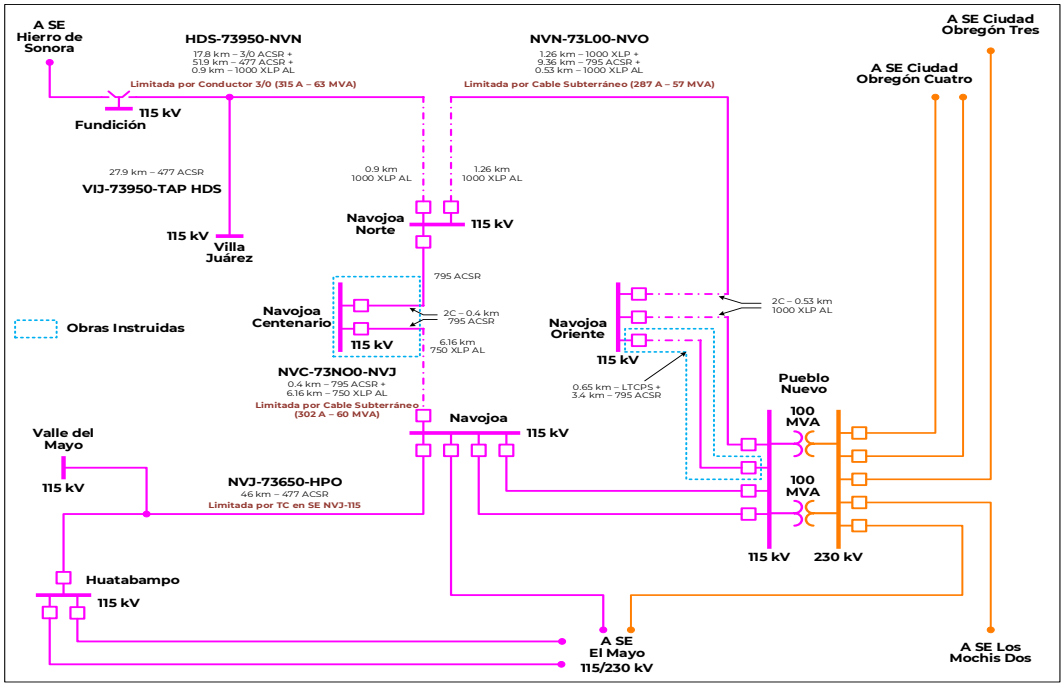


FIGURA 9.4.5.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PARA LA ALTERNATIVA 1

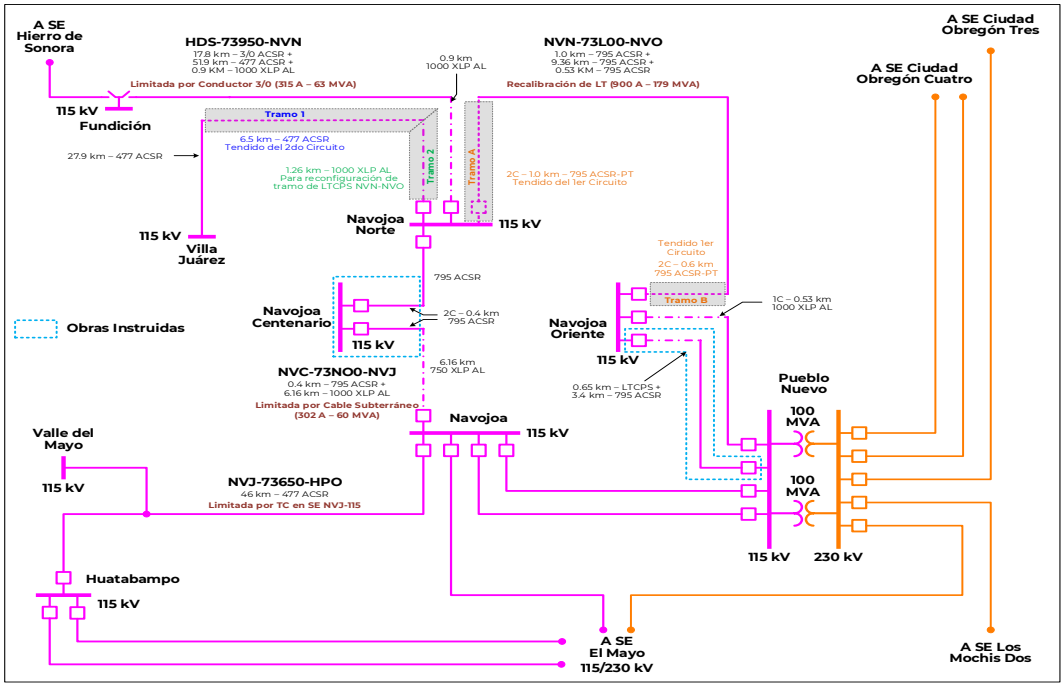
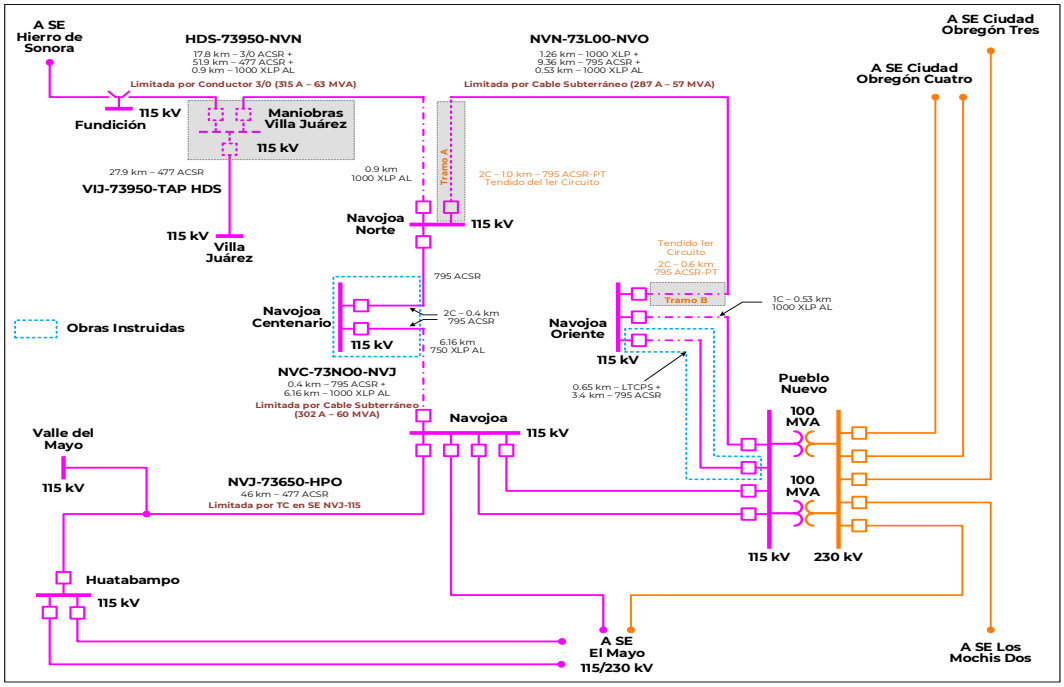


FIGURA 9.4.5.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado en **62.805 millones de pesos de 2023** (**3.048 millones de dólares** considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). En los Cuadros 9.4.5.1 y 9.4.5.2 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Navojoa Norte – Villa Juárez, Tramo 1	115	1	6.5	abr-29	abr-29
LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente, Tramo A y Tramo B	115	1	1.6	abr-29	abr-29
Total			**8.1**		

CUADRO 9.4.5.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Navojoa Norte	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Total		**1**			

El proyecto para la **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado en **121.229millones de pesos de 2023** (**5.88 millones de dólares** considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). En los Cuadros 9.4.5.3 y 9.4.5.4 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.5.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Navojoa Norte – Navojoa Oriente, Tramo A y Tramo B	115	1	1.6	abr-29	abr-29
Total			**1.6**		

CUADRO 9.4.5.4. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Maniobras Villa Juárez	Alimentador	3	115	abr-29	abr-29
Total		**3**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.5.5 y 9.4.5.6. se presentan los resultados de la evaluación económica de la Alternativa 1 y la Alternativa 2. Para ambas evaluaciones se han considerado los beneficios por energía no suministrada que se obtienen de forma adicional al realizar el proyecto en el corredor de transmisión en 115 kV entre la SE Navojoa Norte y la SE Hierro de Sonora.

El Cuadro 9.4.5.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de la Alternativa 1, en donde se aprecian los beneficios técnicos y económicos del proyecto.

CUADRO 9.4.5.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
13.34	160.22	173.57	4.86	57.80	99.50	1.72

Millones de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.5.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
21.35	184.63	205.98	9.39	109.80	113.33	1.03

Millones de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.5.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONOMICAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2023)	62.81	121.23
Relación Beneficio/Costo	1.72	1.03

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la zona Navojoa.

P24-NO2 Eliminar restricciones de transmisión al Poniente de la Ciudad de Navojoa

Diagnóstico operativo.

El municipio de Navojoa (zona Navojoa), se localiza al sur del estado de Sonora, México y se ha ido urbanizando en el sector: residencial, turístico e industrial. El suministro de energía eléctrica del municipio de Navojoa y poblaciones aledañas se logra a través de la SE Pueblo Nuevo y la SE El Mayo en los niveles de tensión de 230 kV a 115 kV. En 115 kV, cuenta con infraestructura eléctrica con Líneas de Transmisión con topología aérea en lugares con menos población y/o alejados del centro del municipio de Navojoa conectados de manera radial y topología subterránea en los sitios con mayor asentamiento urbanizado.

Con el incremento de demanda de energía eléctrica dentro de la zona Navojoa hacia el 2029 se esperan problemáticas de sobrecargas en Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneos como se han venido desarrollando con el paso de los años en el ámbito de la GCR Noroeste. En este caso en particular la LTCPS Navojoa – 73690 – Navojoa Norte (futura Navojoa Centenario) en 115 kV, presentará cargabilidades superiores a su capacidad de transmisión de potencia ante contingencias de Líneas de Transmisión vecinas como lo es el disparo de la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa Oriente en 115 kV.

La LTCPS Navojoa Centenario – Navojoa en 115 kV está integrada por la siguiente configuración eléctrica: hacia la SE Navojoa Centenario, un tramo aéreo de 0.4 km de longitud aproximadamente calibre de conductor 795 kcmil ACSR-PT continuando con un tramo subterráneo de 6.16 km de longitud aproximadamente calibre 750 XLP AL hacia la SE Navojoa.

Se requiere infraestructura eléctrica que dé solución a la problemática de sobrecarga en elementos de transmisión en el municipio de Navojoa y asegure la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia.

Dentro de la zona Navojoa se tienen un proyecto instruido de las RGD de la zona, el proyecto es el D23-NO2 – Navojoa Centenario Banco 1, con fecha de abril 2027, el cual entronca la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa en 115 kV e integra la LTCPS Navojoa Oriente – Pueblo Nuevo en 115 kV como refuerzo de transmisión dentro del área. En la Figura 9.4.6.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado esperado en 2029 de la zona Navojoa perteneciente a la zona de distribución Obregón de la GCR Noroeste.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas en 2023 y las previstas para 2029, se presenta la solución a la sobrecarga de la LTCPS Navojoa Centenario – Navojoa en 115 kV ante la contingencia sencilla de la LTCPS Navojoa Norte – Navojoa Oriente en 115 kV, se han analizado dos alternativas para reforzar la Confiabilidad del suministro eléctrico para atender el crecimiento de la demanda del área de influencia. Las características de las Alternativas de solución son las siguientes:

Alternativa 1

Transmisión: Construcción de 6.5 km de longitud de Líneas de Transmisión en 115 kV con disposición aérea para entroncar la SE Navojoa Centenario con la LT Navojoa – 73650 – Huatabampo en 115 kV.

- LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Huatabampo en 115 kV: Construcción de 6.5 km de longitud aproximadamente, doble circuito calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Navojoa Centenario para la conexión de la LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Huatabampo en 115 kV.

- Sustitución de elementos serie a lo largo de la LT Navojoa – Huatabampo en 115 kV para eliminar la restricción de transmisión de potencia.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Huatabampo en 115 kV: Construcción de 6.5 km de longitud aproximadamente, doble circuito calibre de conductor 795 kcmil tipo ACSR, tendido del primer circuito.

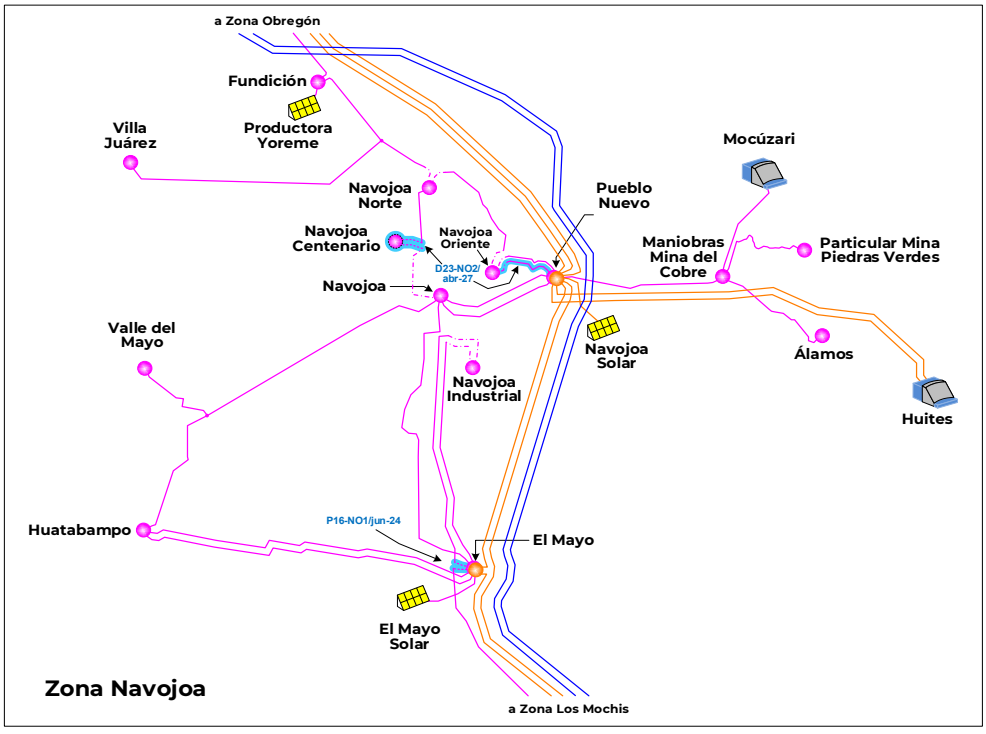
Equipos en Subestaciones Eléctricas: Construcción de una SE de maniobras denominada Maniobras Valle del Mayo.

- Tres alimentadores en 115 kV para la nueva SE Maniobras Valle del Mayo.
- Sustitución de elementos serie a lo largo de la LT Navojoa – Huatabampo en 115 kV para eliminar la restricción de transmisión de potencia.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

FIGURA 9.4.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA NAVOJOA EN 2029



En las Figura 9.4.6.2 a 9.4.6.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la zona Navojoa previo a la entrada del proyecto, con la Alternativa 1 y para la Alternativa 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 9.4.6.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PREVIO AL PROYECTO

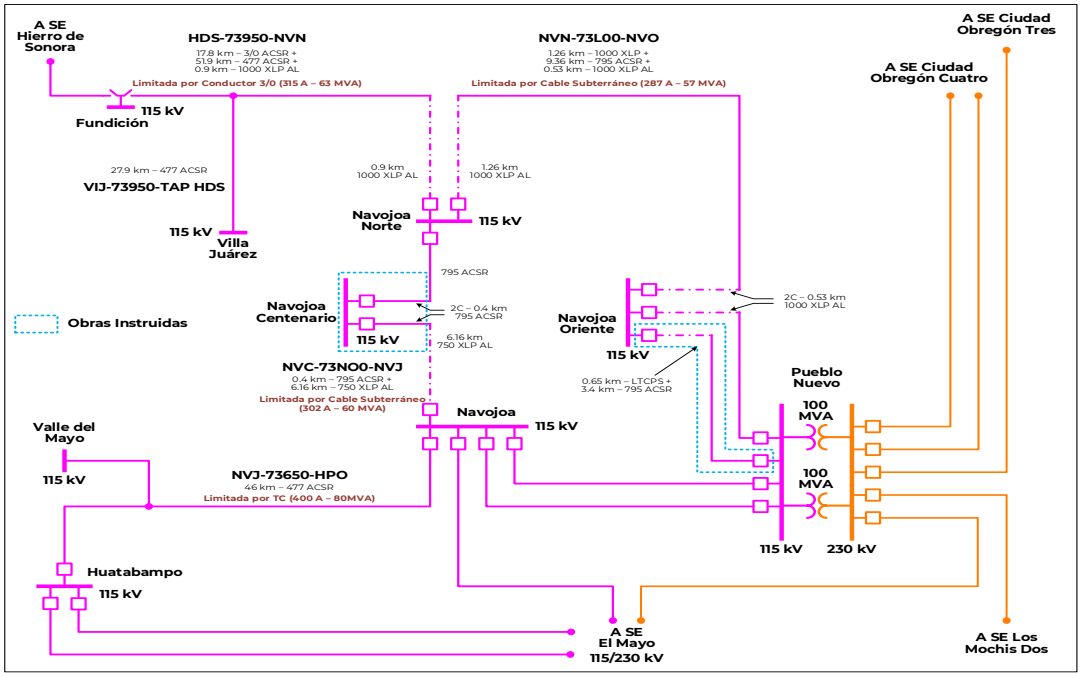


FIGURA 9.4.6.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PARA LA ALTERNATIVA 1

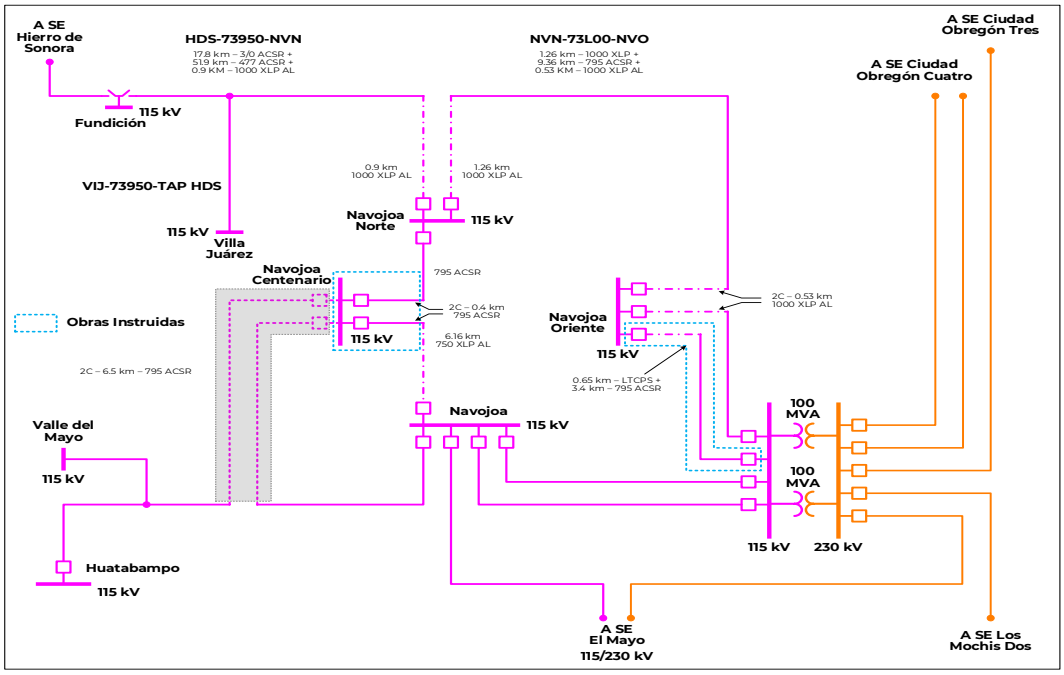
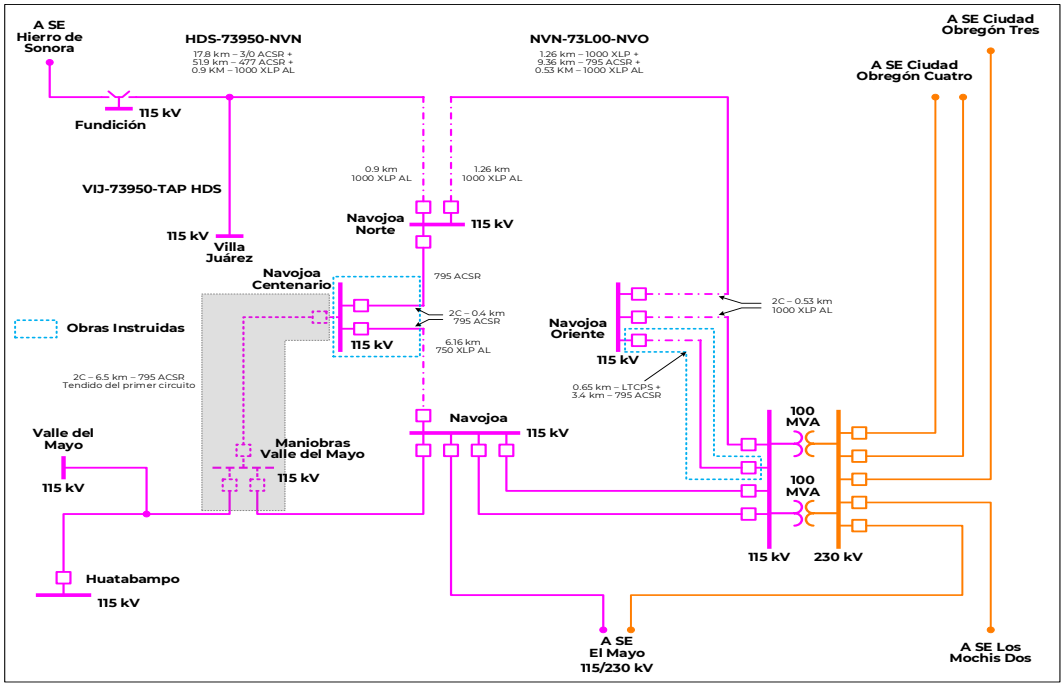


FIGURA 9.4.6.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2029 PARA LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado en **118.666 millones de pesos de 2023** (**5.761 millones de dólares** considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). En los Cuadros 9.4.6.1 y 9.4.6.2 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.6.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Navojoa Centenario entronque Navojoa – Huatabampo	115	2	13.0	abr-29	abr-29
Total			**13.0**		

CUADRO 9.4.6.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Navojoa Centenario	Alimentador ampliación	2	115	abr-29	abr-29
Navojoa	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Total					

El proyecto para la **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado en **181.584 millones de pesos de 2023** (**8.814 millones de dólares** considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). En los Cuadros 9.4.6.3 y 9.4.6.4 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.6.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Navojoa Centenario – Maniobras Valle del Mayo 1/	115	1	6.5	abr-29	abr-29
Total			6.5		

1/ Tendido del primer circuito

CUADRO 9.4.6.4. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Maniobras Valle del Mayo	Alimentador	3	115	abr-29	abr-29
Navojoa Centenario	Alimentador ampliación	1	115	abr-29	abr-29
Navojoa	Modernización de equipamiento serie (TC´s)	1	115	abr-29	abr-29
Total					

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.6.5 y 9.4.6.6.se presentan los resultados de la evaluación económica de la Alternativa 1 y la Alternativa 2. La Alternativa 2 presenta una solución técnica favorable en la Red Eléctrica de la zona Navojoa, sin embargo, los costos de inversión son elevados lo que repercute en el resultado de la evaluación económica, dando valores de Beneficio-Costo menores a los requeridos dentro de una evaluación de proyectos de ampliación. El Cuadro 9.4.6.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las Alternativa 1 y 2, en donde se aprecian los beneficios técnicos y económicos de los proyectos.

CUADRO 9.4.6.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.99	112.09	139.08	9.24	109.36	129.84	1.19

Millones de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.6.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.99	115.50	142.49	14.11	165.95	128.38	0.77

Millones de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.6.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONOMICAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2023)	118.67	181.584
Relación Beneficio/Costo	1.26	0.77

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la zona Navojoa.

P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales. Fase 1 y 2

Fase 1

Diagnóstico operativo.

La zona Nogales presenta una ubicación estratégica, dentro de la GCR Noroeste, que ha permitido la incorporación de diversas empresas maquiladoras y en general empresas de tipo industrial con lo que se tiene un gran auge en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y que por su ubicación cercana a la frontera con Estados Unidos de América se vislumbran nuevos polos de desarrollo industrial en los próximos años.

Con la política de reubicación de empresas internacionales (nearshoring) se prevé la necesidad de realizar una actualización de la demanda estimada en la zona Nogales para los próximos 15 años, en la cual, se incorporen estrategias para atender el crecimiento estimado al considerar el desarrollo de parques industriales al interior de la zona.

La zona Nogales, recibe los requerimientos de energía eléctrica desde la SE Santa Ana en el nivel de 230 kV y 115 kV, a una distancia aproximada de 104 km. En 2023 registró magnitudes de demandas de energía eléctrica máximas de 178.11 MW el 19 de julio de 2023 a las 13 horas. El 8 de agosto de 2023 se registró el punto de máxima transmisión de potencia desde la SE Santa Ana a la zona Nogales con 217 MW mientras que la zona Nogales presentó 177.16 MW. Se observa que al interior de la zona Nogales tiene una carga predominantemente industrial.

La zona Nogales se suministra en forma radial desde la SE Santa Ana mediante dos Líneas de Transmisión en 230 kV y dos Líneas de Transmisión en 115 kV que se conectan a la SE Nogales Aeropuerto en el nivel de 230 kV y 115 kV.

- LT Santa Ana – 93190 - Nogales Aeropuerto en 230 kV, disposición aérea, 104 km, 1113 kcmil tipo ACSR, capacidad del conductor de 418 MW, limitada a 319 MW por TC en ambos extremos de la LT.
- LT Santa Ana – 93200 - Nogales Aeropuerto en 230 kV, disposición aérea, 104 km, 1113 kcmil tipo ACSR, capacidad del conductor de 418 MW, limitada a 319 MW por TC en ambos extremos de la LT.
- LT Santa Ana – 73040 - Nogales Aeropuerto en 115 kV, disposición aérea, 92 km, 900 kcmil tipo ACSR, capacidad del conductor de 193 MW, limitada a 120 MW por TC en ambos extremos de la LT.
- LT Santa Ana – 73130 – Luis Donaldo – Ímuris - Nogales Aeropuerto en 115 kV, 91 km, 477 kcmil tipo ACSR, capacidad del conductor de 131 MW, limitada a 120 MW por TC en ambos extremos de la cada uno de los dos tramos de LT.

En cuanto a la infraestructura eléctrica de transmisión, en la Red Eléctrica de 115 kV se cuenta con dos Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo que presentan limitaciones en la capacidad de transmisión del tramo principal que presenta la mayor capacidad, las Líneas de Transmisión son las siguientes:

- La LTCPS Nogales – 73B00 – Industrial San Carlos en 115 kV tiene la siguiente composición eléctrica: un tramo subterráneo de 1.67 km de longitud, calibre 750 XLP AL, que presenta una capacidad de transmisión de 54 MW.
- La LTCPS Nogales Aeropuerto– 73640 – Industrial San Carlos tiene la siguiente composición eléctrica: un tramo aéreo con 17 km de longitud y presenta un tramo subterráneo de 1.67 km de longitud, calibre 750 XLP AL, que presenta una capacidad de transmisión de 54 MW.

El resto de la Red Eléctrica en 115 kV únicamente presenta limitaciones en su capacidad de transmisión motivado por Transformadores de Corriente, por tanto, con una pequeña inversión se puede incrementar su capacidad de transmisión a la capacidad térmica del conductor eléctrico.

La infraestructura eléctrica de transformación se ha instalado en la SE Nogales Aeropuerto en la que se cuenta con dos equipos de transformación que tienen una capacidad total de 265 MVA (1x125 MVA y 1x140 MVA). Por tanto, se tiene una gran dependencia a los equipos de transformación teniendo requerimientos de operación de alta disponibilidad, incluso en los periodos de verano, que es cuando la carga se incrementa en forma considerable. Por tanto, se tendría una cantidad de energía No Suministrada en condiciones de falla y/o mantenimiento de los equipos de transformación.

Actualmente, en el escenario con Red Eléctrica completa se tiene una problemática de sobrecarga la LT Nogales Aeropuerto – 73640 - Industrial San Carlos en 115 kV, además, se presentan bajos niveles de tensión en las SE: Nogales, Industrial San Carlos y Nogales Norte ante contingencia sencilla de elementos de transmisión en 115 kV al interior de la zona Nogales o bien, ante la salida de Líneas de Transmisión en 230 kV particularmente ante la pérdida de la LT Maniobras Orejana - 93950 – Hermosillo Aeropuerto.

Por lo anterior, se requiere de nueva infraestructura eléctrica que dé solución a la problemática de sobrecarga en elementos de transmisión y asegure la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona Nogales, para que con la inclusión de nuevos polos de desarrollo industrial sea posible mantener el suministro de las cargas industriales que se pretenden instalar en la zona Nogales, de manera que se cuente con la capacidad de transmisión, transformación y compensación adecuada en el mediano y largo plazo.

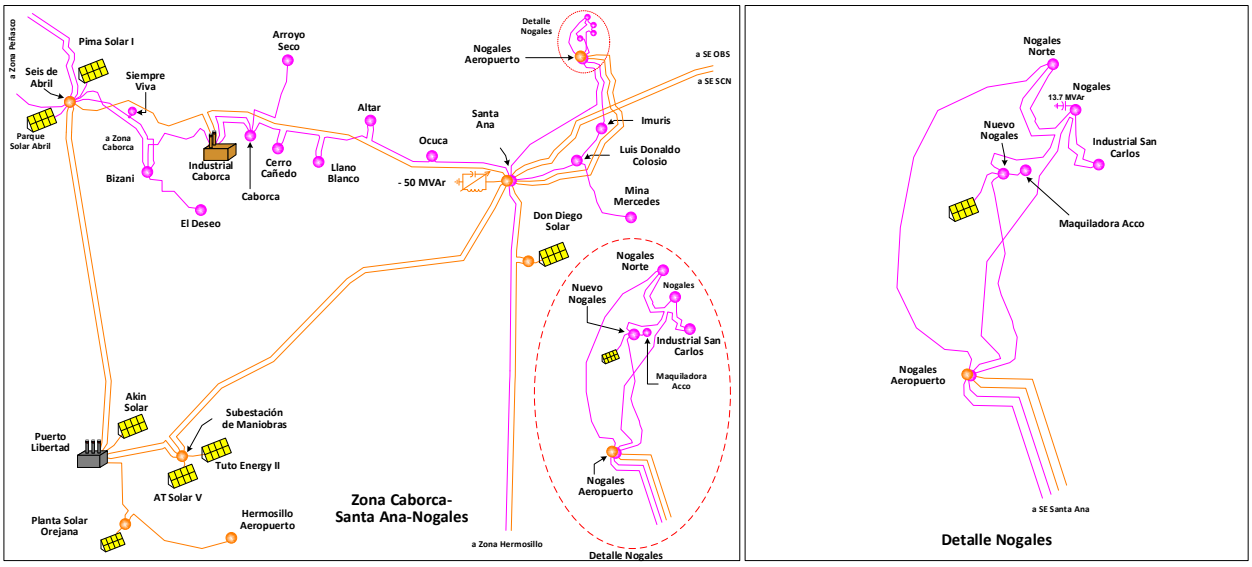
Por tanto, SENER ha solicitado al CENACE desarrollar una propuesta de la infraestructura eléctrica en la zona Nogales que permita atender la demanda estimada y el crecimiento por la reubicación de empresas internacionales. Con base a lo anterior, se han considerado tres polos de desarrollo industrial con una demanda aproximada de 70 MW, los cuales se adicionan a la carga existente y estimada en el mediano plazo en la zona Nogales con base al documento Pronóstico de la Demanda por Subestaciones 2024-2038.

Dentro de la zona Nogales se tienen proyectos instruidos en la RNT y las RGD que resuelven distintas problemáticas, que van desde: sobrecargas en elementos de Transmisión, solución a baja tensión de operación en Subestaciones Eléctricas e incrementos en los límites de Transmisión. El proyecto, D23-NO1 “Agua Zarca Banco 1”, con FEOF de abril 2027, el cual entronca la LT Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales en 115 kV, da solución al suministro de desarrollo normal al sur de la ciudad de Nogales.

Se presenta una restricción de transmisión en las Líneas de Transmisión Nogales – Industrial San Carlos y Nogales Aeropuerto – Industrial San Carlos en los tramos que contienen Cables de Potencia Subterráneo y cuya solución se incluyó en el proyecto P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en Cables Subterráneos del Noroeste” que considera realizar una nueva Línea de Transmisión en 115 kV que sustituye el tramo subterráneo, estos dos registros serán eliminadas del PEM P19-NO2, y se ha incluido una solución a esta problemática en la Fase 1 del nuevo proyecto identificado como P24-NO3 “ Suministro de Energía para la zona Nogales”, motivado de que se requiere su construcción de forma inmediata. En la sección 9.10 “Proyectos Instruidos con cambios de alcance” del PAMRNT 2024-2038 se incluyen las modificaciones en el alcance del proyecto P19-NO2.

En la Figura 9.4.7.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la zona Nogales de la GCR Noroeste en 2024.

FIGURA 9.4.7.1. DIAGRAMA[69] SIMPLIFICADO DE LA ZONA NOGALES EN 2024



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas registradas en 2023 y las previstas en 2027 y 2030 en la zona Nogales, se presenta la solución integral para proporcionar el suministro de energía eléctrica en el municipio de Nogales y en el corredor de transmisión en 115 kV entre las SE Santa Ana y Nogales Aeropuerto incrementando la capacidad de transformación y compensación, además de eliminar las restricciones actuales que se presentan ante contingencia sencilla en la LT Nogales Aeropuerto – Industrial San Carlos - Nogales de manera que sea posible garantizar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica para atender el crecimiento de la demanda de la zona incluyendo los polos de desarrollo industrial.

Se presentan dos Alternativas que dan solución a la problemática de la zona Nogales y que permitirán atender la demanda de Energía Eléctrica y los nuevos Centros de Carga industriales que se pretenden instalar en el mediano plazo. La infraestructura requerida para cada una de las Alternativas analizadas son las siguientes:

Alternativa 1

Transformación:

- Nueva Subestación Eléctrica denominada Chimeneas en arreglo de barras principal y auxiliar, interruptores de amarre de barras en 115 y 230 kV.
- La SE Chimeneas Banco 1, contará con 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV. Adicionalmente requiere una fase de reserva de 75 MVA. Incluye sus respectivos alimentadores en 115 y 230 Kv.

Transmisión:

- Línea de Transmisión Chimeneas – Nogales Aeropuerto en 230 kV. Cambio de tensión de operación de un tramo del enlace existente de 18 km aproximadamente. (No se considera incremento en las metas físicas del proyecto debido a que únicamente se realiza la conversión a 230 kV de la Línea de Transmisión).

[69] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

- Línea de Transmisión Chimeneas – Nogales Aeropuerto en 230 kV. Operación inicial en 115 kV. Tendido del segundo circuito sobre torre de transmisión existente en un tramo de 18 km aproximadamente con calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto en 230 kV. Construcción de 2 km, calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV en torre de dos circuitos. Un circuito operará en 230 kV y el segundo circuito operará inicialmente en 115 kV. De esta forma se dispondrán de una Línea de Transmisión de 20 km en total en 230 kV entre la SE Nogales Aeropuerto y la futura SE Chimeneas y una Línea de Transmisión de 20 km en total entre la SE Nogales Aeropuerto y la futura SE Chimeneas en 115 kV.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Nuevo Nogales en 115 kV. Construcción de una Línea de Transmisión 2C – 4.0 km – 795 kcmil tipo ACSR. Tendido de los dos circuitos.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Punto de inflexión Nogales Norte en 115 kV. Construcción una Línea de Transmisión, 2C – 2.0 km – 795 kcmil tipo ACSR, tendido del primer circuito. Se formará la LT Chimeneas – Nogales Norte en 115 kV.

Compensación:

- Dos equipos de Compensación capacitiva en 115 kV, uno se instalará en la SE Nogales con una capacidad de 15 MVAr y el segundo se instalará en la SE Chimeneas con una capacidad de 22.5 MVAr, el costo del banco de capacitores incluye interruptor, cuchillas, transformadores de corriente, apartarrayos, equipo de protección, control y medición, y equipo del control supervisorio. En el costeo para los bancos de capacitores en las SE Nogales 115 kV y SE Chimeneas 115 kV, no incluye el costo del alimentador, este costo se podrá determinar hasta que se indique en su evaluación en sitio los requerimientos para su instalación y puesta en servicio.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Se requieren 2 alimentadores en 230 kV, de los cuales uno se instalará en la SE Chimeneas y otro alimentador se instalará en la SE Nogales Aeropuerto.
- Se requieren 6 alimentadores en 115 kV, de los cuales cuatro se instalarán en la SE Chimeneas y dos alimentadores se instalarán en la SE Nuevo Nogales.
- Se requieren 2 alimentadores para el amarre de barras en la SE Chimeneas, uno se instalará en la barra de 230 kV y el otro en la barra de 115 kV.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas Nogales Aeropuerto, Nuevo Nogales y Nogales en 115 kV derivado de la adición de los equipos requeridos a instalar en el interior de la Subestación Eléctrica.
- Se requieren 2 alimentadores en la SE Nogales modificando su topología para realizar la alimentación en forma radial de la SE Industrial San Carlos mediante dos circuitos en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

Alternativa 2

Transformación:

- Nueva Subestación Eléctrica denominada Chimeneas en arreglo de barras principal y auxiliar, interruptores de amarre de barras en 115 y 230 kV.
- La SE Chimeneas Banco 1, contará con 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV. Adicionalmente requiere una fase de reserva de 75 MVA. Incluye sus respectivos alimentadores en 115 y 230 kV.

Transmisión:

- Línea de Transmisión Chimeneas – Nogales Aeropuerto en 230 kV. Cambio de tensión de operación de un tramo del enlace existente de 18 km aproximadamente. (No se considera

incremento en las metas físicas del proyecto debido a que únicamente se realiza la conversión a 230 kV de la Línea de Transmisión).

- Línea de Transmisión Chimeneas – Nogales Aeropuerto en 230 kV. Tendido del segundo circuito sobre torre de transmisión existente en un tramo de 18 km aproximadamente con calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto en 230 kV. Construcción de 2 km, calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV en torre de dos circuitos. De esta forma se dispondrán de dos Líneas de Transmisión de 20 km en total en 230 kV entre la SE Nogales Aeropuerto y la futura SE Chimeneas.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Nuevo Nogales en 115 kV. Construcción de una Línea de Transmisión 2C – 4.0 km – 795 kcmil tipo ACSR. Tendido de los dos circuitos.
- Línea de Transmisión Chimeneas – Punto de inflexión Nogales Norte en 115 kV. Construcción una Línea de Transmisión, 2C – 2.0 km – 795 kcmil tipo ACSR, tendido del primer circuito. Se formará la LT Chimeneas – Nogales Norte en 115 kV.

Compensación:

- Dos equipos de Compensación capacitiva en 115 kV, uno se instalará en la SE Nogales con una capacidad de 15 MVAr y el segundo se instalará en la SE Chimeneas con una capacidad de 22.5 MVAr, el costo del banco de capacitores incluye interruptor, cuchillas, transformadores de corriente, apartarrayos, equipo de protección, control y medición, y equipo del control supervisorio. En el costeo para los bancos de capacitores en las SE Nogales 115 kV y SE Chimeneas 115 kV, no incluye el costo del alimentador, este costo se podrá determinar hasta que se indique en su evaluación en sitio los requerimientos para su instalación y puesta en servicio.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Se requieren 4 alimentadores en 230 kV, de los cuales dos se instalarán en la SE Chimeneas y dos alimentadores se instalarán en la SE Nogales Aeropuerto.
- Se requieren 5 alimentadores en 115 kV, de los cuales tres se instalarán en la SE Chimeneas y dos alimentadores se instalarán en la SE Nuevo Nogales. Uno de los alimentadores en 115 kV de la SE Chimeneas será trasladado desde la SE Nogales Aeropuerto y con los equipos existentes se vestirá la bahía del alimentador en la SE Chimeneas.
- Se requieren 2 alimentadores para el amarre de barras en la SE Chimeneas, uno se instalará en la barra de 230 kV y el otro en la barra de 115 kV.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas Nogales Aeropuerto, Nuevo Nogales y Nogales en 115 kV derivado de la adición de los equipos requeridos a instalar en el interior de la Subestación Eléctrica.
- Se requieren 2 alimentadores en la SE Nogales modificando su topología para realizar la alimentación en forma radial de la SE Industrial San Carlos mediante dos circuitos en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las Figura 9.4.7.2 a 9.4.7.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la zona Nogales previo a la entrada en operación del proyecto, con el proyecto de la Alternativa 1 Fase 1 y para la Alternativa 2 Fase 1, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 9.4.7.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2027 PREVIO A LA FASE I DEL PROYECTO

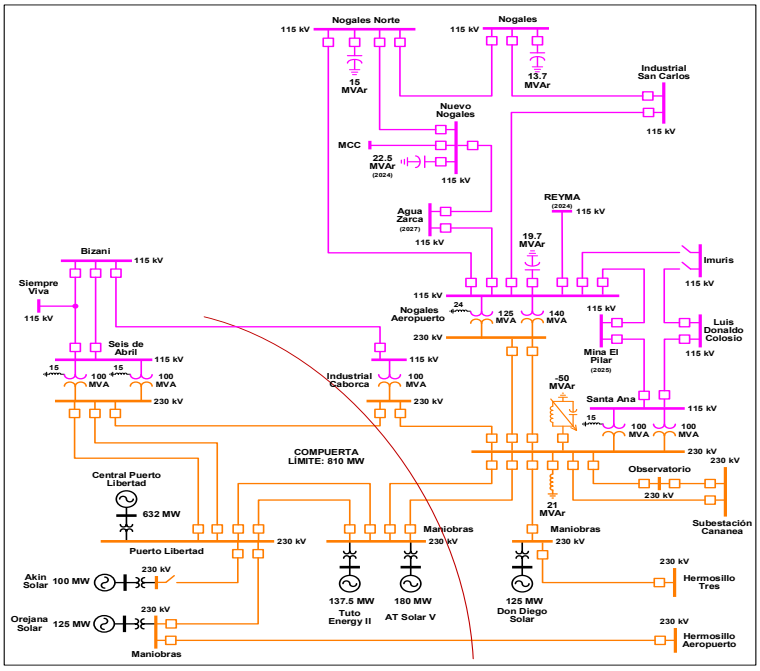


FIGURA 9.4.7.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2027 PARA LA ALTERNATIVA 1. FASE I

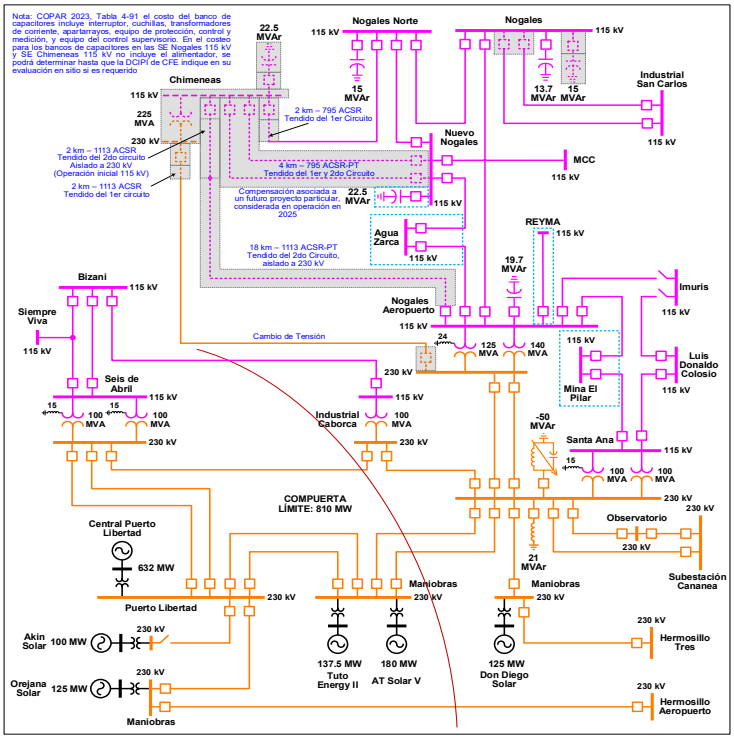
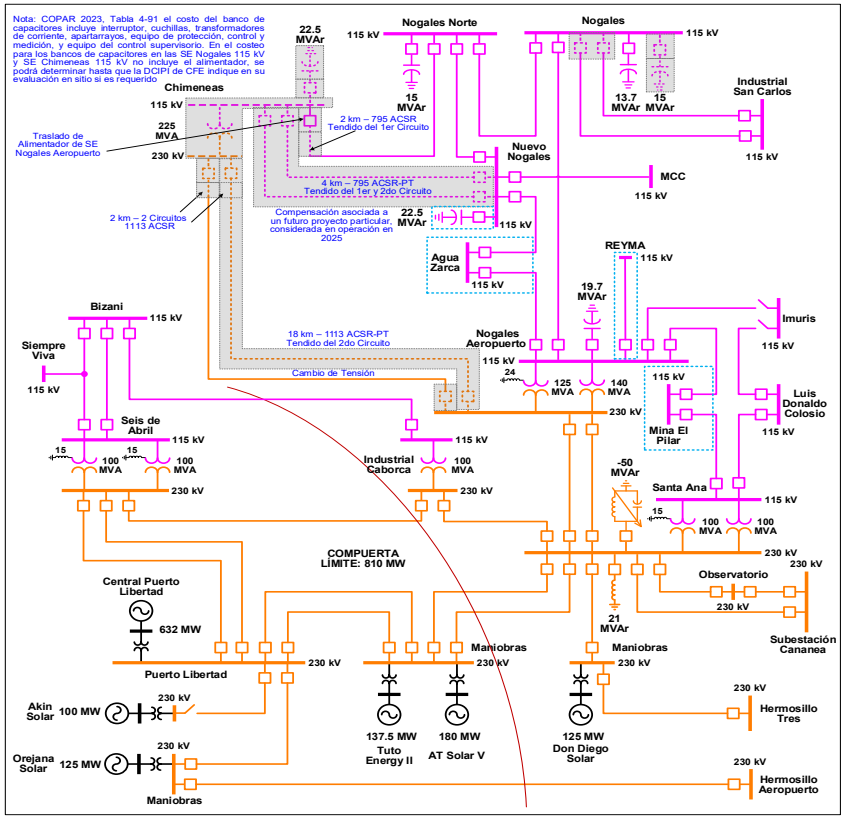


FIGURA 9.4.7.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2027 PARA LA ALTERNATIVA 2. FASE I



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la **Alternativa 1 Fase 1,** tiene un costo de inversión estimado en **711.128 millones de pesos de 2023** (**39.420 millones de dólares** considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar, con base al Pronóstico de Indicadores Macroeconómicos 2024-2050 de CFE). Los Cuadros 9.4.7.1 y 9.4.7.4 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.7.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto – Chimeneas (Cambio de tensión) 1/	230	2	0	abr-27	abr-27
LT Nogales Aeropuerto - Chimeneas 2,3/	230	2	18	abr-27	abr-27
LT Chimeneas entq Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto 4,2,3/	230	2	4	abr-27	abr-27
LT Nuevo Nogales - Chimeneas 2,4/	115	2	8	abr-27	abr-27
LT Chimeneas entq Punto de Inflexión Nogales Norte 4/	115	2	2	abr-27	abr-27
Total			**32.0**		

1/ Circuito existente, solo se considera el cambio de tensión de operación a 230 kV

2/ Tendido del segundo circuito

3/ Operación inicial en 115 kV

4/ Tendido del primer circuito

CUADRO 9.4.7.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas Banco 1 1/	4	AT	75.0	230/115	abr-27	abr-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador

1/ Considera una fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 9.4.7.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-27	abr-27
Nogales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27
Total			**37.5**		

CUADRO 9.4.7.4. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas	Alimentador obra nueva	1	230	abr-27	abr-27
Chimeneas	Interruptor de amarre	1	230	abr-27	abr-27
Nogales Aeropuerto	Alimentador ampliación	1	230	abr-27	abr-27
Nogales	Alimentador ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Nuevo Nogales	Alimentador ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Chimeneas	Alimentador obra nueva	4	115	abr-27	abr-27
Chimeneas	Interruptor de amarre	1	115	abr-27	abr-27
Total		**12**			

El proyecto para la **Alternativa 2 Fase 1,** tiene un costo de inversión estimado en **742.083 millones de pesos de 2023** (**41.135 millones de dólares** considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar, con base al Pronóstico de Indicadores Macroeconómicos 2024-2050 de CFE). Los Cuadros 9.4.7.5 y 9.4.7.8 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.7.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto – Chimeneas (Cambio de tensión) 1/	230	2	0	abr-27	abr-27
LT Nogales Aeropuerto - Chimeneas 2/	230	2	18	abr-27	abr-27
LT Chimeneas entq Punto de Inflexión Nogales Aeropuerto 2,4/	230	2	4	abr-27	abr-27
LT Nuevo Nogales - Chimeneas 2,4/	115	2	8	abr-27	abr-27
LT Chimeneas entq Punto de Inflexión Nogales Norte 4/	115	2	2	abr-27	abr-27
Total			**32.0**		

1/ Circuito existente, solo se considera el cambio de tensión de operación a 230 kV

2/ Tendido del segundo circuito

3/ Operación inicial en 115 kV

4/ Tendido del primer circuito

CUADRO 9.4.7.6. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas Banco 1 1/	4	AT	75.0	230/115	abr-27	abr-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador

1/ Considera una fase de reserva de 75 MVA

CUADRO 9.4.7.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-27	abr-27
Nogales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27
Total			**37.5**		

CUADRO 9.4.7.8. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chimeneas	Alimentador obra nueva	2	230	abr-27	abr-27
Chimeneas	Interruptor de amarre	1	230	abr-27	abr-27
Nogales Aeropuerto	Alimentador ampliación	2	230	abr-27	abr-27
Nogales	Alimentador ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Nuevo Nogales	Alimentador ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Chimeneas 1/	Alimentador obra nueva	3	115	abr-27	abr-27
Chimeneas	Interruptor de amarre	1	115	abr-27	abr-27
Total		**13**			

1/ Se considera el traslado de un Alimentador de la SE Nogales Aeropuerto

Fase 2

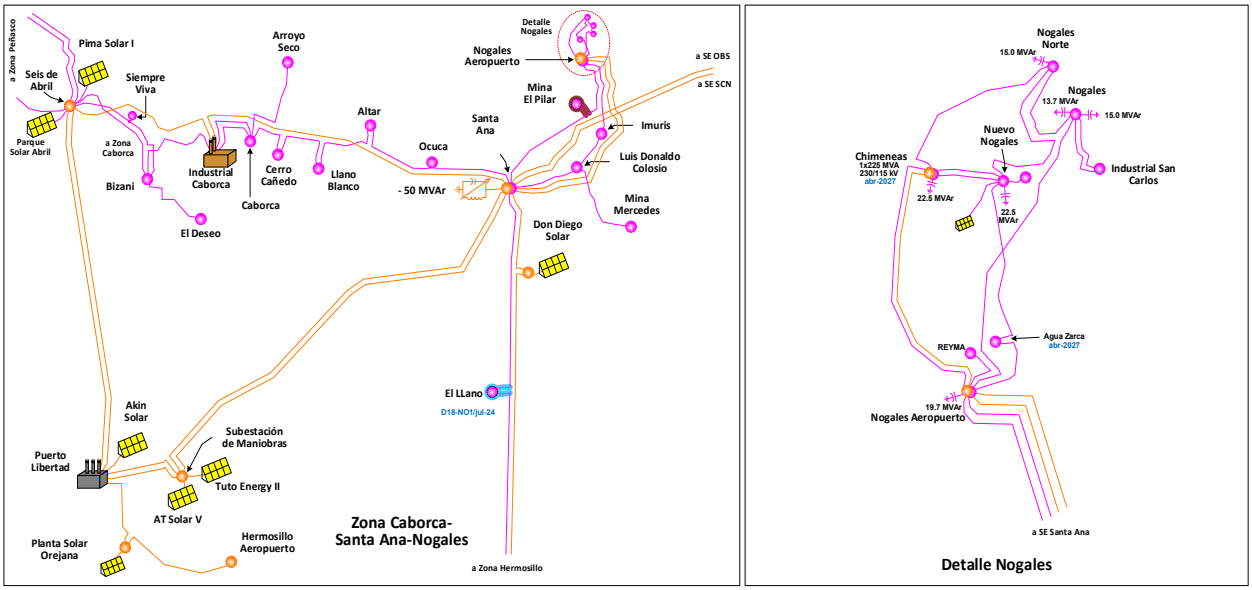
Diagnóstico operativo.

Una vez que se tiene la capacidad de transformación en la zona Nogales mediante la incorporación de la Fase 1 del proyecto “Suministro de Energía para la zona Nogales” que atenderá el suministro de energía eléctrica esperada en el mediano plazo, se requiere de elementos de compensación de potencia reactiva dinámica tipo STATCOM que permitirá atender el suministro de la energía eléctrica en el largo plazo, incluso en situaciones de contingencia sencilla de Líneas de Transmisión en 230 kV en la región Norte de Sonora que producen una tensión de operación fuera de los criterios establecidos en el Código de Red en las Subestaciones Eléctricas de la zona Nogales.

Por tanto, se ha definido la infraestructura requerida que soluciona la problemática de compensación dinámica proporcionando el control de tensión en las diversas Subestaciones Eléctricas al interior de la zona Nogales y adicionalmente, será posible incrementar la capacidad de suministro al eliminar restricciones en las Líneas de Transmisión que salen de la SE Nogales Aeropuerto en 115 kV.

En la Figura 9.4.8.1. se muestra el diagrama unifilar simplificado de la zona Nogales de la GCR Noroeste en 2030 con la entrada en operación de la Fase I del proyecto y previo a la entrada en operación de la Fase 2 del proyecto.

FIGURA 9.4.8.1. DIAGRAMA[70] UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA NOGALES EN 2030 CONSIDERA EN OPERACIÓN DE LA FASE I DEL PROYECTO



Descripción de las Alternativas del proyecto que atienden la problemática identificada en la Fase 2.

Por las condiciones esperadas en 2030 en la zona Nogales, se presenta la solución a la problemática de baja tensión en diversas Subestaciones Eléctricas de la zona Nogales ante la contingencia sencilla más severa que resulta en la pérdida de la LT Santa Ana – Nogales Aeropuerto en 230 kV, además de eliminar las restricciones que se presentan al interior de la zona Nogales ante contingencia sencilla en la LT Nogales Aeropuerto – Nogales en 115 kV.

Se presentan dos alternativas que dan solución a la problemática de la zona Nogales y que permitirán atender la demanda de Energía Eléctrica y los nuevos centros de carga industriales que se pretenden instalar en el mediano plazo. La infraestructura requerida para cada una de las alternativas analizadas son las siguientes:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Nogales Aeropuerto – Nogales en 115 kV. Recalibración de un tramo de Línea de Transmisión en 115 kV de aproximadamente 3 km de longitud con conductor de 900 kcmil tipo ACSR.

Compensación:

- Un equipo de compensación dinámica tipo STATCOM con una capacidad de ±50 MVAr, el cual se instalará en el nivel de tensión de 230 kV de la SE Nogales Aeropuerto.

[70] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Se requiere un alimentador en 230 kV en la SE Nogales Aeropuerto para el equipo de compensación dinámica tipo STATCOM.
- Adecuaciones en la SE Nogales Aeropuerto en 115 y 230 kV derivado de la adición de los equipos requeridos a instalar en el interior de la Subestación Eléctrica.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Nogales Aeropuerto – Nogales en 115 kV. Recalibración de un tramo de Línea de Transmisión en 115 kV de aproximadamente 3 km de longitud con conductor de 900 kcmil tipo ACSR.
- LT Nogales Aeropuerto – Agua Zarca en 115 kV. Recalibración de un tramo de Línea de Transmisión en 115 kV de aproximadamente 5 km de longitud con conductor de 795 kcmil tipo ACSR.

Compensación:

- Un equipo de compensación dinámica tipo STATCOM con una capacidad de ±50 MVAr, el cual se instalará en el nivel de tensión de 230 kV de la SE Nogales Aeropuerto.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Se requiere un alimentador en 230 kV en la SE Nogales Aeropuerto para el equipo de compensación dinámica tipo STATCOM.
- Adecuaciones en las SE Nogales Aeropuerto derivado de la adición de los equipos requeridos a instalar en el interior de la Subestación Eléctrica.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030.

En las Figuras 9.4.8.2 a 9.4.8.4. se muestran los diagramas unifilares simplificados del área de influencia en la zona Nogales previo a la entrada en operación del proyecto en 2030, ya considera en operación la Fase 1 del proyecto, además se muestra el diagrama unifilar con el proyecto de la Alternativa 1 Fase 2 y para la Alternativa 2 Fase 2, respectivamente, en sombreados color gris se marcan las obras propuestas.

FIGURA 9.4.8.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PREVIO A LA FASE II DEL PROYECTO

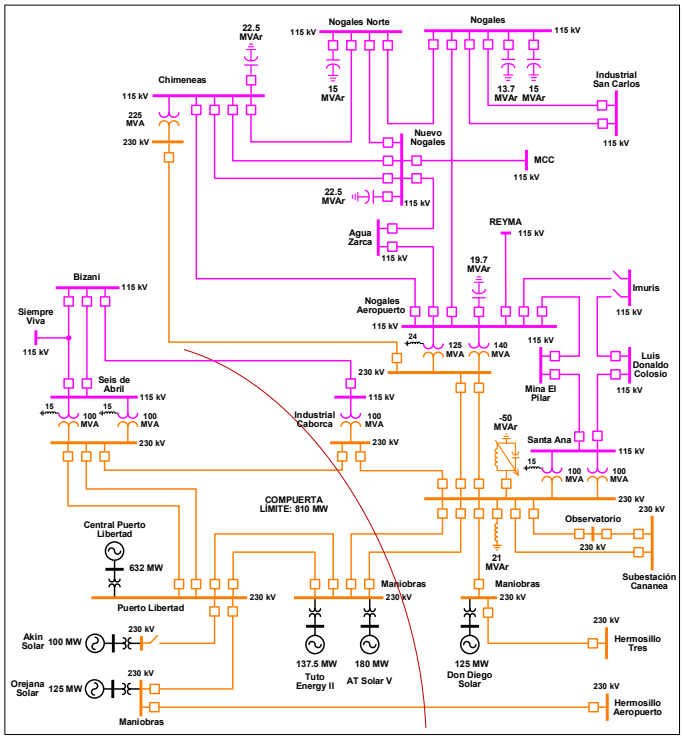


FIGURA 9.4.8.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2030 PARA LA ALTERNATIVA 1. FASE II

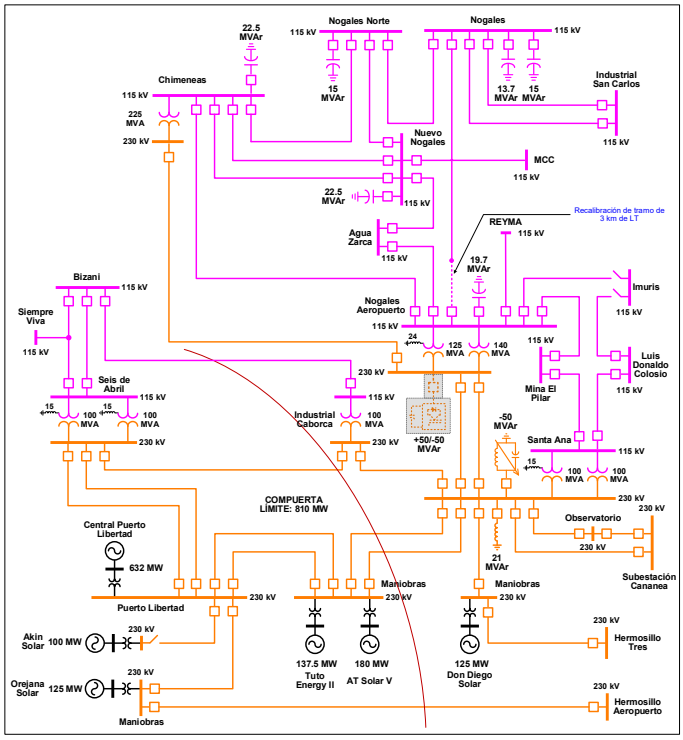
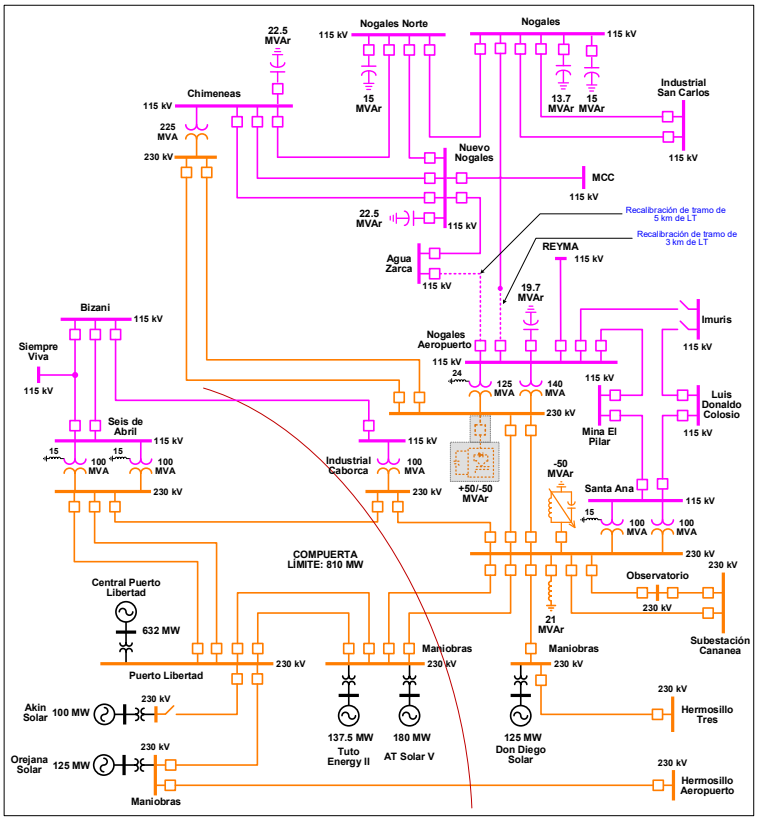


FIGURA 9.4.8.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL ÁREA DE INFLUENCIA EN 2027 PARA LA ALTERNATIVA 2. FASE II



Resumen de metas físicas del proyecto

El proyecto para la **Alternativa 1 Fase 2** tiene un costo de inversión estimado en **315.098 millones de pesos de 2023** (**17.466 millones de dólares** considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar, con base al Pronóstico de Indicadores Macroeconómicos 2024-2050 de CFE). Para el costo del equipo de compensación dinámica se consideró la información estimada de empresas de equipos. En los Cuadros 9.4.8.1 y 9.4.8.3 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.8.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto – Nogales (Recalibración) 1/	230	1	3	abr-30	abr-30
Total			**3.0**		

1/ Recalibración de conductor calibre 900 kcmil tipo ACSR.

CUADRO 9.4.8.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto STATCOM	STATCOM	230	50(Ind.) /50(Cap.)	abr-30	abr-30
Total			**100.0**		

CUADRO 9.4.8.3. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1 FASE 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto	Alimentador	1	230	abr-30	abr-30
Total		**1**			

El proyecto para la **Alternativa 2 Fase 2** tiene un costo de inversión estimado en **389.227 millones de pesos de 2023** (**21.576 millones de dólares** considerando una paridad de 18.04 pesos por dólar). En los Cuadros 9.4.8.4 y 9.4.8.6 se muestran las metas físicas del proyecto.

CUADRO 9.4.8.4. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Nogales Aeropuerto – Nogales (Recalibración) 1/	230	1	3	abr-30	abr-30
LT Nogales Aeropuerto – Agua Zarca (Recalibración) 2/	230	1	5	abr-30	abr-30
Total			**8.0**		

1/ Recalibración de conductor calibre 900 kcmil tipo ACSR.

2/ Recalibración de conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR.

CUADRO 9.4.8.5. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto STATCOM	STATCOM	230	50(Ind.)/50(Cap.)	abr-30	abr-30
Total			**100.0**		

CUADRO 9.4.8.6. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2 FASE 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto	Alimentador	1	230	abr-30	abr-30
Total		**1**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.8.7 y 9.4.8.8 se presentan los resultados de la evaluación económica de la Alternativa 1 y la Alternativa 2 en sus Fases 1 y 2. La Alternativa 1 y 2 presentan una solución técnica favorable en la Red Eléctrica de la zona Nogales, se realizó una evaluación de mínimo costo de largo plazo para determinar la Alternativa a realizar debido a que los costos de inversión de largo plazo son ligeramente similares, resultando la Alternativa 1 la de menor costo de largo plazo y por tanto es la Alternativa 1 la propuesta que soluciona la problemática la cual cuenta con indicadores resultantes dentro de los criterios establecidos en una evaluación económica.

El Cuadro 9.4.8.9 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de la Alternativa 1, en donde se aprecian los beneficios técnicos y económicos del proyecto.

CUADRO 9.4.8.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 1 FASE 1 Y 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
6904.47	52.58	6957.05	5427.76	872.19	1529.29	1.75

Millones de pesos $ en VP 2027

CUADRO 9.4.8.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA POR DEMANDA INCREMENTAL PARA ALTERNATIVA 2 FASE 1 Y 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
6868.30	55.76	6924.06	5399.83	950.11	1524.23	1.60

Millones de pesos $ en VP 2027

Indicadores económicos

CUADRO 9.4.8.9. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONOMICAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	1026.226	1131.311
Relación Beneficio/Costo	1.75	1.60

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 Fase 1 y Fase 2** es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo dentro del área de influencia de la zona Nogales.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[71] PERTENECIENTES A GCR NORTE

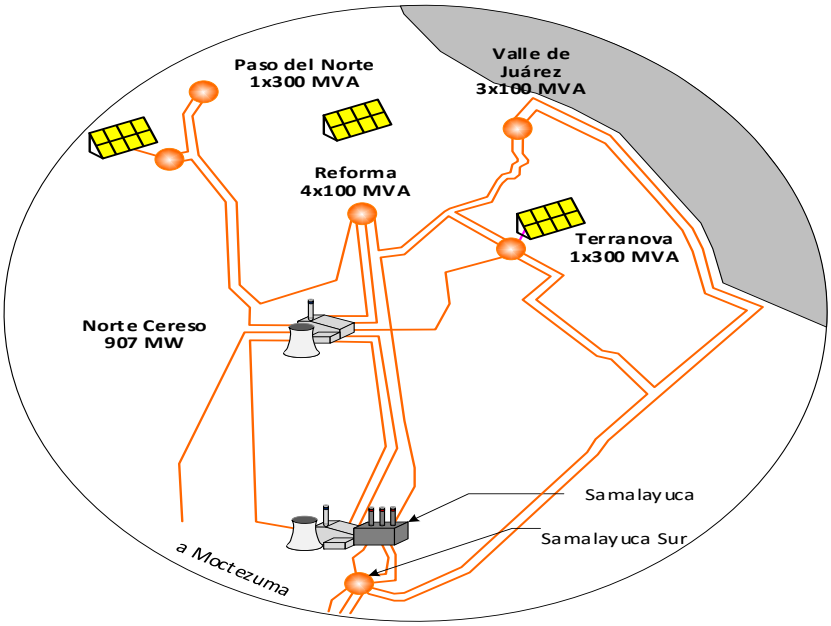
P24-NT1 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez

Diagnóstico operativo.

La Zona Urbana de Juárez atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez y sus zonas conurbadas, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión (LT) en los niveles DE tensión de 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas (SE) que la constituyen (red anillada). En la Red Eléctrica de transmisión de Ciudad Juárez se cuenta con cuatro proyectos fotovoltaicos, Border Solar de 150 MW en 230 kV, Parque Solar FV Conejos Médanos de 80 MW, El Rollo Solar y Juárez Renovables de 30 MW cada uno en 115 kV. La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de 4 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, una de estas SE es Terranova (1x300 MVA), Paso del Norte (1x300 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4x100 MVA) para un total de 1,300 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 9.4.9.1. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a Ciudad Juárez, Chihuahua.

FIGURA 9.4.9.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA



La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2023 en horario vespertino fue de 1,208 MW y en horario nocturno de 1,142 MW. De acuerdo con el PDS se espera que para el 2024 la demanda máxima de la zona Juárez será de 1,275 MW en horario vespertino y 1.205 MW en horario nocturno, lo que representa un crecimiento promedio del 5.5 % (Figura 9.4.6.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en nivel de tensión de 115 kV, principalmente desde las SE Reforma y Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la

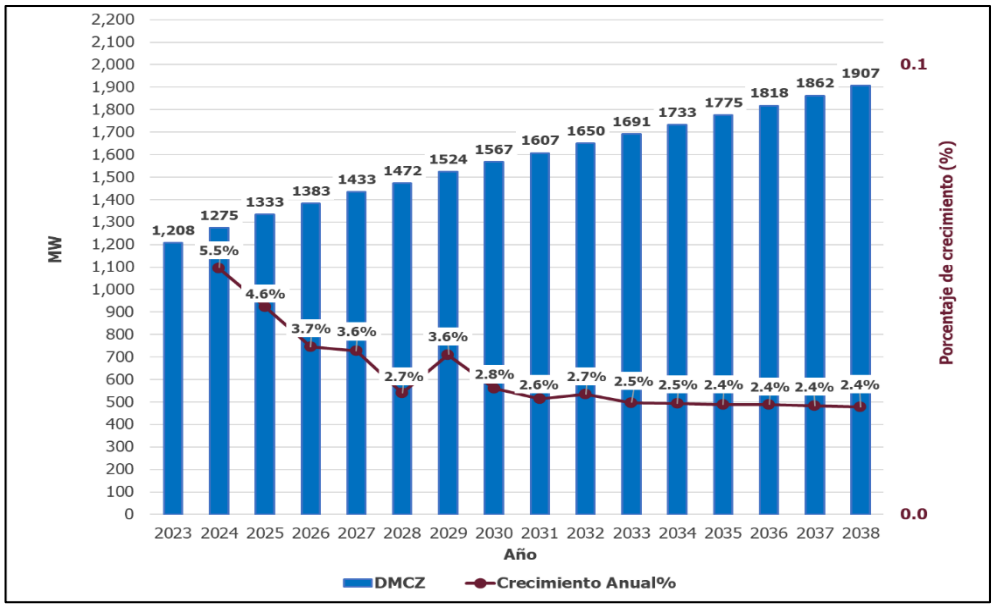
[71] Las Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

transformación de 230/115 kV de estas Subestaciones Eléctricas es de los más elevados y con mayor factor de carga de la zona. De forma similar se encuentra las SE Paso del Norte y Valle de Juárez, ubicadas al norte de Ciudad Juárez, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los Usuarios Finales dentro de la mancha urbana.

Durante 2023, debido a la diferencia en el diseño del autotransformador de Reforma (REA AT-04) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV alcanzó un flujo máximo de 99 MVA, mientras que en 2022 el flujo máximo reportado fue de 97 MVA, esto representa un 99 % y un 97 % de su capacidad nominal respectivamente. El autotransformador de Terranova (TER AT-99) de 300 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV presentó valores máximos de carga de 342 MVA en 2023, mientras que en 2022 el flujo máximo reportado fue de 307 MVA, representando un 114 % y 102 % de su capacidad nominal respectivamente, además el resto de los autotransformadores de la SE Reforma (4X100 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Paso del Norte (300 MVA) han presentado cargas por arriba del 90 %.

En la Figura 9.4.9.2. se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona urbana de Ciudad Juárez de acuerdo con el PDS 2024-2038.

FIGURA 9.4.9.2. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA URBANA DE JUÁREZ



Ante el disparo de cualquiera de los autotransformadores de 300 MVA de la zona se provocaría la sobrecarga en Líneas de Transmisión de 115 kV, autotransformadores y el posible colapso de la Zona Urbana de Juárez. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un Esquema de Acción Remedial (EAR), afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto de un segundo autotransformador de 300 MVA de capacidad y relación 230/115 kV para la SE Terranova (P19-NT1), dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2024, sin embargo, el proyecto se ha pospuesto con fecha de entrada estimada para septiembre de 2024.

El proyecto P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2026. Dicho proyecto considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA de capacidad y relación 230/115 kV en la SE Paso del Norte y 105 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Red Eléctrica de 115 kV a través de la instalación de bancos de capacitores. De acuerdo con información de CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a agosto de 2028.

Cabe destacar que en 2023 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2”. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la Zona Urbana de Juárez. Por tales motivos, se han presentado solicitudes de conexión en la Red Eléctrica de 230 kV para evitar retrasos en sus proyectos y evitar esperar los tiempos de construcción de alguno de los autotransformadores.

Derivado del crecimiento natural de la demanda y al incremento de Solicitudes de conexión de Centros de Carga en la Zona Urbana de Juárez, se incrementará el flujo de potencia en las Líneas de Transmisión de 230 kV que van de las Centrales Eléctricas a los Centros de Carga como son principalmente las LT Norte Cereso-93150-Reforma, Norte Cereso-93280-Reforma, Norte Cereso-93630-Terranova, Samalayuca-93470-Villa de Juárez, Samalayuca Sur-93480-Terranova, Samalayuca-93270-Terranova y/o Maniobras Border Solar-93310-Paso del Norte, por lo que al tener la indisponibilidad de cualquiera de estas LT las restantes presentarían sobrecargas. Por tales motivos se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 230 kV de la zona.

En la Figura 9.4.9.3 se muestra el comportamiento del flujo de potencia en las Líneas de Transmisión de 230 kV de la zona durante el 2023.

Es decir, en caso de no contar con algún refuerzo de Red Eléctrica en la zona, existe la probabilidad de tener ENS, por el periodo de atención de la falla. Además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

En las Figura 9.4.9.4 y 9.4.9.5 se muestra el comportamiento del flujo de potencia en las Líneas de Transmisión de 230 kV ante el incremento de la demanda y la CSS en la Zona Urbana de Juárez.

FIGURA 9.4.9.3. FLUJO DE POTENCIA EN LAS LT DE 230 KV HACIA LA ZONA URBANA DE JUÁREZ EN 2023

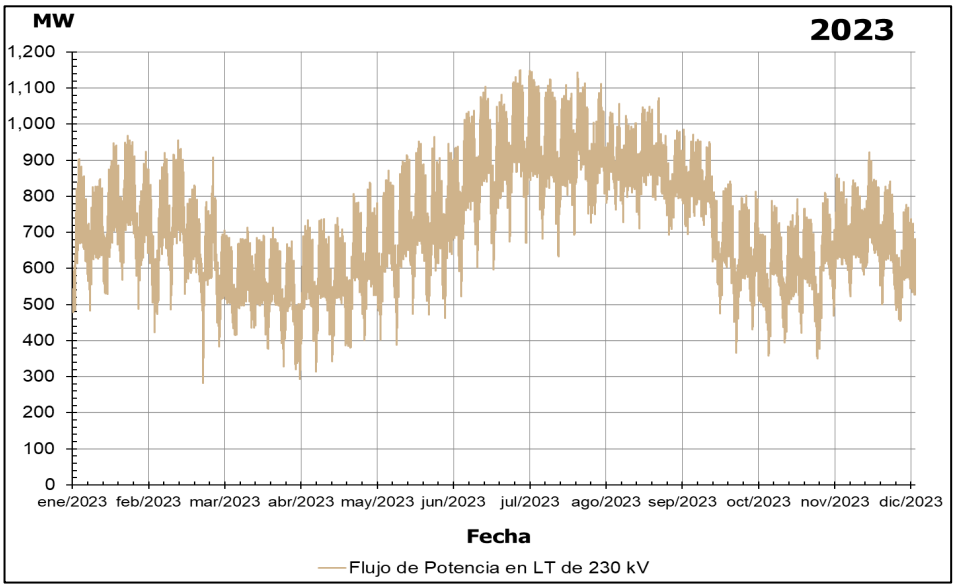


FIGURA 9.4.9.4. FLUJO DE POTENCIA APARENTE EN LT NORTE CERESO-93150-REFORMA ANTE INCREMENTO DE LA DEMANDA EN ZONA URBANA DE JUÁREZ

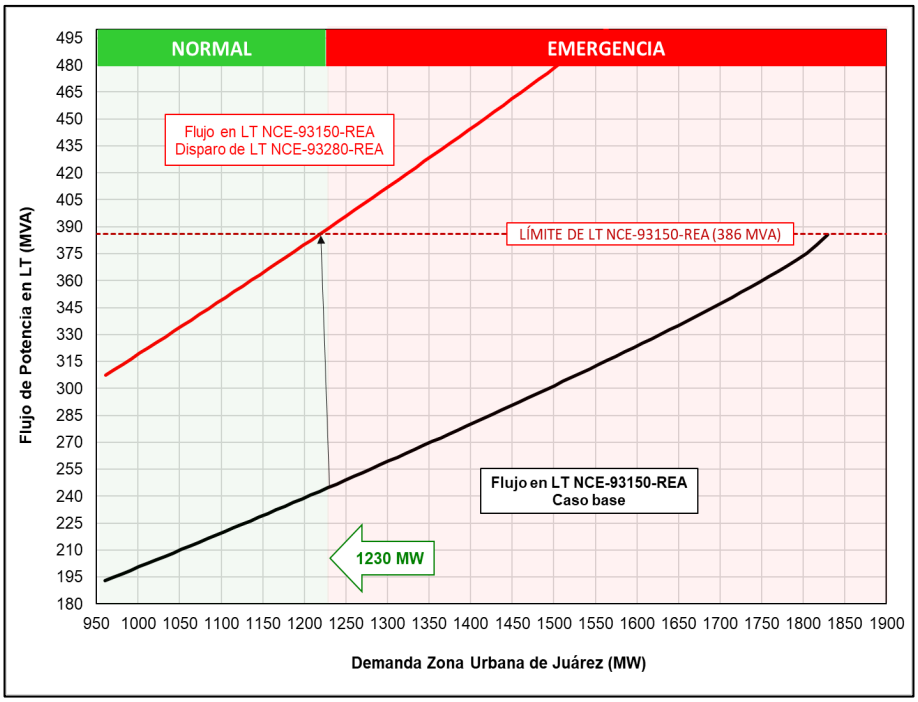
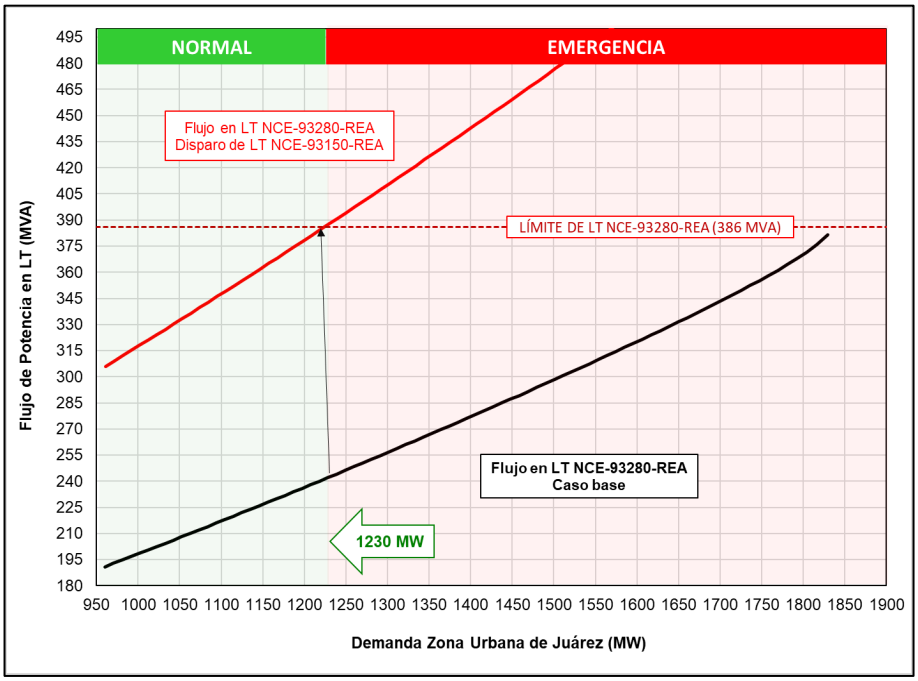


FIGURA 9.4.9.5. FLUJO DE POTENCIA APARENTE EN LT NORTE CERESO-93280-REFORMA ANTE INCREMENTO DE LA DEMANDA EN ZONA URBANA DE JUÁREZ



Considerando la infraestructura actual en la Red Eléctrica de transmisión; la demanda que se puede suministrar en la Zona Urbana de Juárez en un escenario de Red Eléctrica completa (sin contingencia)

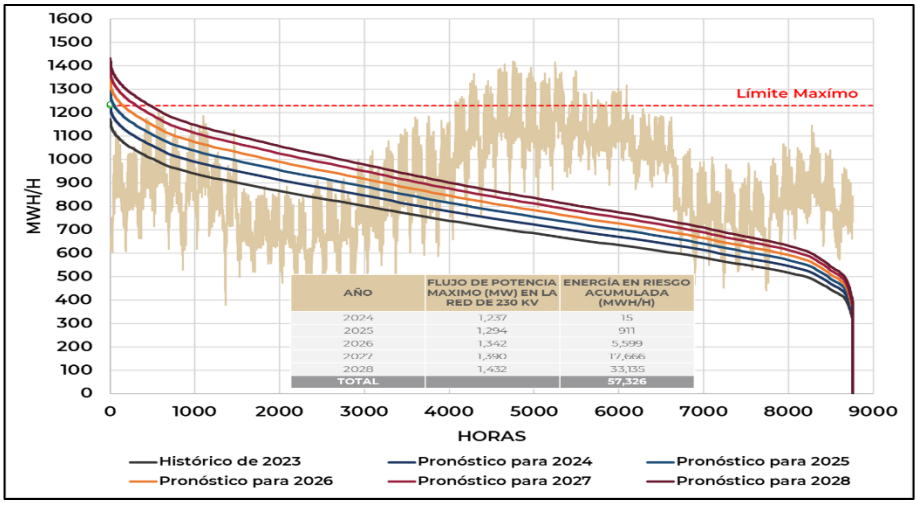
es de 1,230 MW. En este escenario y ante la ocurrencia de CSS de la zona, las Líneas de Transmisión en 230 kV operarían al 100 % de su capacidad nominal declarada por el Transportista.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es bastante alto.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras, acción necesaria para mantener el Suministro Eléctrico, pero degradando la Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la ZOT Juárez.

En la Figura 9.4.9.6 se muestra el comportamiento de la Curva de Duración de flujo de potencia en las Líneas de Transmisión de 230 kV en Zona Urbana de Juárez a parir de 2023 y el pronóstico de los próximos años con respectiva Energía en Riesgo Acumulada en caso de que no se construyan obras de refuerzo en la Red Nacional de Transmisión.

FIGURA 9.4.9.6. CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA EN LAS LT DE 230 KV HACIA LA ZONA URBANA DE JUÁREZ



AÑO	FLUJO DE POTENCIA MAXIMO (MW) EN LA RED DE 230 KV	ENERGÍA EN RIESGO ACUMULADA (MWH/H)
2024	1,237	15
2025	1,294	911
2026	1,342	5,599
2027	1,390	17,666
2028	1,432	33,135
TOTAL		57,326

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la Zona Urbana de Juárez manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del Suministro Eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Norte Cereso a Terranova (tendido del segundo circuito), con una longitud estimada de 13 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV **(1).**
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 6 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para reconfigurar la Red Eléctrica entroncando las LT Samalayuca -93660- Norte Cereso y la LT Reforma-93320-Paso del Norte, obteniendo dos nuevas LT de Paso del Norte a Samalayuca y otra de Norte Cereso a Reforma **(2).**

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 230 kV en la SE Norte Cereso **(3).**

- Un alimentador en 230 kV en la SE Terranova **(4).**
- Cambio de TC en 230 kV en ambos extremos de la actual LT Paso del Norte – 93320 – Reforma para alcanzar el límite térmico del conductor **(5).**

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Norte Cereso a Terranova (tendido del segundo circuito), con una longitud estimada de 13 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV **(1).**
- Una LT nueva de Norte Cereso a Reforma, con una longitud estimada de 13 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV **(2).**

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 230 kV en la SE Norte Cereso **(3).**
- Un alimentador en 230 kV en la SE Terranova **(4).**
- Un alimentador en 230 kV en la SE Reforma **(5).**

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las 9.4.9.7 y 9.4.9.8 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 9.4.9.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

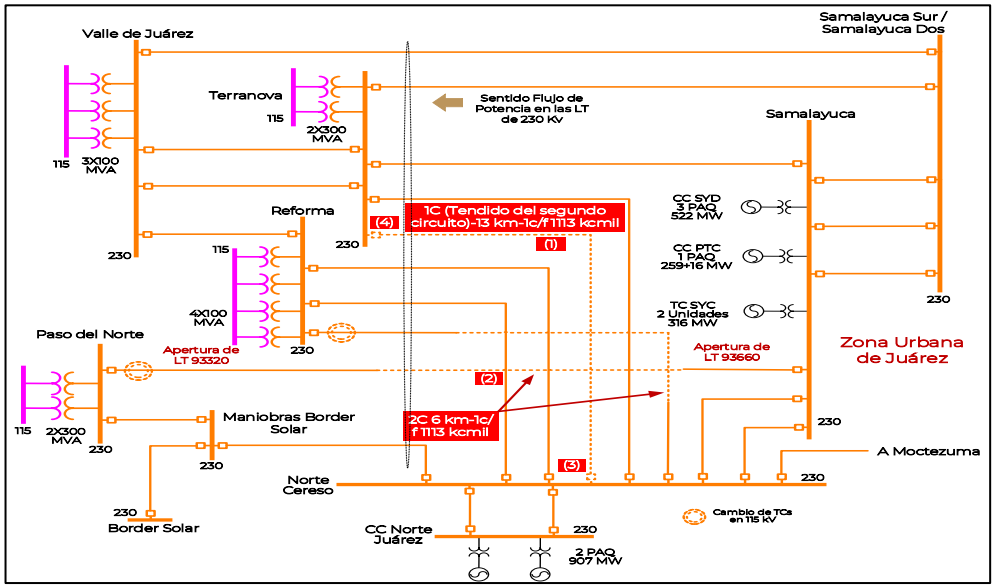
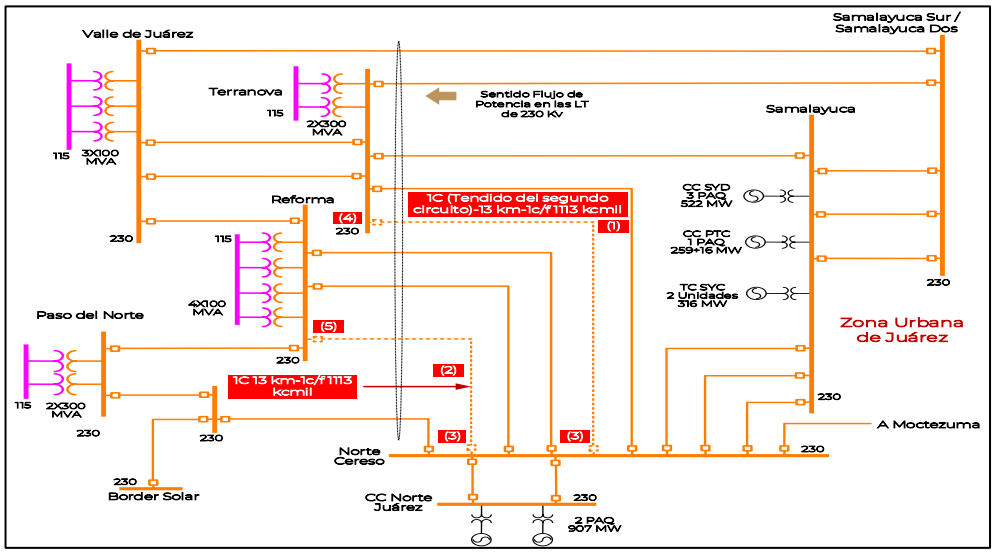


FIGURA 9.4.9.8. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado de **241 millones de pesos de 2023** (11.70 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta en la construcción de 25 km-c de Línea de Transmisión en 230 kV. Los Cuadros 9.4.9.1 al 9.4.9.2 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.9.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT apertura de Paso del Norte-93320-Reforma y Norte Cereso-93660-Samalayuca Sur	230	2	12	abr-28	abr-28
LT Norte Cereso-93630-Terranova	230	1	13	abr-28	abr-28
Total			**25**		

CUADRO 9.4.9.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Norte Cereso	Alimentador ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Terranova	Alimentador ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Paso del Norte	TC sustitución	1	230	abr-28	abr-28
Reforma	TC sustitución	1	230	abr-28	abr-28
Total					

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado de **457 millones de pesos de 2023** (22.16 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta en la construcción de 26 km-c de Línea de Transmisión en 230 kV. Los Cuadros 9.4.9.3 al 9.4.9.4 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.9.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Norte Cereso – Reforma	230	1	13	abr-28	abr-28
LT 93630 Norte Cereso-Terranova	230	1	13	abr-28	abr-28
Total			**26**		

CUADRO 9.4.9.4. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Norte Cereso	Alimentador ampliación	2	230	abr-28	abr-28
Terranova	Alimentador ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Reforma	Alimentador ampliación	1	230	abr-28	abr-28
Total		**4**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.9.5 y 9.4.9.6 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 9.4.9.7 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.9.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	3,025.06	691.55	4,573.27	230.59	1,317.6	6.71

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 9.4.9.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	2,830.63	692.97	4,178.92	438.12	910.2	3.08

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 9.4.9.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda de energía eléctrica	Mayor	Mayor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	241	457
Relación Beneficio/Costo	6.71	3.08

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que **la Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona de carga de la Zona Urbana de Juárez.

P24-NT2 Aumento en la Capacidad de Subtransmisión en Zona Laguna

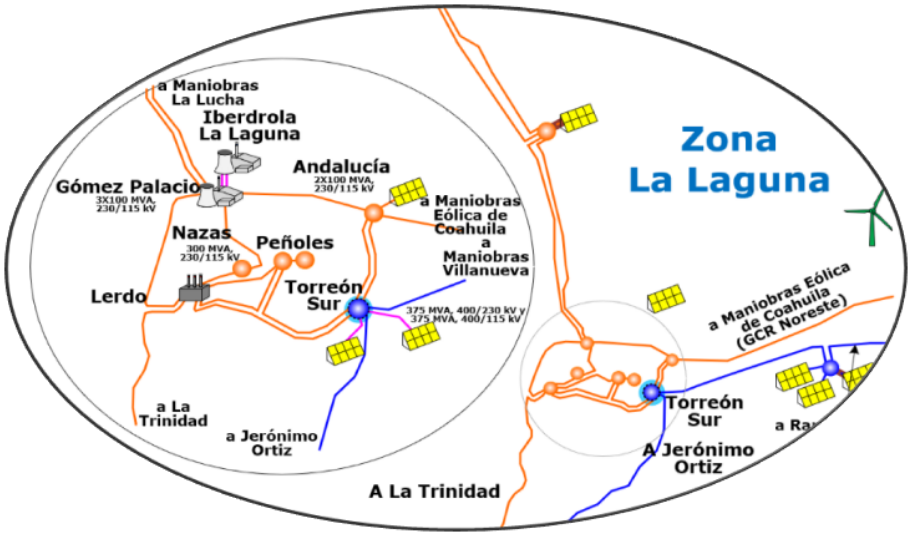
Diagnóstico operativo.

La ZOT Laguna atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo, San Pedro, Francisco I. Madero y Matamoros de los estados de Coahuila y Durango. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en el nivel de tensión de 400, 230 y 115 kV que interconectan a las Subestaciones Eléctricas de la ZOT.

La ZOT Laguna cuenta con una Subestación Eléctrica de 400/115 kV y tres Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV, para un total actual de 1,175 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 9.4.10.1. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las principales Subestaciones Eléctricas que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Laguna.

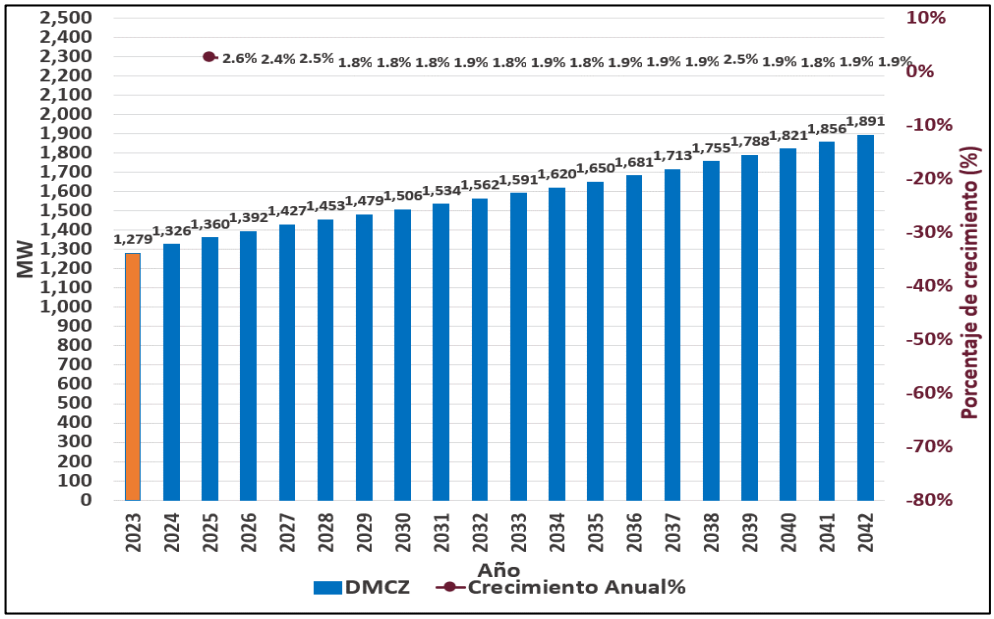
FIGURA 9.4.10.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA



La demanda máxima de la ZOT Laguna en 2023 fue de 1,279 MW sin considerar las pérdidas en el Red Eléctrica, para el 2029, de acuerdo con el PDS 2024-2044 elaborado por el CENACE, se pronostica una carga máxima en la zona de 1,479 MW, lo que representa un incremento de carga promedio del 2.5 % por año (Figura 9.4.7.2.). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran alimentadas por las SE Torreón Sur y Gómez Palacio en el nivel de tensión de 115 kV, además que reciben la mayor parte de generación proveniente de la ZOT Camargo, por la compuerta Maniobras La Lucha - Gómez Palacio. En la Red Eléctrica de 115 kV de la SE Gómez Palacio se encuentra la CCC Iberdrola Laguna de 543 MW de Capacidad Neta, actualmente, ante diferentes despachos de generación de dicha Central Eléctrica, al evaluar el disparo de medio ciclo de la misma o el disparo de transformación de 400/115 kV en la SE Torreón Sur o 230/115 kV en la SE Nazas, provoca bajas tensiones, sobrecarga en los autotransformadores y sobrecargas en Líneas de Transmisión de la Red Eléctrica de 115 kV, lo que llevaría a un colapso de la ZOT Laguna. Como manera preventiva se realiza la Estrategia Operativa de seccionar la Red Eléctrica con la apertura de hasta 11 líneas de transmisión de 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia. Para resolver dichas problemáticas, el CENACE propuso a la SENER el proyecto Zona La Laguna (P16-NT1) el cual consiste en la instalación de un nuevo banco de transformación de 375 MVA de capacidad y relación de transformación de 400/115 kV, que incluye la construcción de una nueva Línea de Transmisión y la recalibración de otras más en el nivel de 115 kV. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con fecha de entrada en operación de abril de 2020, pero se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación estimada para octubre de 2024.

De acuerdo con el crecimiento de la demanda y considerando el proyecto instruido P16-NT1 en la Zona Laguna, para el verano de 2029 se presenta la necesidad de incorporar refuerzos de transmisión en 115 kV en la ZOT Laguna, ya que ante contingencia sencilla se presentarían sobrecargas en la Red Eléctrica en el nivel de 115 kV. En la Figura 9.4. 10.2. se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la ZOT Laguna en 2023; así como una proyección los próximos años.

FIGURA 9.4.10.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE LA ZOT LAGUNA EN PDS 2024-2044.



De acuerdo con los pronósticos de demanda para el 2029, la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica ocasionaría que se presenten flujos de potencia en Líneas de Transmisión fuera de sus límites operativos permisibles y este empeorará para los siguientes años. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el verano.

La contingencia sencilla más severa en la zona de influencia es la salida de la LT Philips – La Unión, ocasionando flujos en la LT Allende – California por arriba de su límite térmico de 120 MVA. Cabe mencionar que la restricción se determina con lo estipulado en los criterios de planeación ante condiciones N-1, establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del CdR.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro de energía eléctrica y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Laguna, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Nueva LT de doble circuito, con una longitud estimada de 11 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la actual LT Viñedos – Revolución con la SE Torreón Sur **(1).**

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Torreón Sur para el entronque de la LT Viñedos – Revolución **(2).**

Alternativa 2

Transmisión:

- Nueva LT de un circuito, con una longitud estimada de 30 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar la trayectoria Torreón Sur – Viñedos **(1).**

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV, en la SE Torreón Sur **(2).**
- Un alimentador en 115 kV, en la SE Viñedos **(3).**

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

En las Figuras 9.4.10.3. y 9.4.10.4. se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 9.4.10.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

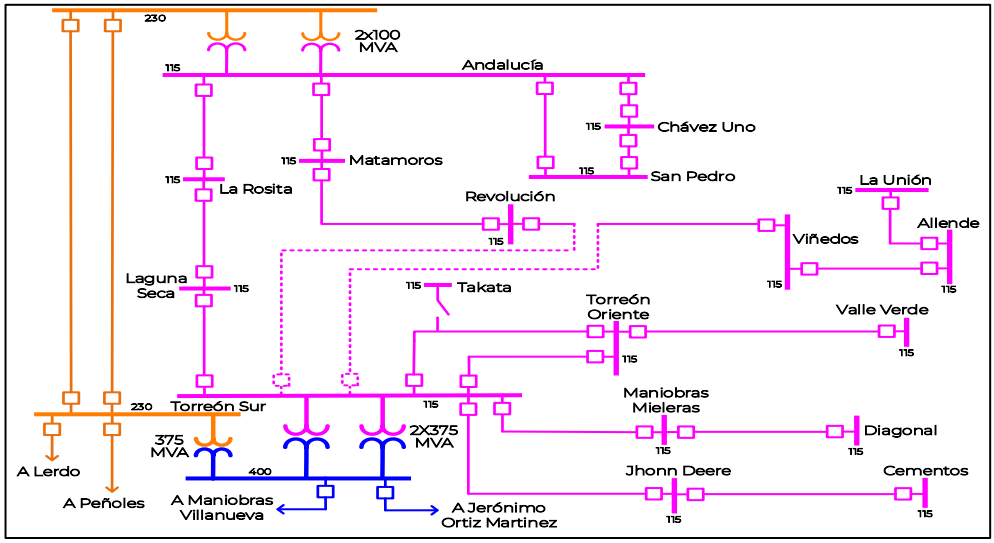
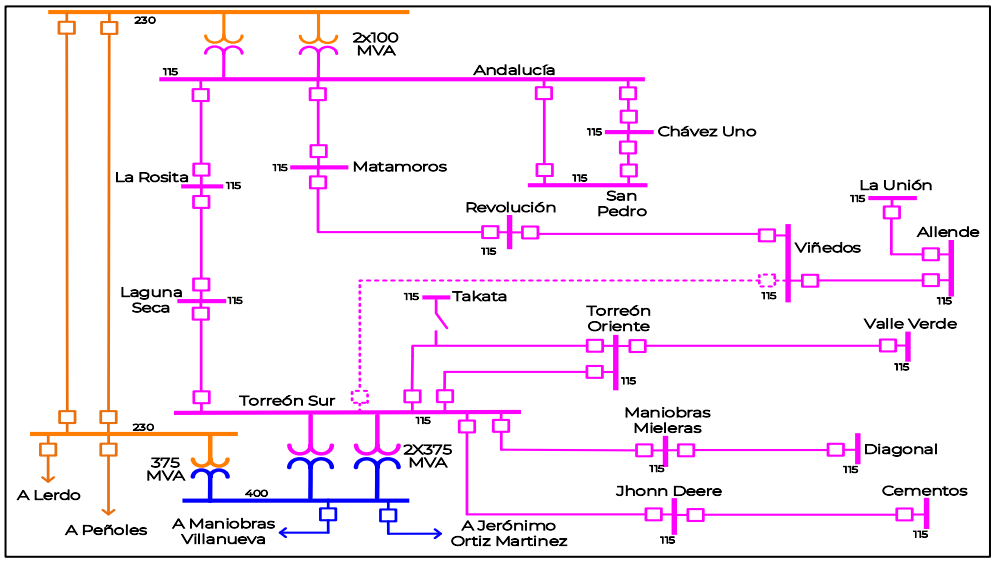


FIGURA 9.4.10.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas del proyecto

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión estimado de **242.17 millones de pesos de 2023** (11.756 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de la construcción de 11 km-2C de Línea de Transmisión en 115 kV.

Los Cuadros 9.4.10.1. y 9.4.10.2. muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.10.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Torreón Sur entronque Revolución – Viñedos (73NT0)	115	2	22.0	abr-28	abr-28
Total			**22.0**		

CUADRO 9.4.10.2. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Torreón Sur	Alimentador ampliación	2	115	abr-28	abr-28
Total		**2**			

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión estimado de **558.319 millones de pesos de 2023** (27.102 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de la construcción de 30 km-1C de Línea de Transmisión en 115 kV.

Los Cuadros 9.4.10.3. y 9.4.10.4. muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.10.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Torreón Sur – Viñedos	115	1	30.0	abr-28	abr-28
Total			**30.0**		

CUADRO 9.4.10.4. OBRAS PARA EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Torreón Sur	Alimentador ampliación	1	115	abr-28	abr-28
Viñedos	Alimentador ampliación	1	115	abr-28	abr-28
Total		**2**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.10.5. y 9.4.10.6. se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 9.4.10.7. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.10.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	967.63	304.49	1590.61	231.36	391.6	2.69

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 9.4. 10.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Valor presente Neto	Relación B/C
0.000	49.23	298.10	451.91	538.93	-87.0	0.84

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 9.4.10.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Igual
Límite de transmisión	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	242.1	558.3

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que **la Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Laguna.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[72] PERTENECIENTES A GCR NORESTE

P24-NE1 Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey

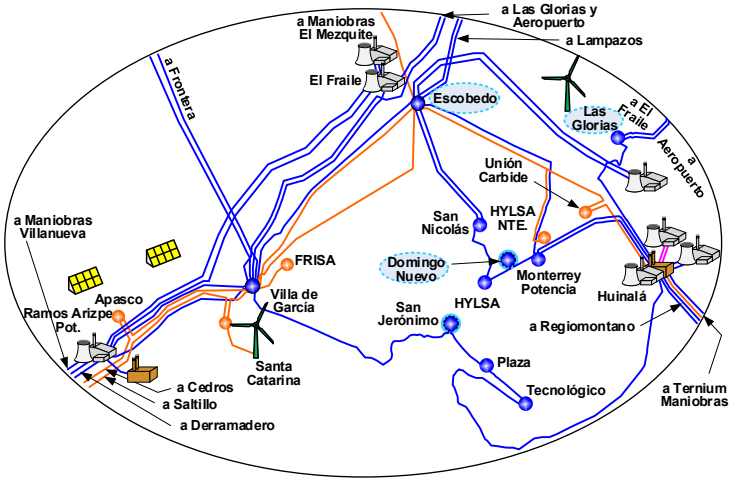
Diagnóstico operativo.

La SE Escobedo y Las Glorias se encuentran ubicadas en el área norte de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), localizada al noreste del país, en el estado de Nuevo León; siendo de gran importancia la actividad industrial siderúrgica, manufacturera y de servicios. Para el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Monterrey y área metropolitana, se cuenta con 12 Subestaciones Eléctricas en las que se tienen autotransformadores de 400/230 kV y transformadores de 400/115 kV, para un total de 7,200 MVA de capacidad de Transformación. Asimismo, esta ZOT también cuenta con enlaces interregionales con las Gerencias de Control Regional Norte (GCRNT) y Occidental (GCROC), siendo estos formados por las LT Ramos Arizpe Potencia – A3700 – Maniobras Villa Nueva y Cuadro de Maniobras Eólica de Coahuila – 93050 – Andalucía con la GCRNT, y Derramadero – A3G00 – Primero de Mayo y Ramos Arizpe Potencia – A3G10 – Salero con la GCROC.

De acuerdo con el diagnóstico operativo, durante el periodo comprendido de enero-diciembre de 2023 el banco de transformación de la SE Las Glorias presentó flujos de potencia igual o mayores al 90 % de su capacidad nominal, lo cual se agravará en los próximos años debido al crecimiento pronosticado de la demanda en la zona provocando la degradación del equipo y por consiguiente impactando la vida útil del mismo, además del inminente impacto en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la zona urbana .

En la Figura 9.4.11.1. se presenta el diagrama geográfico de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas que presentarán problemáticas de suministro de energía eléctrica a causa de la saturación de los elementos de transformación.

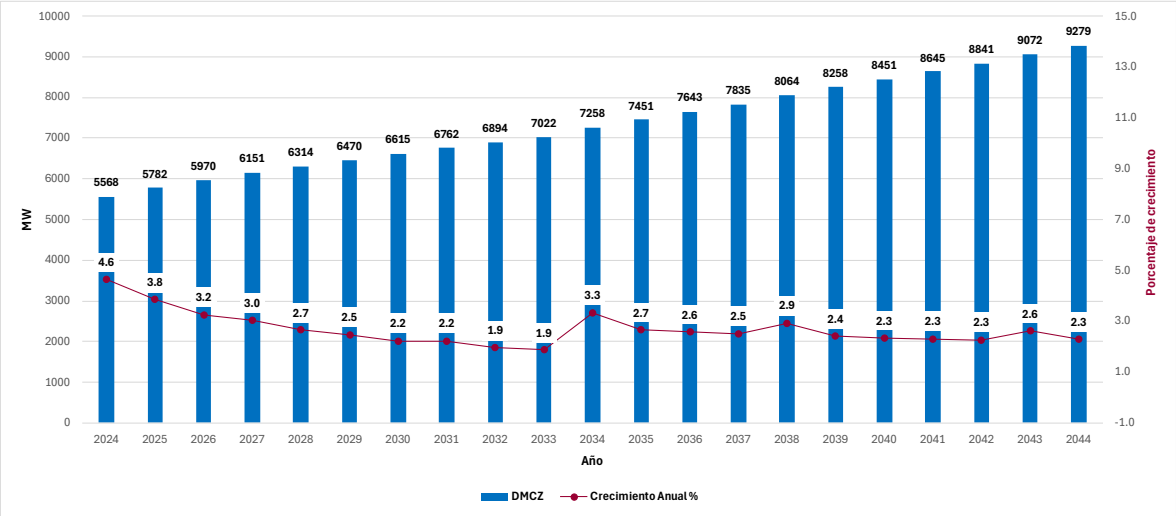
FIGURA 9.4.11.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2023



[72] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

Al cierre del 2023, la demanda total máxima coincidente de la ZMM, alcanzó 5,854 MW. Considerando una TCMA del 3.2 %, de acuerdo con el PDS 2024-2038, la demanda esperada para el año 2027 será de 6,151 MW y para el 2030 será de 6,615 MW aproximadamente, sin considerar el probable efecto del "nearshoring" de la zona de estudio no previsto en el PDS 2024-2038. En la Figura 9.4.11.2. se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la ZMM en 2023; así como una proyección de los próximos años. Con lo cual, los bancos de transformación de Subestaciones Eléctricas como Escobedo y Las Glorias, que suministran la energía eléctrica a usuarios residenciales, comerciales e industriales en la zona norte de la ZMM, presentarán un nivel de carga superior a su respectiva capacidad nominal. Lo cual, además de ser una condición no operativa para la Red Eléctrica, aceleraría la degradación y recortaría la vida útil de los equipos (bancos de transformación), afectando y disminuyendo directamente la Confiabilidad del SIN en la ZMM.

FIGURA 9.4.11.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE LA ZMM EN PDS 2024-2044



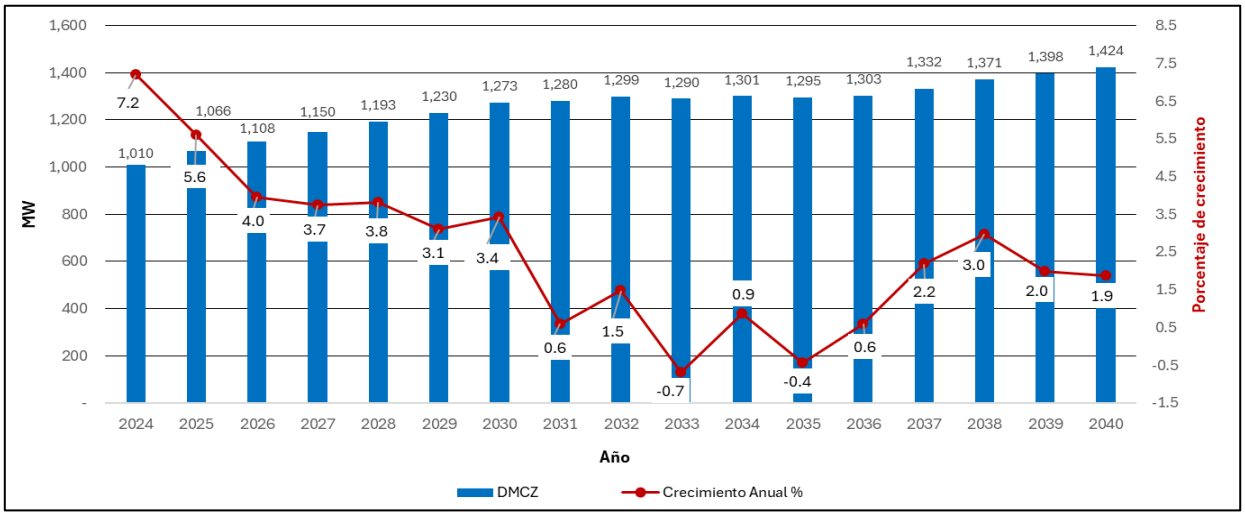
La topología de la ZMM cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a las Subestaciones Eléctricas de 400/115 y 230/115 kV como a las Centrales Eléctricas en 115 kV, lo cual proporciona un amplio margen de maniobra que se traduce en Confiabilidad para el manejo de flujos de potencia activa en la Red Eléctrica, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante las CSS. Sin embargo, los mismos factores que hacen a esta Red Eléctrica muy robusta en términos de flexibilidad operativa, también hacen que el nivel de cortocircuito de un gran número de Subestaciones Eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos.

Lo anterior representa un potencial factor de riesgo para la Confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico y, en general, del sistema eléctrico de la región; comprometiendo el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que puede generar afectaciones a la transferencia de energía eléctrica, interrupciones en el suministro de energía eléctrica a industrias, comercios y usuarios residenciales; así como de posibles daños periféricos a equipos eléctricos ante una posible condición de falla catastrófica (explosión o incendio), que pudiese incluso, derivar en accidentes graves para el personal operativo de mantenimiento. Por lo anterior se instruyó el proyecto P19-NE2 Reducción del Nivel de Cortocircuito (NCC) en la ZMM con fecha de entrada en operación de 2025, el cual solventa la problemática mediante una alternativa híbrida que consiste en el seccionamiento de la Red Eléctrica y la instalación de un banco de transformación en la SE Domingo Nuevo. No obstante, derivado del acelerado crecimiento de la ZMM, principalmente en el ámbito industrial, el cual se estima para el año 2030, en cuanto al consumo final, los sectores de empresa mediana y gran industria alcancen el 76.1 % de participación. Para los próximos tres años, se espera la entrada de nuevos Centros de Carga, en especial parques industriales, así como empresa especializada en la fabricación y comercialización de autopartes para el mercado automotriz, y armadoras de transporte terrestre. Por lo cual, es imperativo la incorporación de elementos de transformación que garanticen el el crecimiento de la demanda en la

ZMM con Continuidad, Confiabilidad y Calidad, aumentando la capacidad de transformación brindando suficiencia en el suministro de energía eléctrica ante diferentes escenarios de despacho de la generación local y la ocurrencia de contingencias sencillas y evitando la saturación en los elementos de transmisión y transformación de la RNT.

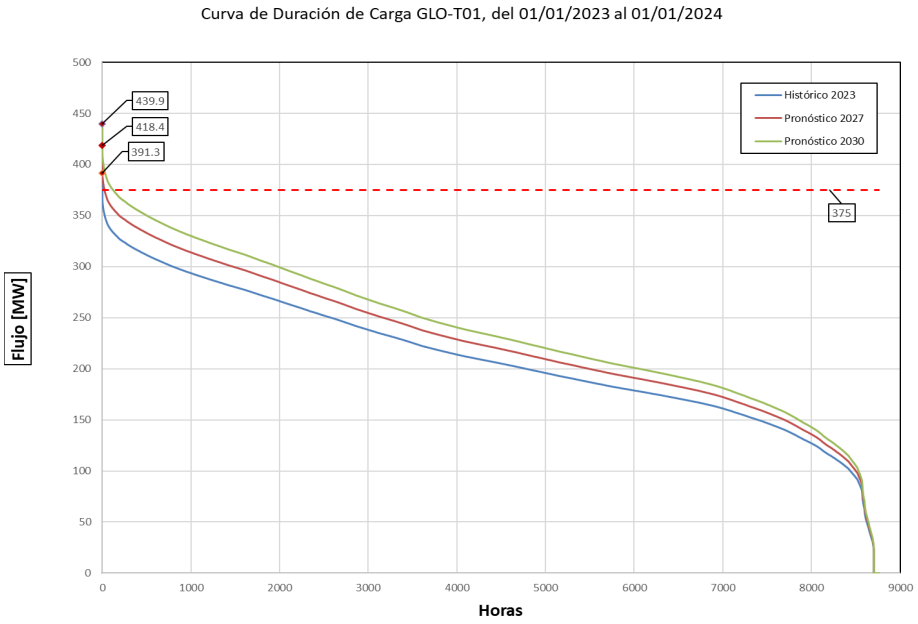
Considerando lo anterior, se requiere optimizar la Red Eléctrica actual disponible, haciendo uso eficiente de los recursos disponibles, por lo cual se propone un seccionamiento de Red Eléctrica de la ZMM con la formación de cuatro subanillos, esto permitirá agregar la capacidad de transformación necesaria sin tener afectaciones en cuanto a los niveles de cortocircuito de las Subestaciones Eléctricas que comprenden la ZMM. Dado la magnitud del alcance de las obras de refuerzo necesarias, se plantea abordar de forma secuencial las problemáticas existentes, atendiendo inicialmente la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey donde se formará el denominado subanillo 2. En la Figura 9.4.11.3. se muestra el comportamiento de la demanda máxima del subanillo 2 en 2023; así como una proyección de los próximos años.

FIGURA 9.4.11.3. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL ÁREA DE INFLUENCIA (SUBANILLO2) EN PDS 2024-2044



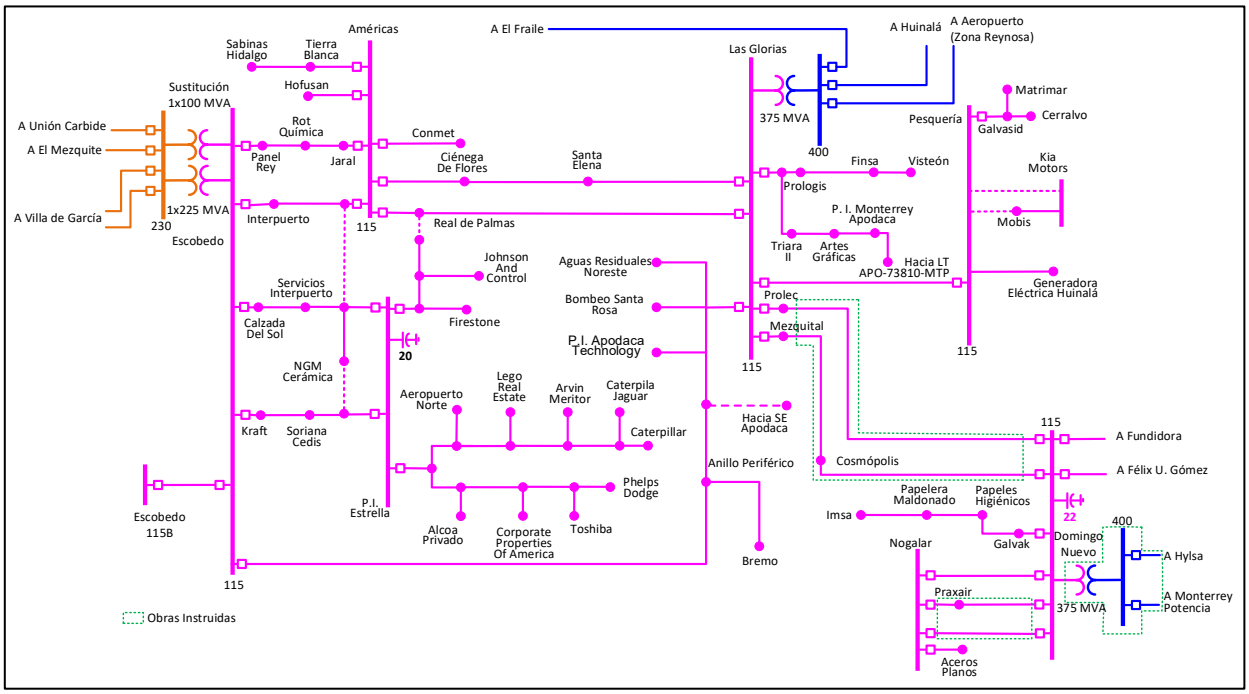
Por lo anterior, se plantea la incorporación de bancos de transformación que solventen la problemática de sobrecargas en los bancos existentes, para una operación normal de la Red Eléctrica (Red Eléctrica Completa) así como ante la ocurrencia de alguna contingencia sencilla (N-1); garantizando así, el constante suministro de energía eléctrica a los Usuarios Finales del norte de la ZMM. En la Figuras 9.4.11.4 se muestra la curva de duración de carga del transformador Las Glorias (T-01) de la región en la condición estimada de demanda máxima de 2023. El transformador de la SE Las Glorias (T-01) para el año 2027 y 2030 operaría con 418.4 y 439.9 MVA de carga respectivamente. Además, el tiempo que operaría el transformador de Las Glorias (T-01), por arriba de su capacidad nominal sería de 24 y 121.6 horas respectivamente.

FIGURA 9.4.11.4. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE LAS GLORIAS T-01



En la Figura 9.4.11.5 se ilustra la Red Eléctrica correspondiente al área de influencia de este proyecto, para el año 2030.

FIGURA 9.4.11.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA EN 2027 (SIN PROYECTO)



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2027, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de las SE Escobedo, Las Glorias y demás pertenecientes al área norte de la ZMM:

Alternativa 1

Solución híbrida (compuesta de seccionamiento de Red Eléctrica, adición de elementos de transformación, compensación y reemplazo de TC).

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad (sustitución), con una relación de transformación 230/115 kV en la SE Escobedo Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (1)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA de capacidad (ampliación), con una relación de transformación de 400/115 kV en la SE Las Glorias. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (2).

Transmisión:

- Línea de transmisión de un circuito con una longitud estimada de 13.9 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV, de la SE Las Glorias a la SE Real de Palmas (3).

Compensación:

- Un banco de capacitores de 45 MVAr en 115 kV en la SE Américas (4)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Sabinas Hidalgo (5)
- Un banco de capacitores de 45 MVAr en 115 kV en la SE P. I. Estrella (sustitución del existente) (6)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Las Glorias para la interconexión de la Línea de Transmisión propuesta (7)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Real de Palmas para la interconexión de la Línea de Transmisión propuesta (8)
- Dos interruptores de amarre en 115 kV en la SE Escobedo para barras de 115 kV (9)
- Cambio de Transformadores de Corriente para alcanzar el límite térmico del conductor en las siguientes Líneas de Transmisión de la ZMM: (10)
- LT Estrella – 73F60 – Escobedo (lado SE Estrella).
- LT Estrella – 73G40– Escobedo (lado SE Estrella).
- LT Escobedo – 73880– El Canadá (lado SE El Canadá).
- LT Escobedo -73H70-Nueva Escobedo (ambos extremos).
- LT Escobedo -73860- Solidaridad (lado SE Solidaridad).
- LT Villa de García -73F00- Fomerrey (ambos extremos).
- LT Villa de García -73E90- Santa Catarina (ambos extremos).
- LT Jerónimo Potencia -73720- Valle (ambos extremos).
- LT Jerónimo Potencia -73330- Dinastía (ambos extremos).
- LT San Nicolas -73E80- Celulosa (ambos extremos).
- LT San Nicolas -73890-Topo Chico (ambos extremos).
- LT Jerónimo Potencia -73D60- Leona (ambos extremos).

- LT Lechugal -73230- Jerónimo Potencia (ambos extremos).
- LT Jerónimo Potencia – 73285 – Valle Poniente (lado SE Jerónimo Potencia)

Alternativa 2

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA de capacidad (sustitución), con una relación de transformación 230/115 kV en la SE Escobedo Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (1)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA de capacidad (ampliación), con una relación de transformación de 400/115 kV en la SE Las Glorias. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (2).
- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 125 MVA de capacidad (ampliación), con una relación de transformación de 400/115 kV en la SE El Fraile. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (3).

Transmisión:

- LT con una longitud estimada de 16.5 km, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE Escobedo Dos a la SE P. I. Estrella (4)
- LT con una longitud estimada de 16.5 km, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE El Fraile a la SE Escobedo (5)
- LT con una longitud estimada de 16.5 km, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE El Fraile a la SE Interpuerto (6)
- LT con una longitud estimada de 16.5 km, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV de la SE El Fraile a la SE Jaral (7)

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de ±150 MVAR en 115 kV en la SE Américas (8)
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de ±200 MVAR en 115 kV en la SE Nogalar (9)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Tres alimentadores en 115 kV en la SE El Fraile (10)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Escobedo (11)
- Un alimentador en 115 kV en la SE P. I. Estrella (12)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Interpuerto (13)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Jaral (14)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las Figuras 9.4.11.6 y 9.4.11.7 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

Para solventar la problemática de transformación en el área norte de la ZMM la Alternativa 1 analizada comprende las siguientes etapas:

- Hacer un uso eficiente de la Red Eléctrica mediante el cambio de topología formando subanillos para incorporar transformación sin afectar el NCC de la ZMM.
- Para alcanzar el límite térmico del conductor de las Líneas de Transmisión en 115 kV de la ZMM se requiere la sustitución de TC.
- Instalación de elementos de transformación y compensación para la atención al suministro de usuarios actuales y futuros de la ZMM.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 2,699.19 millones de pesos de 2023 (131.03 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Los Cuadros 9.4.11.1 a 9.4.11.4 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

FIGURA 9.4.11.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

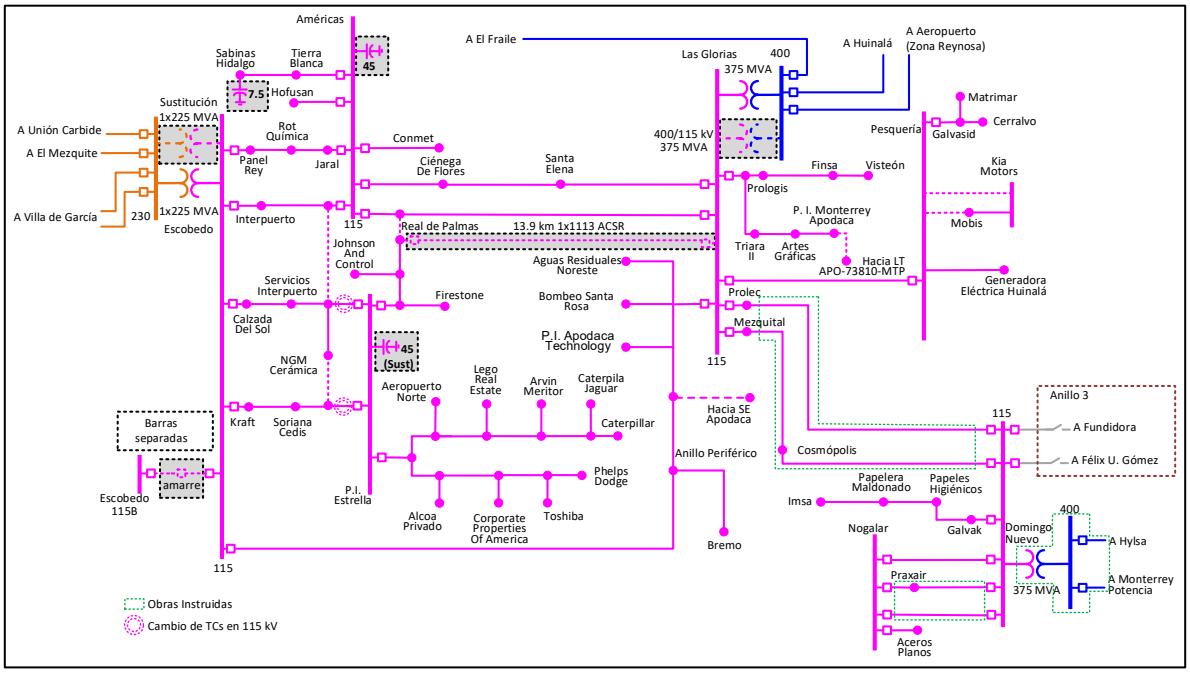
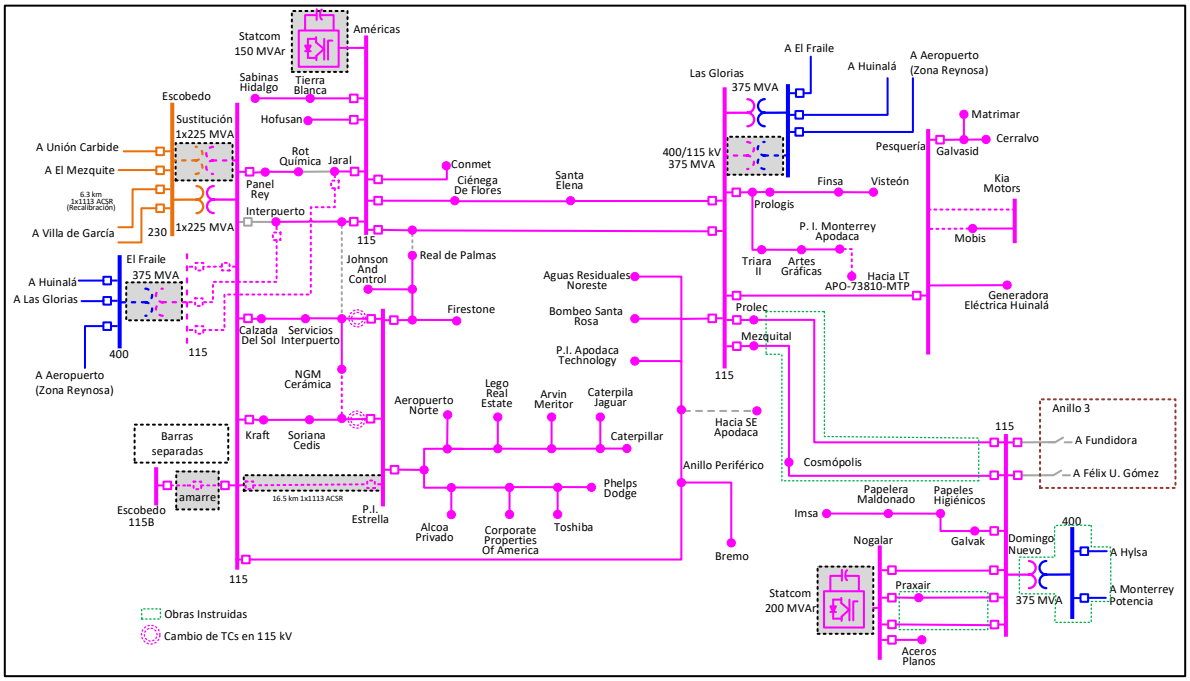


FIGURA 9.4.11.7. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



CUADRO 9.4.11.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Escobedo Banco 2 (Sustitución)	3	AT	75	230/115	abr-27	abr-27
Las Glorias Banco 2	3	AT	125	400/115	abr-27	abr-27
Total			**600**			

CUADRO 9.4.11.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Américas entronque Las Glorias – Real de Palmas (73A80)	115	115	13.9	abr-27	abr-27
Total			**13.9**		

CUADRO 9.4.11.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Américas MVAr	Capacitor	115	45	abr-27	abr-27
Sabinas Hidalgo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-27	abr-27
P. I. Estrella MVAr	Capacitor	115	45	abr-27	abr-27
Total			**97.5**		

CUADRO 9.4.11.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Glorias	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Real de Palmas	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Escobedo	Interruptor (amarre)	2	115	abr-27	abr-27
El Canadá	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Nueva Escobedo	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Solidaridad	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Villa de García	TC sustitución	2	115	abr-27	abr-27
Fomerrey	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Santa Catarina	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Jerónimo Potencia	TC sustitución	5	115	abr-27	abr-27
Valle	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Dinastía	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
San Nicolás	TC sustitución	2	115	abr-27	abr-27
Celulosa	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Topo Chico	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Leona	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Lechugal	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
Escobedo	TC sustitución	1	115	abr-27	abr-27
P. I. Estrella	TC sustitución	2	115	abr-27	abr-27
Total		27			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 4,191.53 millones de pesos de 2023 (203.47 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Los Cuadros 9.4.11.5 al 9.4.11.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.11.5. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Escobedo Banco 2 (Sustitución)	3	AT	75	230/115	abr-27	abr-27
Las Glorias Banco 2	3	AT	125	400/115	abr-27	abr-27
El Fraile Banco 1	4	AT	125	400/115	abr-27	abr-27
Total			**1,100**			

CUADRO 9.4.11.6. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Escobedo – P. I. Estrella	115	1	16.5	abr-27	abr-27
El Fraile -Escobedo	115	1	6.3	abr-27	abr-27
El Fraile -Interpuerto	115	1	8.9	abr-27	abr-27
El Fraile -Jaral	115	1	8.7	abr-27	abr-27
Total			**40.56**		

CUADRO 9.4.11.7. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Américas STATCOM	Capacitor	115	150	abr-27	abr-27
Nogalar STATCOM	Capacitor	115	200	abr-27	abr-27
Total			**350**		

CUADRO 9.4.11.8. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Fraile	Alimentador	3	115	abr-27	abr-27
Escobedo	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
P. I. Estrella	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Interpuerto	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Jaral	Alimentador ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Total		**7**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 9.4.11.9 y 9.4.11.10 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación determinístico y en el Cuadro 9.4.1.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.11.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
471.45	46.13	23,009.61	16,879.49	2,391.35	6,130.12	2.56

CUADRO 9.4.11.10. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales Incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,580.01	66.91	24,843.09	17,458	3,713.49	7,384.65	1.99

CUADRO 9.4.11.11. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Límite de Transmisión	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	2,699.19	4,191.53

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1 es la mejor opción de solución** a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para las Subestaciones Eléctrica de la zona de influencia.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LA RNT[73] PERTENECIENTES A GCR BAJA CALIFORNIA

P24-BC1 Incremento en la capacidad de transmisión en la región San Quintín

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformado por dos grandes regiones de carga, zona Valle y zona Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali en Baja California y San Luis Río Colorado en el estado de Sonora, mientras que la zona Costa comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín.

Para atender el suministro de energía eléctrica en las ciudades de Ensenada y San Quintín, se realiza la importación de energía eléctrica desde tres puntos, el primero desde la Central Eléctrica Presidente Juárez, el segundo proveniente de la Central Eléctrica Baja California Tres (La Jovita) y el tercero, mediante un enlace de transmisión en 69, la LT Herradura – Valle de Guadalupe - Lomas.

La energía eléctrica proveniente de los puntos de generación se transmite a través de bancos de transformación que tienen una relación 230/115 kV para suministrar la demanda eléctrica requerida en la zona Ensenada.

La zona Ensenada tiene la particularidad de satisfacer de energía eléctrica a la ciudad de Ensenada y otras cargas muy dispersas y lejanas de los centros de generación de energía eléctrica. Unas cargas son: las localizadas sobre la zona costera del Océano Pacífico, como el poblado de San Quintín y San Simón, y otras sobre la costa del Golfo de California, como la ciudad de San Felipe. Las cargas lejanas se suministran mediante una Línea de Transmisión en 115 kV, a una longitud aproximada de 175 km desde la SE Ciprés hacia la SE San Simón y para la región de San Felipe, aproximadamente a 220 km.

Derivado de la problemática del diferimiento, que se ha registrado, en la incorporación de los proyectos de compensación capacitiva en el ámbito del SIBC, se han registrado bajos voltajes en las Subestaciones Eléctricas en la zona sur de Ensenada en las condiciones de verano en los últimos años, y particularmente en 2023 se realizaron acciones operativas para resolver esta problemática de baja tensión, una acción fue el traslado de un capacitor de la SE Cañón a la SE San Simón durante el periodo de verano, para atender la demanda máxima estimada en 2024. Se ha solicitado por el CENACE realizar el traslado del banco de capacitores de 15 MVAr que actualmente se tiene en la SE Ciprés hacia la SE San Simón teniendo como fecha estimada de término en junio de 2024, estas acciones son necesarias para mejor el perfil de tensión en el área de influencia, mejorando así la Confiabilidad al Suministro Eléctrico en las SE San Simón y San Quintín.

El traslado del banco de capacitores se considerará permanente en la SE San Simón hasta que se tenga el nuevo proyecto de compensación en operación, es decir, el proyecto P15-BC4 San Simón MVAr instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación de agosto 2024 se ubicará en la Subestación Eléctrica de acuerdo con las necesidades de la infraestructura eléctrica existente.

Durante el año 2023 la zona Ensenada alcanzó un valor de demanda máxima integrada de 256 MW, dicha carga decreció un 6.22 % respecto al año 2022 y el crecimiento promedio en los últimos años es 1.75 %.

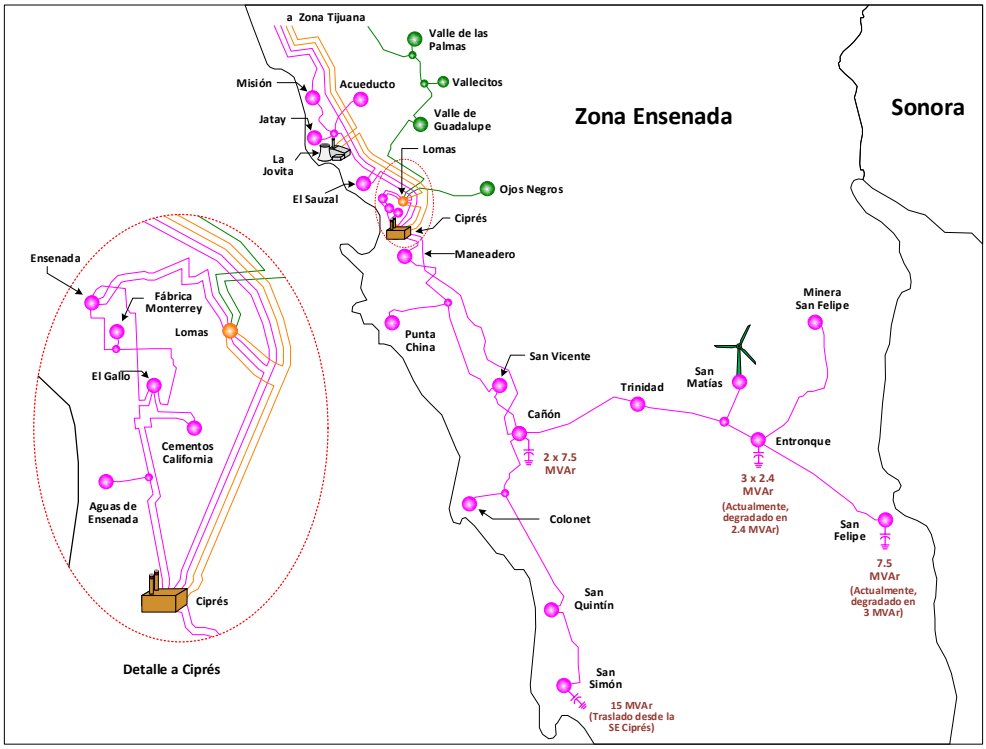
En cuanto al comportamiento de la demanda al sur de zona Ensenada, en particular el crecimiento promedio que presenta durante los últimos 10 años la LT de SE Cañón hacia la SE San Quintín es de 6.3 %, sin embargo, durante 2023 esta presentó un flujo máximo de 55.99 MW lo cual representa un crecimiento de 0.6 % con respecto al 2022, este crecimiento de carga en la zona se vio limitado debido a la restricción que se tienen en esta parte de la Red Eléctrica, así como también a que el conductor está

[73] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

próximo a llegar a su capacidad de transmisión de potencia, que está limitada a 60 MVA, por las condiciones físicas de deterioro y daño en las que se encuentra operando el conductor entre las Subestaciones Eléctricas Cañón y San Simón.

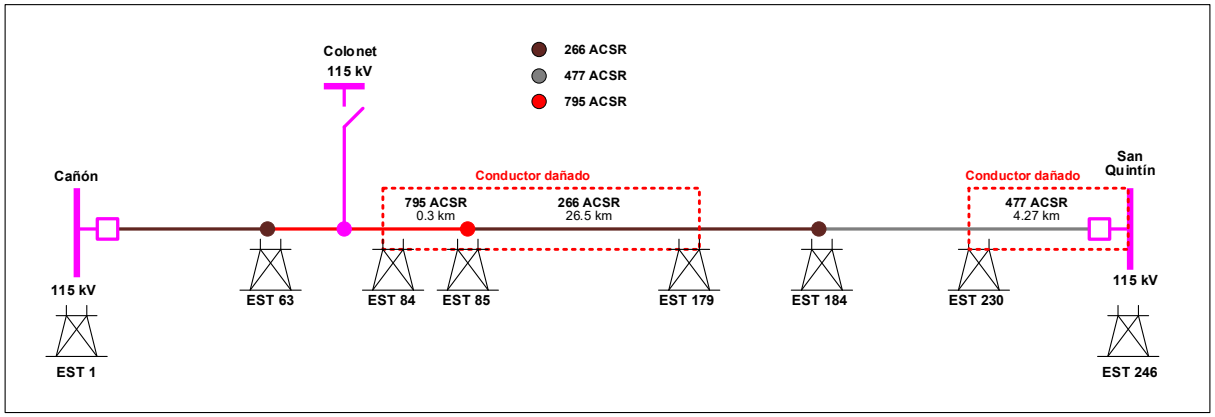
En la Figura 9.4.12.1. muestra un diagrama unifilar con la infraestructura eléctrica existente en 2024 de la zona Ensenada.

FIGURA 9.4. 12.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA ENSENADA



La LT Cañón -73130 – San Quintín fue construida en el año de 1978, tiene una longitud de 70 km la cual está compuesta por conductores de diferentes calibres; 43 km de conductor 266 kcmil ACSR con capacidad de 90 MVA de los cuales 26.5 km presenta daños en el conductor, 8 km de conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR con capacidad de 166 MVA de los cuales 0.3 km presenta daños y 19 km de calibre 477 kcmil tipo ACSR con capacidad de 129 MVA de los cuales 4.27 km presenta daño en el conductor. La Figura 9.4.12.2. muestra la composición de la LT Cañón-San Quintín.

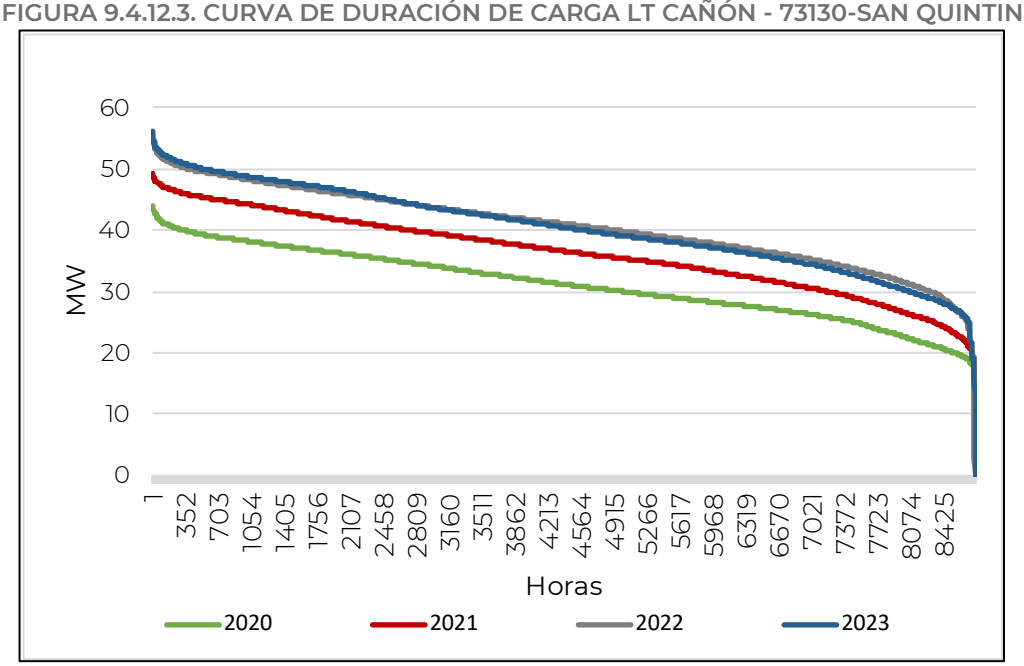
FIGURA 9.4.12.2. COMPOSICIÓN DE LA LT CAÑÓN – 73130 – SAN QUINTIN



Al ser un circuito radial que alimenta cargas de gran magnitud, en los extremos se registran altas pérdidas eléctricas a través del conductor. La Figura 9.4.12.3 muestra el historial del flujo de potencia que se ha registrado en la LT Cañón – 73130 – San Quintín, a través de este circuito en 115 kV se suministra a las SE San Quintín, San Simón y la SE Colonet, ésta última se encuentra conectada en forma de derivación (TAP). Este enlace ha presentado valores cercanos a su capacidad nominal, siendo el periodo de principios de junio a finales de octubre los meses de mayor cargabilidad en condiciones de Red Eléctrica completa, durante este periodo se llegaron a presentar alarmas por operar en magnitudes de tensión fuera de límites permitidos.

Durante los últimos 10 años se han presentado 13 eventos en la LT Cañón – 73130 – San Quintín, la ocurrencia de estos eventos se puede presentar en cualquier temporada del año afectando, en forma acumulada ha representado más de 400 MW de carga equivalente a 464 MWh de ENS.

FIGURA 9.4.12.3. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA LT CAÑÓN - 73130-SAN QUINTIN



De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación en vigencia la carga pronosticada, en la SE San Quintín, la SE San Simón y la SE Colonet, alcanzará un valor en conjunto de 61 MW para el año 2028 y que junto con las pérdidas eléctricas en el circuito alcanzaría 65 MW rebasando así la capacidad actual

de 60 MW en la LT Cañón – 73130 – San Quintín, por otra parte, para el año 2043 se tendrá una demanda de 94 MW superando así la capacidad del conductor calibre 266 kcmil ACSR.

Este circuito está autosoportado en torres de madera, por lo que la propuesta definitiva considera el disponer de un enlace confiable y seguro en torres de acero de doble circuito, en el cual únicamente se tenderá el primer circuito, de esta forma se sustituirá el circuito existente en torres de madera para utilizar el mismo derecho de vía del mismo enlace. De esta forma, será posible incrementar la capacidad de transmisión en el largo plazo que permita atender la demanda pronosticada en el área de influencia.

Por lo anteriormente descrito, se ha identificado la saturación de la LT Cañón - 73130 – San Quintín, por tanto, se requiere de un proyecto que permita atender el suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga industriales y/o residenciales que lo soliciten, propiciando el desarrollo de la región, además, se minimizar el riesgo de falla derivado de los tramos de conductor dañado, es necesario un proyecto que mejore la capacidad de transmisión de la zona sur de Ensenada para mantener el índice de Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Se han identificado dos Alternativas para resolver la problemática de capacidad de transmisión hacia la zona sur de Ensenada, preservando la Calidad de suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema permitiendo así atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- Construir una Línea de Transmisión en torres de doble circuito, donde se tenderá únicamente el primer circuito en 70 km con calibre 795 kcmil ACSR de la actual LT Cañón – 73130 – San Quintín. Por tanto, serán desmantelados los tramos que actualmente operan con calibres 266, 477 y 795 kcmil tipo ACSR.

Alternativa 2

Transmisión:

- Una nueva Línea de Transmisión de 70 km en 230 kV calibre 1113 kcmil tipo ACSR, operación inicial en 115 kV de SE Cañón a SE San Quintín.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

- Adicionalmente se consideran 2 alimentadores en 115 kV para la interconexión de la LT propuesta, uno en la SE Cañón y otro en la SE San Quintín.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figura 9.4. 12.4 y 9.4. 12.5 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado en color rojo se indican las obras propuestas.

FIGURA 9.4.12.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 1

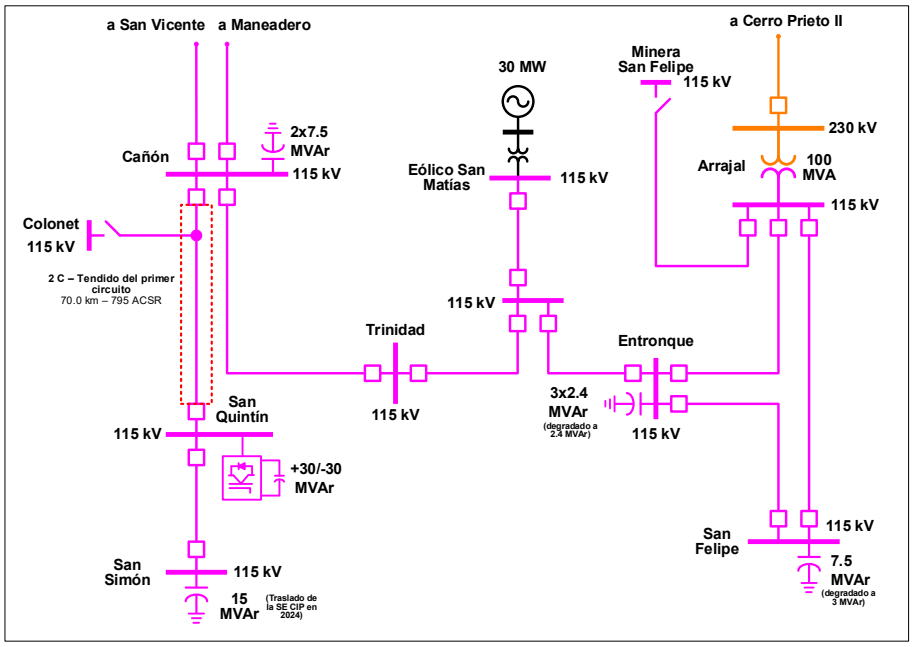
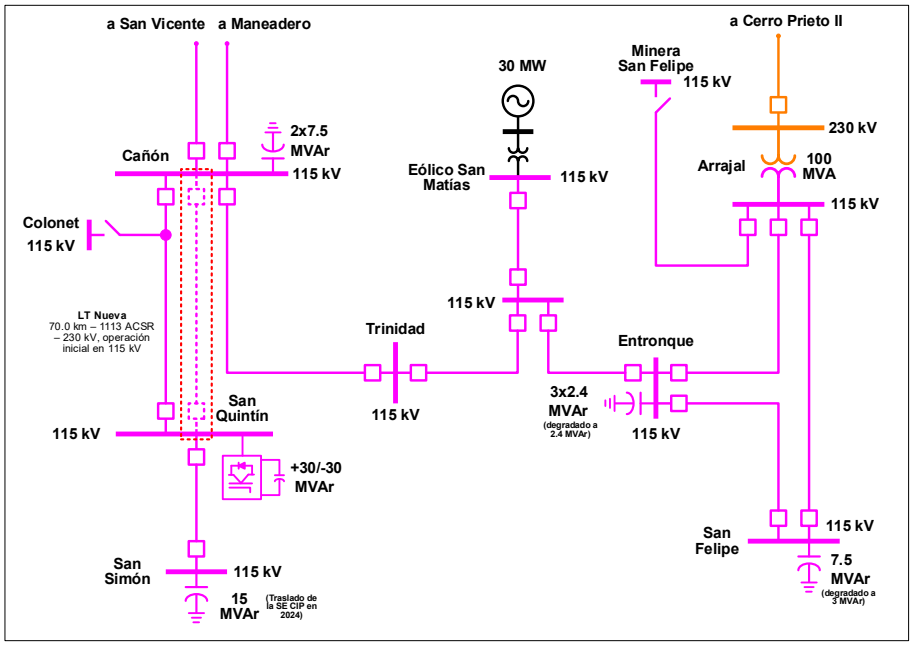


FIGURA 9.4.12.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión de **494.022 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **23.98 millones de dólares de 2023**.

Esta Alternativa consiste en cambiar en su totalidad los tramos que conforman la LT Cañón – 73130 – San Quintín, reemplazando los 70 km conformados de calibres 266, 477 y 795 kcmil tipo ACSR que están autosoportados en torres de madera, sobre el mismo derecho de vía del enlace existente, se ha considerado estructuras de torres de acero en 115 kV que soporten un doble circuito y únicamente se

tenderá el primer circuito. Con esta nueva configuración se tendrá una mayor capacidad de transmisión teniendo como nueva limitante la capacidad del conductor 795 kcmil tipo ACSR.

El Cuadro 9.4.12.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.12.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañón – San Quintín 1/	115	1	70.0	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**70.0**			

/1 Tendido del primer circuito

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **894.010 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **43.40 millones de dólares de 2023**.

Esta Alternativa consiste en una nueva Línea de Transmisión de 70 km en 230 kV calibre 1113 kcmil tipo ACSR, operando inicialmente en 115 kV de SE Cañón a SE San Quintín, así como también 1 alimentadores en 115 kV en la SE Cañón y un segundo alimentador en la SE San Quintín.

Los Cuadro 9.4.12.2 y 9.4.12.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.12.2. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañón – San Quintín /1, 2	230	1	70.0	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**70.0**			

/1 Tendido del primer circuito

/2 Operación inicial 115 kV

CUADRO 9.4.12.3. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañón	Alimentador Ampliación	1	115	abr-29	abr-29	Baja California
San Quintín	Alimentador Ampliación	1	115	abr-29	abr-29	Baja California
Total		**2**				

Indicadores técnicos y económicos

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la Confiabilidad y capacidad de transmisión de potencia de la zona sur de Ensenada, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transmisión de energía eléctrica en la trayectoria de la LT Cañón – San Quintín en condiciones de Red Eléctrica completa, así como también ante la contingencia sencilla más severa. En los Cuadros 9.4.12.4 y 9.4.12.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Al realizar una comparativa entre los Cuadros 9.4.12.4 y 9.4.12.5 se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2. Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad de la Red Eléctrica en la zona sur de Ensenada y se podrán atender las solicitudes de nuevos Centros de Carga lo que propiciará el desarrollo regional.

CUADRO 9.4. 12.4. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS POR DEMANDA INCREMENTAL DE LA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1,731.43	-6.34	1,725.08	1,110.54	452.07	614.5	1.36

CUADRO 9.4.12.5. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS POR DEMANDA INCREMENTAL DE LA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
3,041.05	-7.75	3,033.30	1,908.14	838.30	1,125.16	1.34

El Cuadro 9.4.12.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las Alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.12.6. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONÓMICAS DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	**494.022**	894.010
Relación Beneficio/Costo	**1.36**	1.34

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad, se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín.

P24-BC2 Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe

Diagnóstico operativo

El SIBC está conformada por dos regiones de carga, la región Valle y la región Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali en Baja California y San Luis Rio Colorado en el estado de Sonora, mientras que la segunda corresponde a las ciudades de Tecate, Tijuana, Rosarito y Ensenada.

Actualmente entre la zona Tijuana y la zona Ensenada se cuenta con un enlace de transmisión que opera en el nivel de tensión de 69 kV, tiene una longitud aproximada de 104 km e interconecta la zona Ensenada y la zona Tijuana, mediante este circuito se alimentan la zona rural y vinícola de la región Costa, destacando los poblados de Valle de Guadalupe y Valle de las Palmas.

La LT La Herradura (zona Tijuana-Tecate) - 63170 -Valle de Guadalupe – Lomas (zona Ensenada) es una Línea de Transmisión con una antigüedad de 62 años, que contiene múltiples calibres del conductor a lo largo de su trayectoria y que está autosoportada con estructuras y/o postes de madera. A lo largo de su trayectoria se han interconectado diversas cargas de tipo industrial y las SE Valle de las Palmas, Vallecitos y Valle de Guadalupe. En cuanto al comportamiento de la demanda en el corredor de la SE Herradura 69 kV a SE Lomas 69 kV, se tiene que el crecimiento promedio durante los últimos 10 años es de 4.1 %, llegando a alcanzar en 2023 un flujo máximo de 22.6 MW.

La carga más importante a lo largo de toda la trayectoria de interconexión es la de la SE Valle de Guadalupe, que registró un valor de 10.3 MW en 2023. Es importante mencionar que el tramo entre La SE Lomas y Valle de Guadalupe con 35 km de longitud, cuenta con equipo de conexión y desconexión en ambos extremos lo que permite mantener el suministro de la carga en la SE Valle de Guadalupe incluso en condición de contingencia sencilla, mientras que el resto de la Línea de Transmisión en la cual se tienen derivaciones hacia Subestaciones Eléctricas o cargas, no cuenta con medios de conexión y desconexión en forma automática por lo que una falla sencilla resulta en ENS lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de esta región de Valle de Palmas.

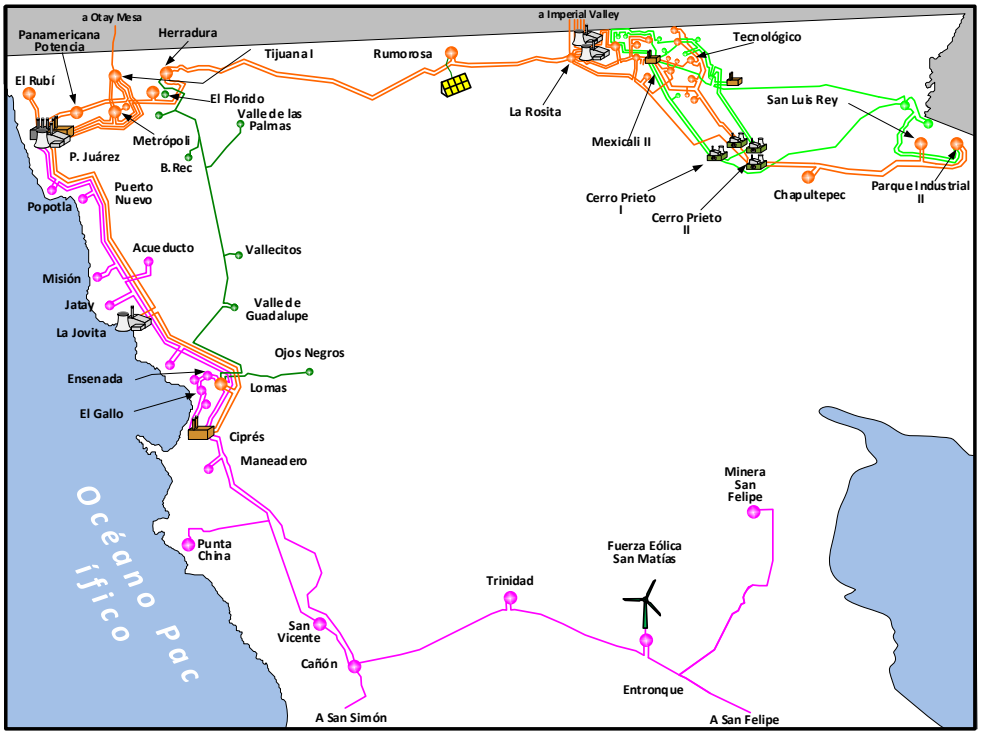
La LT Herradura – 63170 - Valle de Guadalupe tiene una longitud aproximada de 69 km y presenta varios calibres de conductor, siendo el de menor calibre y el más resistivo de 2/0 Cu que determina una capacidad de transmisión de 36 MW en condición normal, el resto de los calibres son conductores de 3/0 Cu, 266, 795 y 477 kcmil tipo ACSR. Además, su infraestructura tiene antigüedad que data del año de 1962, sin embargo, a lo largo del tiempo, se han realizado obras de infraestructura que han reducido considerablemente la ENS ante falla sencilla en parte de la trayectoria de la Línea de Transmisión, particularmente en la SE Valle de Guadalupe, donde se han registrado crecimientos muy importantes en la región.

La SE Valle de las Palmas se ubica al sur de la ciudad de Tecate, Baja California, se encuentra conectada en forma de Tap (derivación en “T”) de la LT La Herradura -63170-Derivación Valle de Las Palmas, cuenta con una capacidad instalada de 20 MW con 2 alimentadores de media tensión, satisfaciendo una demanda máxima de 3.65 MW registrada en mayo de 2023 que incluye la carga de la SE Vallecitos, mientras que el valor máximo registrado en 2023 para la SE Valle de las Palmas es de 2.84 MW. Con la construcción de bus y bahía de transferencia, se incrementa la confiabilidad para las líneas asociadas y para el transformador, ya que es posible realizar el mantenimiento a los interruptores en la barra de 69 kV sin afectar al elemento asociado. Actualmente el T20 en la SE Valle de las Palmas no cuenta con interruptor en su lado de alta tensión (protegido por fusibles). Ante fallas permanentes en la línea, no se cuenta con red en media tensión para recuperar la carga al 100 %.

Las cargas industriales De Acero SAPI DE CV y Administradora Alpha SAPI DE CV representan 5.4 MW, por lo que la carga total que se alimenta a través del enlace de transmisión es de 9 MW y considerando la SE Valle de Guadalupe se tiene alrededor de 20 MW de demanda a suministrar entre las zonas Tijuana-Tecate y Ensenada. La Figura 9.4.13.1. muestra un diagrama de la región Costa que involucra las cargas en el nivel de 69 kV entre la zona Tijuana-Tecate y Ensenada.

Durante los meses de verano, se presenta alta demanda en la zona del corredor Herradura – Lomas en 69 kV, el disparo del banco de transformación Lomas AT30 ocasiona bajos voltajes en las Subestaciones Eléctricas dentro del área de influencia, además, con el disparo de la LT Herradura – 63170 – Valle de Guadalupe se pierde también la carga de las industrias y cargas tapeadas de la Línea de Transmisión quedando únicamente en servicio a través del banco de transformación de SE Lomas la carga de las SE Valle de Guadalupe y Ojos Negros que aunque actualmente no sobrepasan la capacidad del banco de transformación se espera que con el crecimiento natural de la demanda la carga de estas dos subestaciones supere la capacidad del banco de transformación en el mediano plazo.

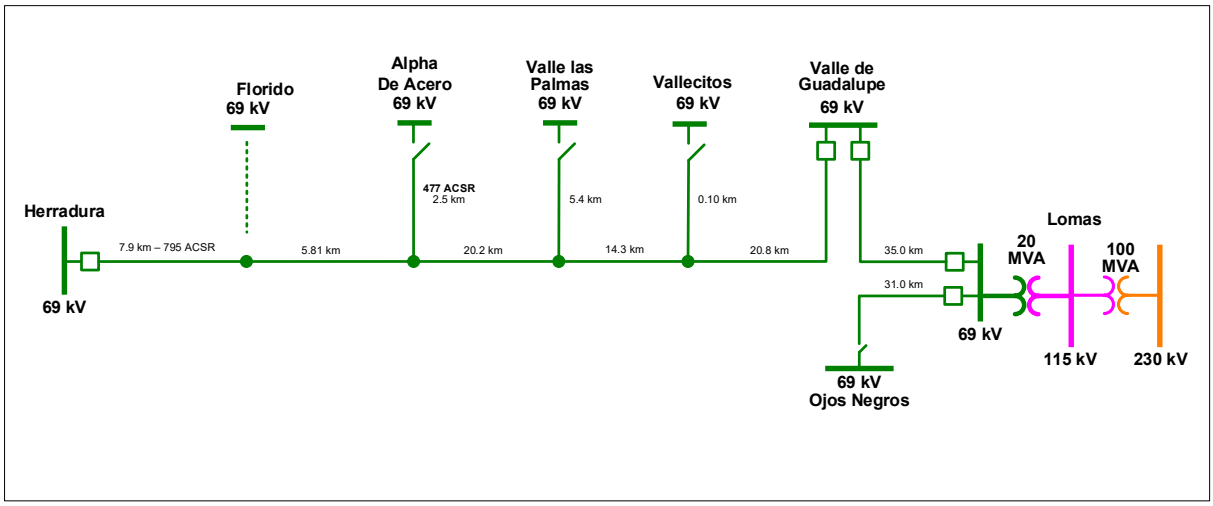
FIGURA 9.4.13.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA ENSENADA



El banco de transformación Lomas AT30 está conformado por una sola unidad trifásica, fue construido en diciembre de 1980, actualmente tiene una antigüedad de 43 años, este banco ha presentado de 2014 a 2023 un total de 12 eventos de disparo que en conjunto acumula más de 35 horas fuera de servicio y aunque en la actualidad la pérdida de este banco de transformación no repercute en la pérdida de toda la carga que se transmite a través de él, con las expectativas de crecimiento esperado en el mediano plazo se satura, además de presentar en la SE Valle de Guadalupe una tensión de operación fuera de los límites de operación establecidos en la Red Eléctrica de 69 kV ante la pérdida del banco de transformación.

La Figura 9.4.13.2 muestra los tramos con distancias y calibre del conductor de la LT La Herradura – Valle de Guadalupe – Lomas en 69 kV, así como las Subestaciones Eléctricas y cargas derivadas que se conectan de la misma.

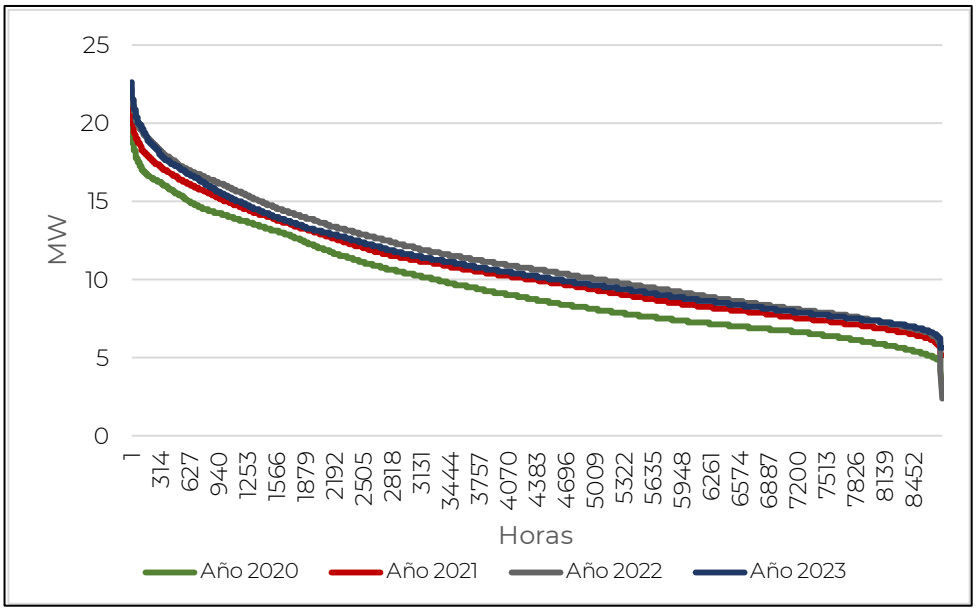
FIGURA 9.4.13.2. DIAGRAMA CON INFRAESTRUCTURA EXITENTE EN LA LT HERRADURA – VALLE DE GUADALUPE- LOMAS



Durante los últimos 6 años se han presentado 40 eventos en la LT Herradura – 63170 - Valle de Guadalupe, los cuales han ocurrido durante cualquier temporada del año, afectando así más de 121 MW de carga acumulada lo cual se traduce en 67.19 MWh de ENS.

La Figura 9.4.13.3 muestra el historial de crecimiento de carga del corredor Herradura – Lomas en 69 kV, siendo el periodo de principios de julio a finales de septiembre los meses de mayor cargabilidad en condiciones de Red Eléctrica completa, durante este periodo la carga llega a superar la capacidad de transformación del banco de SE Lomas de 20 MVA con relación de transformación 115/69 kV.

FIGURA 9.4.13.3 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA TRAYECTORIA HERRADURA – LOMAS EN 69 KV



Por lo anteriormente descrito, se identifica la saturación a corto plazo de del banco de transformación de Los AT30 y se identifica una baja tensión en las Subestaciones Eléctricas en el área de influencia ante la pérdida del mismo banco de transformación para atender el suministro de energía eléctrica a nuevos centros de carga industriales y/o residenciales que lo soliciten y minimizar el riesgo de falla derivado de los tramos de conductor dañado.

Por tanto, surge la necesidad de incrementar la Confiabilidad en el suministro de la carga en la región de Valle de Guadalupe mediante un nuevo equipo de transformación en la Subestación Eléctrica Lomas con 40 MVA de capacidad y relación de tensión 115/69 kV, con lo que será posible incrementar la capacidad en el suministro de energía eléctrica de la carga y reducir la ENS en falla para las cargas derivadas que se suministran a través de la LT Herradura -Valle de Guadalupe entre las zonas Tijuana-Tecate y Ensenada manteniendo la tensión de operación dentro de los Límites Operativos, por lo que se requiere de un equipo de compensación capacitiva que permitirá mantener la tensión en las Subestaciones Eléctricas dentro del área de influencia dentro de los límites permitidos ante contingencia sencilla de elementos de transmisión y transformación.

Con la nueva infraestructura, se garantizan los criterios definidos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el SIBC. Los equipos de nueva tecnología proporcionan a su vez, selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, permitiendo menor afectación a la RNT y tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los clientes. Adicionalmente, se salvaguarda la integridad física de los trabajadores y de las instalaciones.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Se han identificado dos alternativas para resolver la problemática incrementar la capacidad en el suministro de la región Valle de Guadalupe, preservando la Calidad de suministro de energía eléctrica permitiendo así atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio.

Las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Un nuevo banco de transformación de 40 MVA con relación de transformación 115/69 kV en la SE Lomas.

Compensación:

- Un equipo de compensación capacitiva de 16.2 MVAr de capacidad para ser instalado en la SE Valle de Guadalupe

Alternativa 2

Para realizar esta Alternativa, además de un nuevo equipo de transformación, se requiere de disponer de dos equipos de compensación capacitiva que permitan mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas del corredor Tijuana – Ensenada, por tanto, se propone un equipo de 8.1 MVAr de capacidad en al menos dos Subestaciones Eléctricas. Debido a que únicamente se cuenta con la SE Valle de Guadalupe que opera en forma normalizada, se instalaría un equipo de compensación en dicha Subestación Eléctrica y para instalar el segundo equipo de compensación capacitiva, se propone instalar en la futura SE Fortín Maniobras que se ha propuesto realizar mediante el proyecto M24-BC1, por lo que se tendría flexibilidad operativa ante contingencias sencillas particularmente en los extremos del corredor Tijuana - Ensenada. De esta forma, será posible eliminar la ENS ante contingencia sencilla.

Las obras resultantes son las siguientes:

Transformación:

- Un nuevo banco de transformación de 40 MVA con relación de transformación 115/69 kV en la SE Lomas.

Compensación:

- Un equipo de compensación capacitiva de 8.1 MVAr de capacidad para ser instalado en la SE Valle de Guadalupe.
- Un equipo de compensación capacitiva de 8.1. MVAr de capacidad para ser instalado en futura SE Fortín Maniobras.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figura 9.4.13.4 y 9.4.13.5 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado en color rojo se indican las obras propuestas.

FIGURA 9.4. 13.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 1

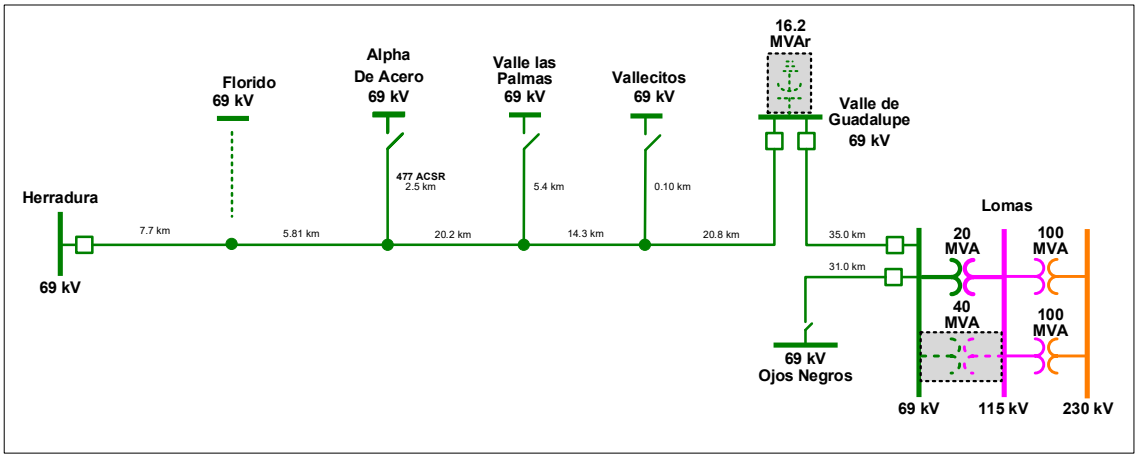
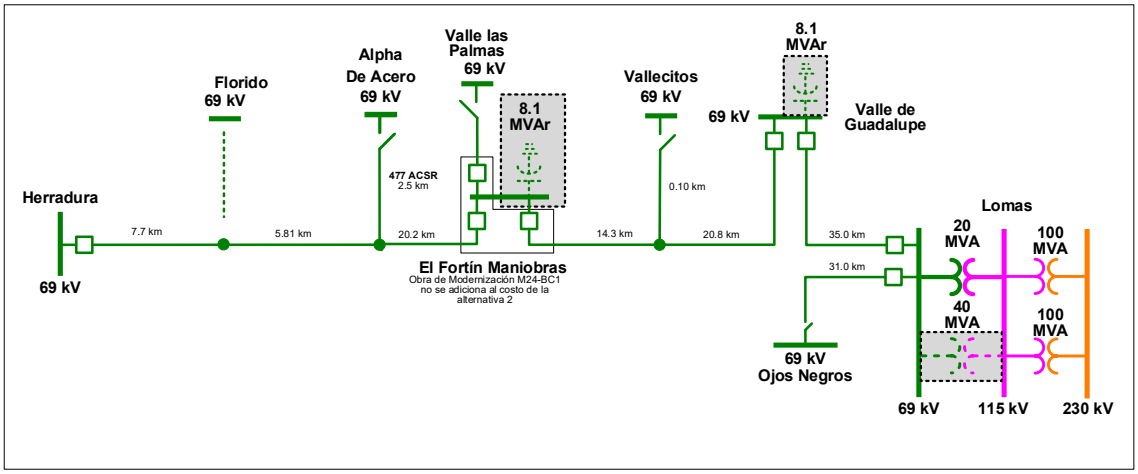


FIGURA 9.4.13.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 2



Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el suministro confiable y seguro en la región de Valle de Guadalupe, además, se reduce considerablemente el monto de ENS ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o de transformación en la trayectoria de la LT Herradura – 63170 – Valle de Guadalupe – Lomas en 69 kV.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión de **117.870 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **5.721 millones de dólares de 2023**.

La solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de suministro de la región de Valle de Guadalupe, por tanto, la **Alternativa 1** consiste en la incorporación de un nuevo equipo de transformación trifásico de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69 kV que se instalará en la SE Lomas. Adicionalmente, para el control de la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas que forma el área de influencia se requiere de un equipo de compensación capacitiva para instalarse en la SE Valle de Guadalupe con capacidad de 16.2 MVAr.

Los Cuadros 9.4.13.1 y 9.4.13.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 9.4.13.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Banco 4	1	T	40.0	115/69	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.4.13.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Guadalupe MVAr	Capacitor	69	16.2	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**16.2**			

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de suministro de la región de Valle de Guadalupe y adicionalmente, mantener la tensión de operación en las Subestaciones Eléctricas dentro del área de influencia ante condición de contingencia sencilla, se revisó una segunda opción alterna denominada **Alternativa 2** que consiste en ampliar la SE Lomas con un banco de transformación trifásico de 40 MVA, 115/69 kV, similar a la Alternativa 1 y para poder mantener el control de tensión en las Subestaciones Eléctricas del área de influencia del proyecto se requeriría de dos equipos de compensación capacitiva, uno se instalaría en la SE Valle de Guadalupe y el segundo equipo de compensación se instalaría en una futura Subestación Eléctrica normalizada que permita adicionar el equipo de compensación capacitiva con capacidad de 8.1 MVAr. La SE El Fortín Maniobras es una obra identificada en el PAMRNT 2024-2038 y que corresponde al PEM M24-BC1, por tanto, se ha considerado que previo a la entrada en operación de la Alternativa 2 estaría en operación. Sin embargo, como se observa más adelante, la Alternativa de menor costo resultaría en realizar la Alternativa 1 en la cual, únicamente se instala un capacitor en la SE Valle de Guadalupe.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **135.353 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **6.570 millones de dólares de 2023**.

Los Cuadro 9.4.13.3 a 9.4.13.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 9.4.13.3. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Banco 4	1	T	40.0	115/69	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.4.13.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Guadalupe MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-29	abr-29	Baja California
El Fortín Maniobras MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**16.2**			

Indicadores técnicos y económicos

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la capacidad en el Suministro Eléctrico de la región de Valle de Guadalupe, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transmisión de energía eléctrica en condiciones de Red Eléctrica completa, así como también ante la contingencia sencilla más severa.

En los Cuadros 9.4.13.5 y 9.4.13.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

CUADRO 9.4.13.5. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS POR DEMANDA INCREMENTAL DE LA ALTERNATIVA 1

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
388.74	16.24	404.98	253.65	109.19	151.3	1.39

CUADRO 9.4.13.6. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS POR DEMANDA INCREMENTAL DE LA ALTERNATIVA 2

Millones de pesos $ en VP 2027

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
315.40	16.53	331.93	203.02	125.15	128.91	1.03

El Cuadro 9.4.13.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las alternativas analizadas.

CUADRO 9.4.13.7. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONÓMICAS DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	**Mayor**
Suministro de la demanda	Menor	**Mayor**
Control de calidad de la tensión	Menor	**Mayor**
Decremento de pérdidas I2R	Menor	**Mayor**
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	**117.87**	135.353
Relación Beneficio/Costo	**1.39**	1.03

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad, se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de incremento en la capacidad de transmisión y bajos voltajes en la región de Valle de Guadalupe perteneciente a la zona Ensenada.

9.5 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS

Como parte de la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la CFE a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

Los proyectos instruidos de las RGD del MEM tienen el objetivo de atender las necesidades existentes y futuras de suministro de energía eléctrica al aumentar la capacidad de transformación entre la RNT y las RGD mediante la ampliación de Subestaciones Eléctricas existentes o la construcción de nuevas. Estos requerimientos de infraestructura se definen con base en el PDS vigente que es elaborado por CENACE. Adicionalmente, en caso de que se requiera reforzar la Red Eléctrica por la conexión de nuevo equipo de transformación, el CENACE indica los requerimientos que deben ser incluidos en el proyecto completo.

La SENER comenzó a instruir la construcción de las primeras obras de las RGD del MEM desde 2018, con base en las propuestas realizadas por CFE Distribución y avaladas por CENACE.

El último oficio de instrucción de obras de la RGD del MEM de SENER hacia CFE fue en junio de 2023 donde aplicaron las obras identificadas en PAMRNT 2023-2037.

En el Cuadro 9.5.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER (2018 a 2023), indicando la Fecha de entrada en operación para aquellos que están terminadas (Con información de CFE Distribución o Informe Operativo) o la Fecha necesaria de acuerdo con el PDS.

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Oriental	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	04-oct-20 En Operación	Agosto de 2018
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	19-nov-20 En Operación	Agosto de 2018
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	20-ene-21 En Operación	Agosto de 2018
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	28-may-21 En Operación	Agosto de 2018
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	jun-24	Agosto de 2018
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jun-24	Agosto de 2018
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	jun-25	Agosto de 2018
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR5	Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	11-mar-22 En Operación	Junio de 2019
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	09-nov-22 En Operación	Junio de 2019
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	25-nov-22 En Operación	Junio de 2019
	Veracruz	Veracruz	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	15-dic-22 En Operación	Junio de 2019
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	30-dic-22 En Operación	Junio de 2019

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Oriental	Coatzacoalcos	Veracruz	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	14-sep-23 En Operación Informe Operativo	Junio de 2019
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	05-dic-23 En Operación	Junio de 2019
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente	jun-24	Junio de 2019
	Poza Rica	Veracruz	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	Febrero de 2021
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	Febrero de 2021
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	Febrero de 2021
	Chontalpa	Tabasco	D20-OR4	Cárdenas Centro	may-25	Febrero de 2021
	Los Ríos	Chiapas	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	14-nov-23 En Operación Informe Operativo	abril de 2022
	Cuautla	Morelos	D21-OR2	Cuautla II Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Chontalpa	Tabasco	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Villahermosa	Tabasco	D22-OR5	Periférico Sur Banco 1	may-26	2023
	Oaxaca	Oaxaca	D22-OR4	San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	dic-26	2023
	Chontalpa	Chiapas	D22-OR7	Malpaso III Banco 1 (sustitución)	dic-26	2023
	Morelos	Morelos	D22-OR1	Tejalpa Banco 2	mar-27	2023
	Los Tuxtlas	Veracruz	D22-OR2	Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)	may-27	2023
	Veracruz	Veracruz	D22-OR3	Soledad de Doblado Banco 2	may-27	2023
	Villahermosa	Tabasco	D22-OR6	Cuauhtémoc Banco 1	may-27	2023
	Tuxtla Gutierrez	Chiapas	D23-OR1	Tuxtla Oriente Banco 1	may-27	Junio de 2023
	Tlaxcala	Tlaxcala	D23-OR3	Apizaco II Banco 2	ago-27	Junio de 2023
	Puebla	Puebla	D23-OR4	Lomas Banco 1	dic-27	Junio de 2023
	Chontalpa	Tabasco	D23-OR2	Nacajuca Banco 1	may-28	Junio de 2023
Occidental	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	15-oct-20 En Operación	Agosto de 2018
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	14-ago-21 En Operación	Agosto de 2018
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	11-dic-21 En Operación	Agosto de 2018
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	15-oct-23 En Operación	Agosto de 2018
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	nov-24	Agosto de 2018
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	nov-24	Agosto de 2018

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Occidental	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	nov-24	Agosto de 2018
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	nov-24	Agosto de 2018
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	nov-23	Junio de 2019
	León	Guanajuato	D19-OC12	Morelos Banco 1	nov-24	Junio de 2019
	Querétaro	Querétaro	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	nov-24	Junio de 2019
	Tepic	Nayarit	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-24	Junio de 2019
	Vallarta	Jalisco	D19-OC2	Centro Banco 1	nov-24	Junio de 2019
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC5	Tolimán Banco 1	nov-24	Junio de 2019
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	nov-24	Junio de 2019
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	nov-24	Junio de 2019
	Los Altos	Jalisco	D19-OC4	Acatic Banco 1	nov-25	Junio de 2019
	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	nov-25	Junio de 2019
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	Febrero de 2021
	Querétaro	Querétaro	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-25	Febrero de 2021
	Querétaro	Querétaro	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-26	Febrero de 2021
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Matehuala	San Luis Potosí	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	abril de 2022
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	abril de 2022
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Nuevo Vallarta	Nayarit	D22-OC2	Valle Dorado Banco 1	may-26	2023
	Aguascalientes	Aguascalientes	D22-OC3	Matamoros Banco 1	jun-26	2023
	Vallarta	Jalisco	D22-OC1	Fluvial Banco 2	ago-26	2023
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D22-OC4	Las Flores Banco 1	ago-28	2023
	Minas	Jalisco	D23-OC1	Amatitán Banco 1 (Sustitución)	ago-27	Junio de 2023
	Vallarta	Nayarit	D23-OC2	Huanacaxtle Banco 1	dic-27	Junio de 2023
	Chapala	Jalisco	D23-OC3	El Salto Banco 2	abr-28	Junio de 2023

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Noroeste	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	19-jun-22 En Operación	Agosto de 2018
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	10-dic-22 En Operación	Agosto de 2018
	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	16-nov-23 En Operación	Junio de 2019
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	abr-26	Junio de 2019
	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	jun-26	Junio de 2019
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	jun-26	Junio de 2019
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	jun-26	Junio de 2019
	Hermosillo	Sonora	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	Febrero de 2021
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO3	La Primavera Banco 1	abr-25	Febrero de 2021
	Puerto Peñasco	Sonora	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-28	Febrero de 2021
	Hermosillo	Sonora	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Hermosillo	Sonora	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Culiacán	Sinaloa	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Mazatlán	Sinaloa	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Culiacán	Sinaloa	D22-NO1	Campo Gobierno Banco 1	abr-26	2023
	Guasave	Sinaloa	D22-NO2	Naranjo Banco 1	abr-26	2023
	Nogales	Sonora	D23-NO1	Agua Zarca Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Navojoa	Sonora	D23-NO2	Navojoa Centenario Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Los Mochis	Sinaloa	D23-NO3	Flores Magón Banco 1	abr-27	Junio de 2023
	Culiacán	Sinaloa	D23-NO4	Villas del Cedro Banco 2	abr-27	Junio de 2023
	Mazatlán	Sinaloa	D23-NO6	Del Mar Banco 2	abr-27	Junio de 2023
	Culiacán	Sinaloa	D23-NO5	Zona Dorada Banco 1	abr-28	Junio de 2023

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Norte	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	30-dic-21 En Operación	Agosto de 2018
	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	may-24	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	may-24	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	jun-24	Agosto de 2018
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	jul-24	Agosto de 2018
	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	Durango	Durango	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	17-sep-23 En Operación	Junio de 2019
	Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-24	Junio de 2019
	Durango	Durango	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	may-24	Junio de 2019
	Delicias	Chihuahua	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	abril de 2022
	Chihuahua	Chihuahua	D21-NT3	Saucito Banco 2	abr-25	abril de 2022
Noreste	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	08-jun-20 En Operación	Agosto de 2018
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	18-feb-23 En Operación	Agosto de 2018
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	ago-24	Agosto de 2018
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	22-ene-22 En Operación	Junio de 2019
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	16-nov-23 En Operación	Junio de 2019
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-24	Junio de 2019
	Valles	San Luis Potosí	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-24	Febrero de 2021
	Huejutla	Hidalgo	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	Febrero de 2021
	Monterrey Poniente	Nuevo León	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-24	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Reynosa	Tamaulipas	D21-NE8	Sinaí Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	abril de 2022

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Noreste	Victoria	Tamaulipas	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	abril de 2022
	Monterrey	Nuevo León	D22-NE2	Lermas Banco 1	ago-26	2023
	Monterrey	Nuevo León	D22-NE1	Concordia Banco 1	ago-27	2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE5	Matamoros Banco 4 (Sustitución)	abr-27	Junio de 2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE4	San Martin Banco 2	may-27	Junio de 2023
	Valles	San Luis Potosí	D23-NE1	Providencia Banco 1	abr-28	Junio de 2023
	Valles	San Luis Potosí	D23-NE7	Tamuín Dos Banco 1	abr-28	Junio de 2023
	Piedras Negras	Coahuila	D23-NE2	Acuña Dos Banco 2	jun-28	Junio de 2023
	Sabinas	Coahuila	D23-NE6	Bajío Banco 1	jun-28	Junio de 2023
	Monterrey	Nuevo León	D23-NE3	Calzada del Sol Banco 1	ago-28	Junio de 2023
Peninsular	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	29-dic-20 En Operación	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	04-jul-21 En Operación	Agosto de 2018
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	24-may-22 En Operación	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	16-jul-23 En Operación	Agosto de 2018
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	12-sep-23 En Operación	Agosto de 2018
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	mar-24	Agosto de 2018
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	mar-24	Agosto de 2018
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	Febrero de 2021
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	Febrero de 2021
	Ticul	Yucatán	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	Febrero de 2021
	Cancún	Quintana Roo	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	abr-25	abril de 2022
	Mérida	Yucatán	D23-PE1	Conkal Banco 1	abr-27	Junio de 2023
Baja California	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	03-mar-22 En Operación	Agosto de 2018
	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	24-may-23 En Operación	Agosto de 2018
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	dic-24	Agosto de 2018

... Continuación

CUADRO 9.5.1. PROYECTOS DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR LA SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha de entrada en operación o Fecha Necesaria en PDS	Mes y Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción
Baja California	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	dic-24	Agosto de 2018
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	jun-25	Agosto de 2018
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	09-jul-23 En Operación	Junio de 2019
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	may-24	Junio de 2019
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	dic-25	Junio de 2019
	Mexicali	Baja California	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	abr-26	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC2	Durazno Banco 2	abr-28	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC3	Alamar Banco 1	abr-28	Febrero de 2021
	San Luis Río Colorado	Baja California	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-28	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC5	Panamericana Banco 2	abr-29	Febrero de 2021
	Tijuana	Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	abr-31	Febrero de 2021
	San Luis Río Colorado	Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-28	abril de 2022
	Mexicali	Baja California	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-28	abril de 2022
	Ensenada	Baja California	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-29	abril de 2022
	Tijuana	Baja California	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-29	abril de 2022
	La Paz	Baja California Sur	D22-BS1	Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	abr-26	2023
	Mexicali	Baja California	D22-BC1	Mexicali Oriente Banco 3	abr-28	2023
	Mexicali	Baja California	D23-BC1	Valle de Puebla Banco 2	abr-28	Junio de 2023
	Ensenada	Baja California	D23-BC2	San Simón Banco 2	abr-28	Junio de 2023
	Constitución	Baja California Sur	D23-BS1	Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	abr-28	Junio de 2023
	Los Cabos	Baja California Sur	D23-BS2	Puerto Los Cabos Banco 1	abr-28	Junio de 2023

METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS INSTRUIDOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM

En el rubro de transmisión, los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos para su construcción por parte de SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen un total de 677.1 km-c de Líneas de Transmisión (sin contar aquellos que el Distribuidor informa como Terminados a CENACE), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, San Luis Potosí, Sinaloa, Tabasco y Chiapas. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 637.09 km-c. En las Figuras 9.5.1 y 9.5.2 se puede observar el detalle por Entidad Federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

FIGURA 9.5.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

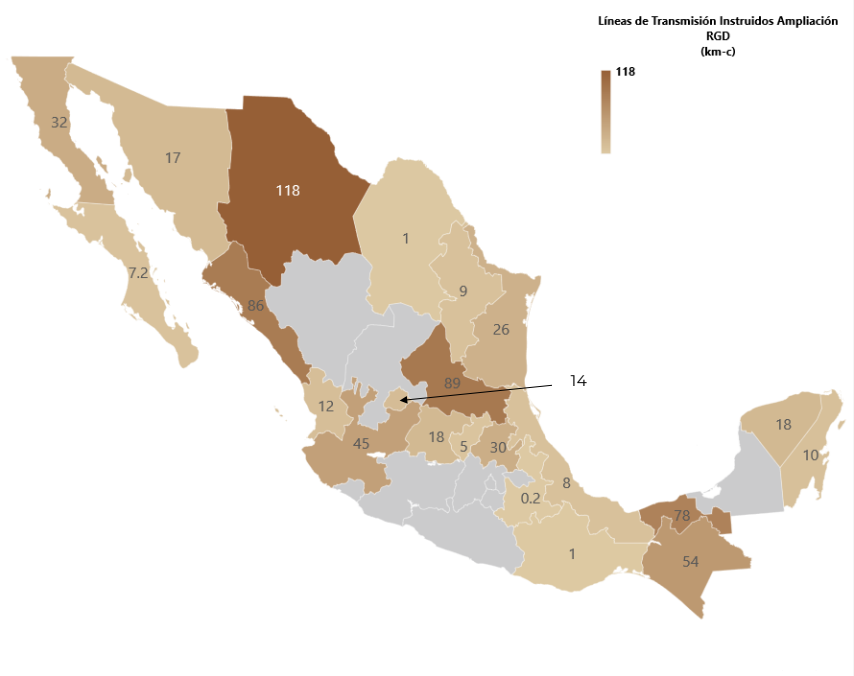
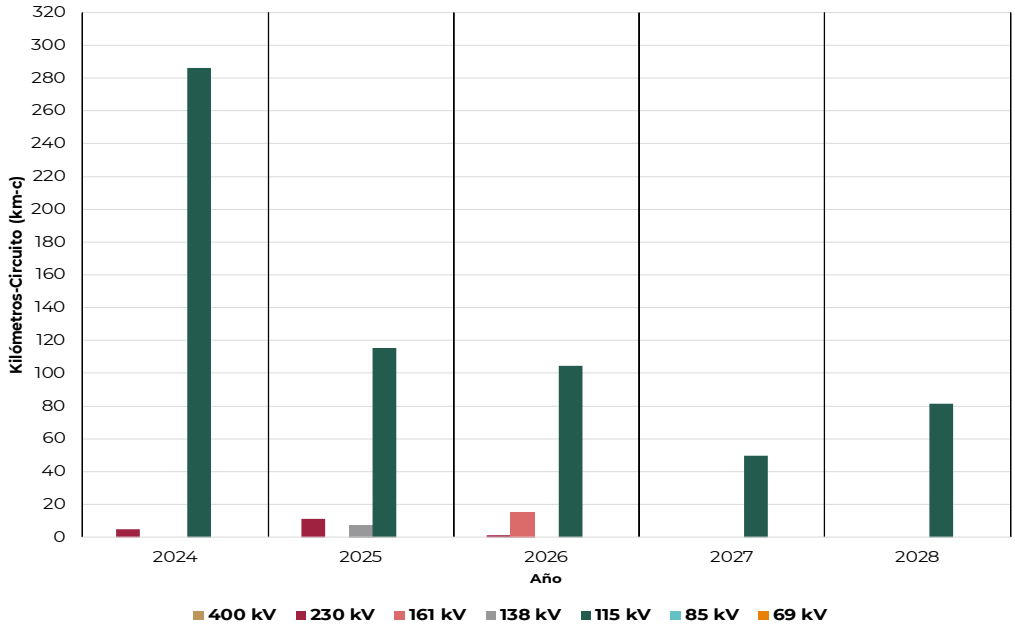


FIGURA 9.5.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



Del rubro de transformación, los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 4,174.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Sinaloa, Baja California, Sonora, San Luis Potosí y Jalisco. En la Figura 9.5.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Los estados de Sinaloa y Baja California tienen instruidos un total de 14 proyectos cada uno, 11 en San Luis Potosí, 10 en Sonora y 8 en Jalisco.

En la Figura 9.5.4 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 3,644.4 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 300 MVA, luego los de 161 kV con 90.0 MVA, los de 138 kV con 80 MVA y finalmente los de 69 kV con 60 MVA.

En 2024 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,289.4 MVA, seguido de 2025 con 1,062.5 MVA.

Los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 247.1 MVAr de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

FIGURA 9.5.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

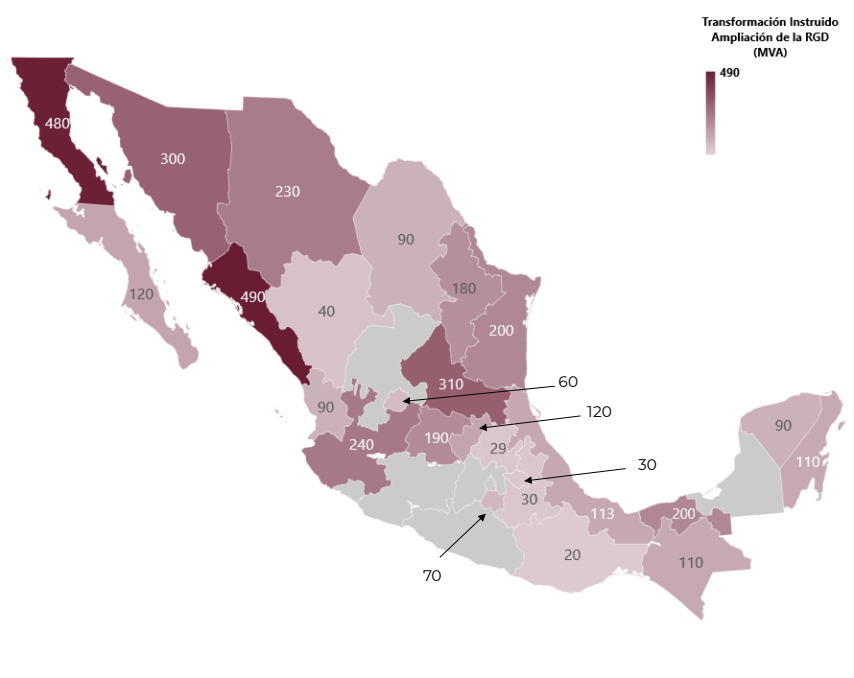
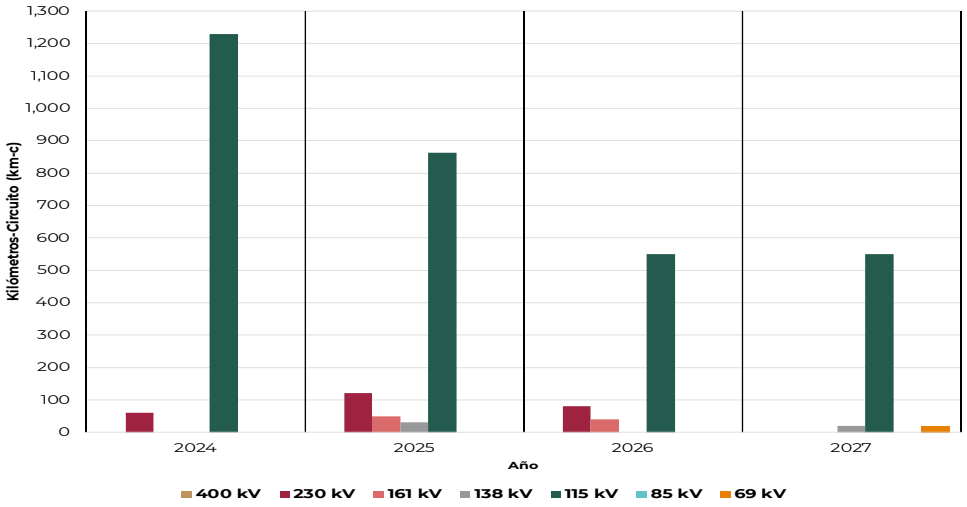


FIGURA 9.5.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



Al igual que los proyectos de ampliación de la RNT, al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como PEM y por definición, para que el proyecto tenga los beneficios calculados en la evaluación técnica y económica, debe contar con todas las obras que lo conforman.

En los Cuadros que describen las metas físicas de cada proyecto instruido agrupado por PEM, que se desglosa por tipo de obra (Transmisión, Transformación y Compensación) se encuentran en Anexo del Capítulo 9.

9.6 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM son presentados al CENACE por CFE Distribución, donde se proponen dos Alternativas para su evaluación técnica por Confiabilidad, posteriormente se entregan evaluaciones económicas de ambas Alternativas realizadas por CFE Distribución considerando el *Catálogo de Precios Unitarios por Mano de Obra, Materiales y Equipo (CATPRE) elaborado por la misma*. De los proyectos presentados en este programa faltan su revisión comparativa de las evaluaciones económicas con los costos del COPAR, así como revisión de equipamiento necesario en los casos donde se requiera en las Subestaciones Eléctricas adyacentes por parte de CFE Transmisión o modificaciones a los arreglos de las nuevas Subestaciones Eléctricas propuestas que requiera el Transportista.

Con el fin de atender, hasta 2029, los requerimientos existentes y futuros del Suministro Eléctrico en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes.

Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE.

En el Cuadro 9.6.1 se muestran los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM para este ciclo de planeación, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo, así como los objetivos del proceso de planeación que atiende cada uno de ellos.

La prioridad de este tipo de proyectos está definida por su fecha necesaria de entrada en operación, que corresponde al año de saturación de algún elemento de transformación existente en la zona de influencia. Adicionalmente, en forma similar a los proyectos de la RNT de la sección previa, se incluye una Ficha de Información que describe las características principales de cada proyecto de las RGD del MEM

CUADRO 9.6.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2024-2038

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Oriental	D24-OR1	El Jobo Banco 1	abr-29	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OR2	Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)	mar-28	Los Ríos / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OR3	Conchal banco 1	abr-29	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OR4	Tamarindo Dos Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Continuación.

CUADRO 9.6.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2024-2038

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Oriental	D24-OR5	Piedras Negras Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OR6	Rio Medio Banco 2	abr-29	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Occidental	D24-OC1	La Mora Banco 2	abr-28	León / Guanajuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC2	San Luis de la Paz Banco 2	abr-28	Querétaro / Guanajuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC3	El Gallo Banco 1	abr-28	San Juan del Río / Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC4	Las Palmas Banco 1	may-29	Vallarta / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC5	Nogalito Banco 1 (sustitución)	ago-29	Vallarta / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC6	Rodrigo Banco 1	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC7	San Luis Progreso Banco 2 (sustitución)	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-OC8	San Luis Uno Banco 6 (sustitución)	abr-28	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D24-NO1	Guaymas Centro Banco 1	abr-28	Guaymas / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NO2	Tutuli Banco 1	abr-28	Obregón / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NO3	Altata Residencial Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NO4	Lienzo Charro Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NO5	Venadillo Banco 2	abr-28	Mazatlán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Norte	D24-NT1	Fuentes Mares Banco 2	abr-28	Chihuahua / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NT2	Ejercito Banco 1	abr-28	Juárez / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NT3	Felipe Ángeles Banco 1	abr-29	Juárez / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D24-NE1	Abra Banco 1 (sustitución)	dic-29	Mante / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NE2	Barco Banco 1	abr-29	Tampico / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NE3	Tomaseño Banco 1	abr-28	Victoria / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NE4	Central Banco 1 (sustitución)	abr-29	Matamoros / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-NE5	Lago Banco 1 (sustitución)	jun-28	Nuevo Laredo / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Peninsular	D24-PE1	Captación Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-PE2	Quetzal Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D24-BC1	Abasolo Banco 1	abr-29	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-BC2	Santa Isabel Banco 3	abr-28	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D24-BC3	La Joya Banco 2	abr-28	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓

METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2024-2038

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación de PAMRNT 2024 – 2038 constituyen un total de 97.58 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán adiciones son Sinaloa, San Luis Potosí, Tamaulipas, Quintana Roo, Veracruz, Chihuahua, Chiapas, Jalisco, Sonora y Baja California.

En la Figura 9.6.1 se presenta la ubicación indicativa geográfica de cada uno de los proyectos identificados de ampliación de la RGD del MEM, indicando el nivel de tensión del primario de transformador.

En la Figura 9.6.2 y 9.6.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa, el año y nivel de tensión, respectivamente.

FIGURA 9.6.1 UBICACIÓN INDICATIVA GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM

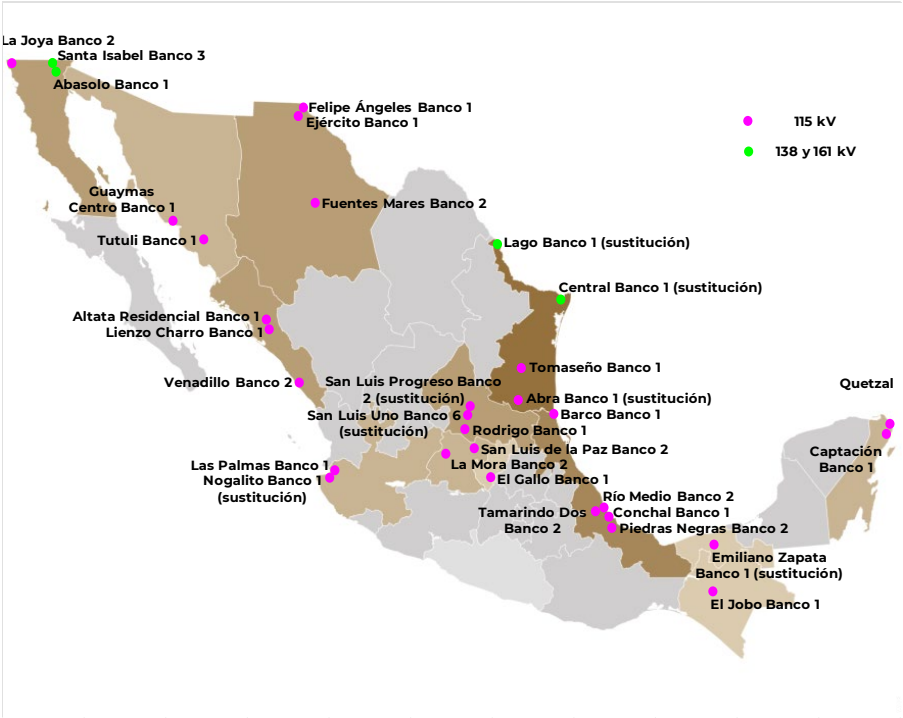
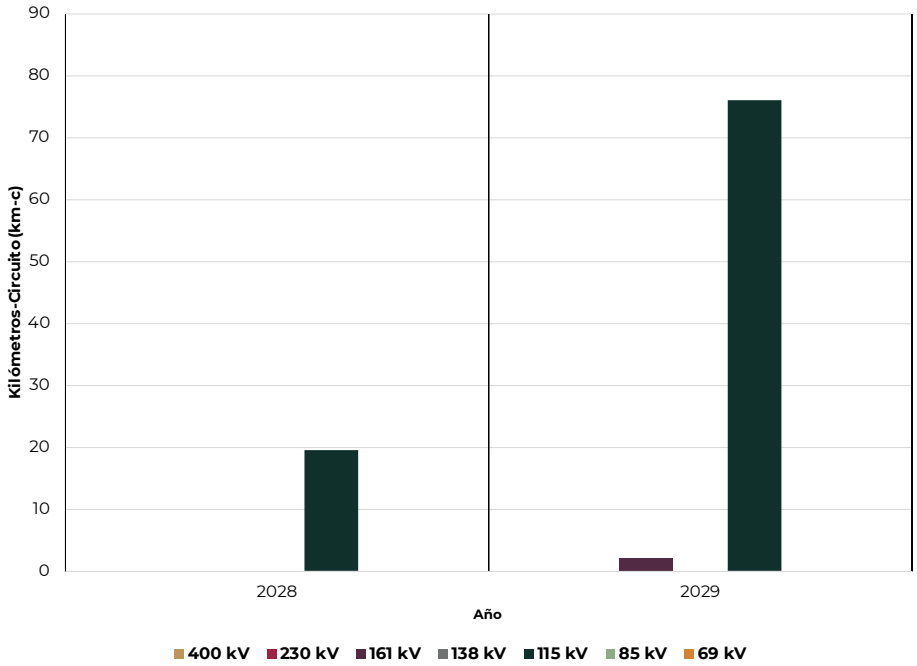


FIGURA 9.6.2 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.6.3 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024 – 2038 constituyen un total de 1,020.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución vendrá de 12 estados entre los que está Tamaulipas, Baja California, San Luis Potosí, Sinaloa,

Chihuahua, Veracruz, Sonora, Jalisco, Querétaro, Quintana Roo, Chiapas y Guanajuato. En la Figura 9.6.4 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Se identificaron 5 proyectos para el estado de Tamaulipas, 4 para el estado de Veracruz, para los estados de Baja California, Chihuahua, San Luis Potosí y Sinaloa se identificaron 3 para cada uno de ellos. Los estados de Chiapas, Jalisco, Querétaro, Quintan Roo y Sonora cuentan con dos proyectos identificados cada uno y el estado de Guanajuato solo cuenta con uno.

En la Figura 9.6.5 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (32), dos contemplan un banco de 40 MVA cada uno en el nivel de 161 kV. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de tensión de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 940 MVA. Se tiene previsto que para 2028 se integren 540 MVA a las RGD del MEM, mientas que para 2029 se esperan 480 MVA.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM adicionan en las RGD una capacidad de 64.8 MVAr de compensación de potencia reactiva que se prevé mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

FIGURA 9.6.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR ENTIDAD FEDERATIVA

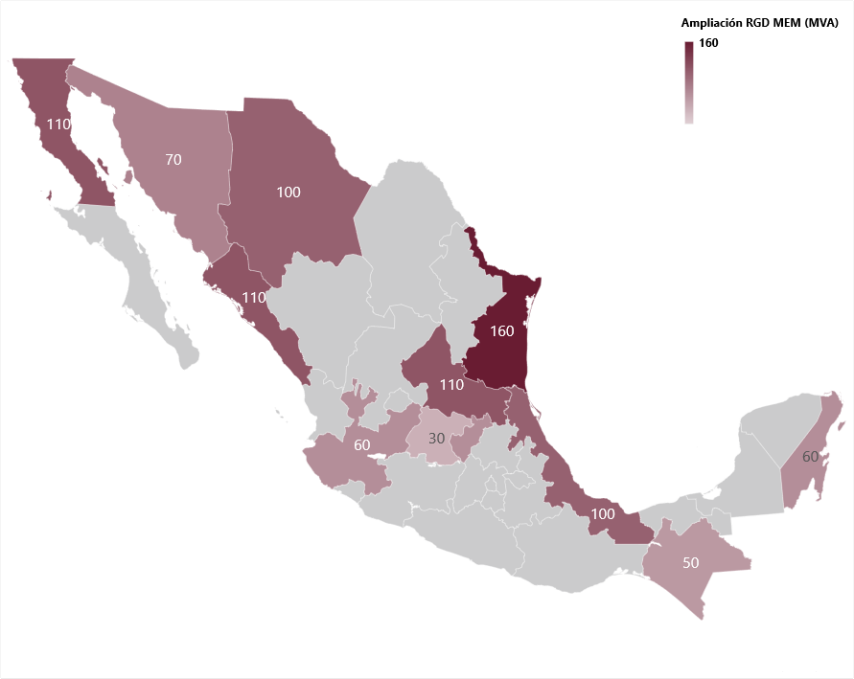
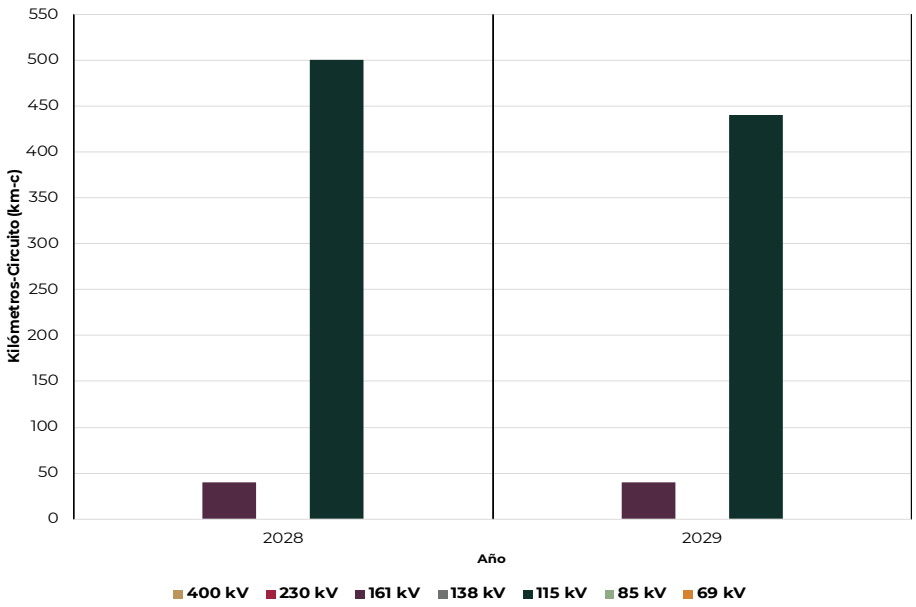


FIGURA 9.6.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE PROYECTOS DE AMPLIACIÓN IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR ORIENTAL

D24-OR1 El Jobo Banco 1

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico de la parte sur oriente de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, se realiza por medio de la SE Tuxtla Gutiérrez Dos Banco 1 y 2, las cuales tienen una capacidad instalada total de 60 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, estas pertenecen a la zona de distribución Tuxtla Gutiérrez de la GCR Oriental.

Los bancos de SE Tuxtla Gutiérrez Dos, al cierre de 2023, presentaron una demanda de 52.7 MW que corresponde al 92.45 % de su capacidad nominal, para el año 2029 y con base al PDS 2024-2038 las Subestaciones Eléctricas y bancos de transformación mencionados anteriormente, se pronostica una demanda de 56.5 MW que representa un 99.12 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los Bancos de transformación de las SE Tuxtla Gutiérrez Dos.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la parte sur oriente de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **136.078 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 6.605 millones de dólares de 2023) y consiste en las siguientes metas físicas:

Transmisión: Construcción de una LT aérea de doble circuito aislada y operada en el nivel de tensión de 115 kV, con una longitud aproximada de 5.16 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Tuxtla Gutiérrez II 73R20 Real del Bosque existente en la nueva SE El Jobo.

Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada El Jobo mediante la instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 2.35 km en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica. Adicionalmente contempla la instalación de equipo para el REI y medición del MEM.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la parte sur oriente del área urbana de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Tuxtla Gutiérrez, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Suchiapa con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, que entroncaría la actual LT Tuxtla Dos 73970 Grijalva en 115 kV, incluyendo alimentadores en 115 kV y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **141.089 millones de pesos de 2023** (6.848 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **El Jobo Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.49**, un VPN de **300.362 millones de pesos** y una TIR de **20.6 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.48**, un VPN de **294.326 millones de pesos** y una TIR de **20.16 %**.

CUADRO 9.6.1.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO EL JOBO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Jobo entronque Tuxtla Gutiérrez Dos – Real del Bosque	115	2	5.16	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**5.16**			

CUADRO 9.6.1.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EL JOBO BANCO 1

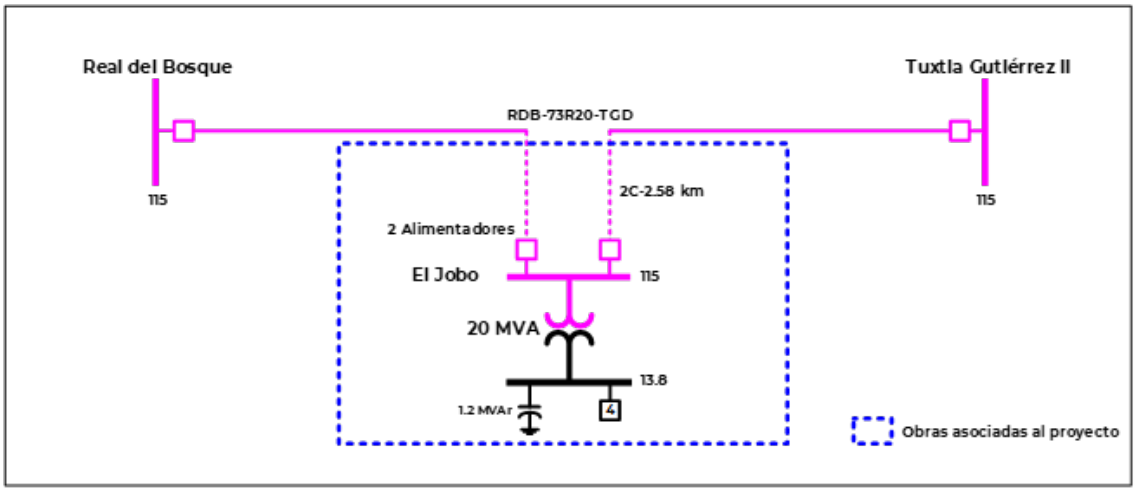
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Jobo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.1.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EL JOBO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Jobo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EL JOBO BANCO 1



D24-OR2 Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico del municipio Emiliano Zapata y poblaciones cercanas de los municipios aledaños Balancán y Jonuta en el estado de Tabasco, se realiza por medio de la SE Emiliano Zapata, la cual tienen una capacidad instalada total de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, estas pertenecen a la zona de Distribución Los Ríos de la GCR Oriental.

El Banco 1 de la SE Emiliano Zapata, al cierre de 2023, presento una demanda de 17.9 MW lo cual corresponde al 91.32 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2028 y con base al PDS 2024-2038, se pronostica que el banco tendrá que suministrar una carga de 19.8 MW que corresponde al 101.02 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Emiliano Zapata.

Considerando el incremento de carga residencial de la zona que se presentará en los próximos años, las capacidades y distancias de los actuales ramales de la RGD, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual. Por lo que se requerirá la sustitución del transformador actual e incremento de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **45.419 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 2.204 millones de dólares de 2023 y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución de un banco de transformación de 20 MVA por uno de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de un alimentador en media tensión, con la reconfiguración y adición de red en media tensión, así como equipamiento para REI y medición del MEM.

- Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región del municipio de Emiliano Zapata, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Los Ríos se revisó una opción alterna factible que consiste en adicionar en la SE Emiliano Zapata Banco 2 con un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **41.225 millones de pesos de 2023** (2.001 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.79**, un VPN de **372.547 millones de pesos** y una TIR de **46.47 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.81**, un VPN de **366.800 millones de pesos** y una TIR de **49.73 %**

CUADRO 9.6.2.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EMILIANO ZAPATA BANCO 1

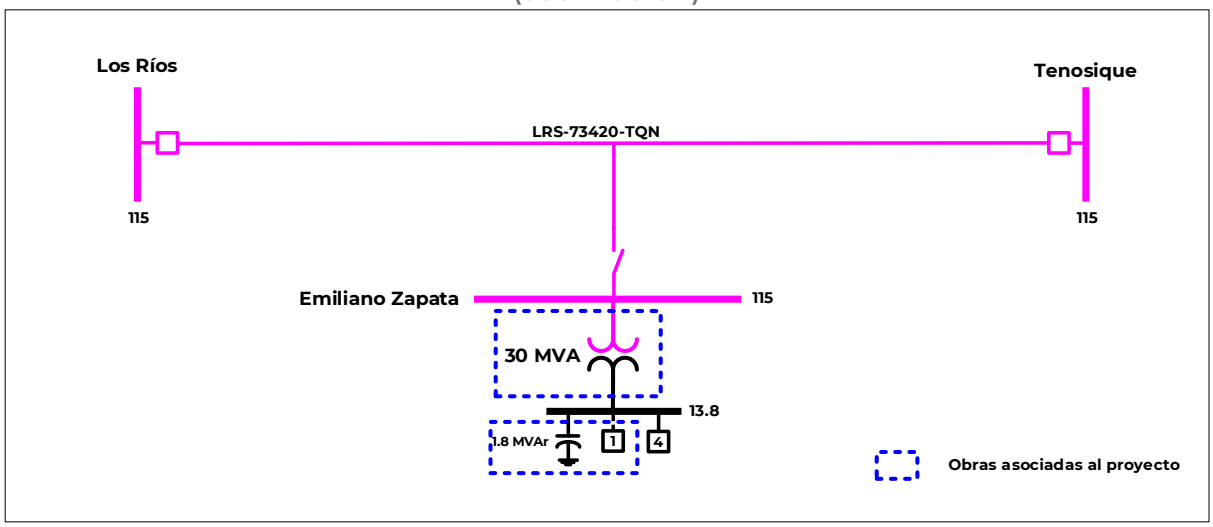
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Emiliano Zapata Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-28	mar-28	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.2.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EMILIANO ZAPATA BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Emiliano Zapata MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-28	mar-28	Oriental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EMILIANO ZAPATA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D24-OR3 Conchal Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los Municipios Boca del Río y Alvarado se realiza por medio de las SE Mandinga ubicada en la zona de distribución Veracruz perteneciente a la GCR Oriental. Para abastecer la demanda, esta Subestación Eléctrica cuenta con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/13.8 kV.

Al cierre del 2023 el Banco 1 de la SE Mandinga presentó una demanda de 21.8 MW. Sin embargo, de acuerdo con el PDS 2024-2038, se pronostica que para el año 2029 tendrán una demanda de 29.3 MW, lo que representa una saturación de 102.8 % de su capacidad instalada, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica en la zona, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Mandinga.

Considerando el incremento de carga pronosticado para los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental de la zona con la infraestructura eléctrica esperada para 2029 derivando en problemas operativos; como lo son una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a la sobrecarga del banco de transformación de acuerdo con las demandas pronosticadas.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **413.866 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 20.090 millones de dólares de 2023 y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una LT subterránea con calibre 1000 kcmil CU XLPE, con una distancia de 8.62 km, considerando obra civil existente. Adicionalmente una LT de doble circuito subterránea con calibre 1000 kcmil CU XLPE, con una distancia de 0.25 km. Con estas Líneas de Transmisión se tendrá un corredor de transmisión Paso del Toro – Mandinga – Conchal – Tejar.

Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica encapsulada en hexafluoruro de azufre (SF_6) denominada Conchal mediante la instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de dos alimentadores en 115 kV en la nueva Subestación Eléctrica para la conexión con la LT Paso del Toro – 73100 – Tejar y 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV y 3.0 km de circuitos en media tensión para su conexión a los actuales ramales de distribución. Así como equipamiento para REI y medición del MEM.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.5 kV de los municipios de Boca del Río y Alvarado, ante condiciones de Red Eléctrica completa y contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona de distribución Veracruz, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada "Antón Lizardo" aislada en SF_6, la cual será alimentada por la Línea de Transmisión entronque Paso del Toro-tejar y SE Mandinga con una Línea de Transmisión de un circuito de 8.62 km y una Línea de Transmisión de doble circuito de 8.45 km de longitud, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica sea de 30 MVA con relación 11/13.8 kV y contara con dos alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores con salida subterránea de 0.5 Km (por alimentador), así como equipamiento .

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **819.703 millones de pesos de 2023** (39.791 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la construcción de la SE **Conchal Banco 1**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.4**, un VPN de **594.855 millones de pesos** y una TIR de **18.88 %**. **La Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.09**, un VPN de **174.509 millones de pesos** y una TIR de **11.67 %.**

CUADRO 9.6.3.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO CONCHAL BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conchal entronque Paso del Toro – Mandinga tramo 1	115	1	8.62	abr-29	abr-29	Oriental
Conchal entronque Paso del Toro – Mandinga tramo 2	115	2	0.5	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**9.12**			

CUADRO 9.6.3.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CONCHAL BANCO 1

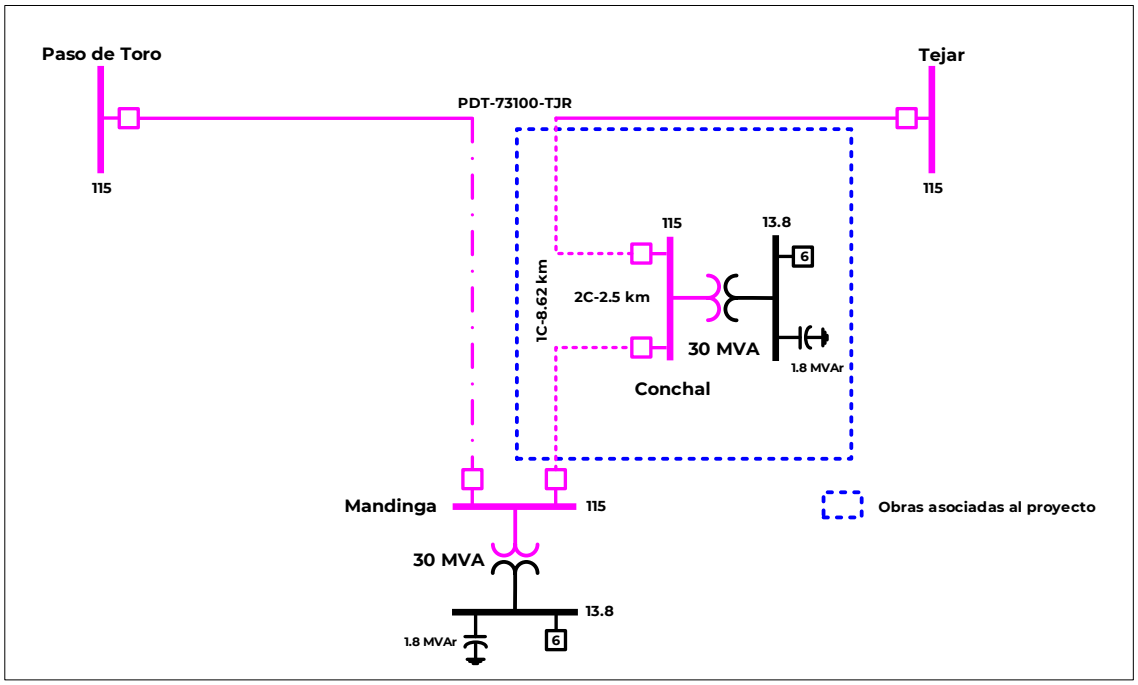
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conchal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.3.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CONCHAL BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conchal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CONCHAL BANCO 1



D24-OR4 Tamarindo Dos Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios Puente Nacional, Actopan, Úrsulo Galván, Paso de Ovejas y la Antigua, además de grandes clientes como pozos de riego, extracción y procesamiento de roca de mármol y granjas avícolas se realiza por medio de las SE Tamarindo Dos, cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV. Esta SE pertenece a las zonas de distribución Veracruz dentro del ámbito de influencia de la GCR Oriental.

El banco de la SE Tamarindo Dos, registro valores de demanda al cierre del 2023 de 21.3 MW que corresponden al 112.26 %. Para solventar esta problemática, en 2024 se tienen programadas transferencias de carga hacia las SE Cardel y Santa Fe. Sin embargo, debido al crecimiento natural de la demanda y de acuerdo con el PDS 2024-2038 para el año 2028 se pronostican demandas de 18.98 MW lo cual corresponde al 99.93 % de su capacidad por lo que se tendrían de nuevo problemáticas de saturación en el mediano plazo, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo en distintos municipios al noroeste de la ciudad de Veracruz es la saturación del banco transformación de la SE Tamarindo Dos.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la región, la cual tiene una actividad económica basada en el comercio y servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **47.601 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 2.310 millones de dólares de 2023 y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE Tamarindo Dos con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción 4 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV con una longitud total de 2.0 km. Así como equipamiento para REI y medición del MEM.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Red Eléctrica de 13.8 kV de los municipios Puente Nacional, Actopan, Úrsulo Galván, Paso de Ovejas y la Antigua, ubicados al noroeste de la ciudad de Veracruz, esto ante condiciones de red completa o ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona de distribución Veracruz, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Barrios, interconectada de manera radial desde la SE Tamarindo Dos a través de una nueva Línea de Transmisión en 115 kV de 11.5 km de longitud, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica sería de 20 MVA con relación 115/13.8 kV y contará con 4 alimentadores con salida subterránea de 0.50 km (por alimentador).

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **133.835 millones de pesos de 2023** (6.497 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la construcción de la **SE Tamarindo Dos Banco 2**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.69**, un VPN de **255.378 millones de pesos** y una TIR de **31.07 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.29**, un VPN de **124.831 millones de pesos** y una TIR de **15.47 %**.

CUADRO 9.6.4.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO TAMARINDO DOS BANCO 2

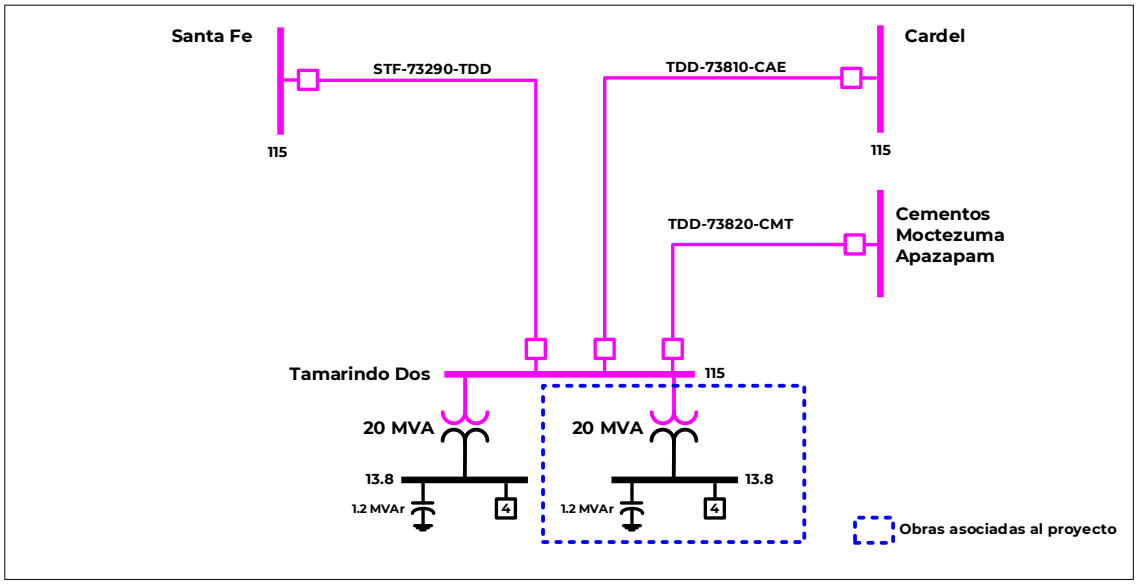
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamarindo Dos Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.4.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO TAMARINDO DOS BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamarindo Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-28	abr-28	Oriental
Total			**1.2**			

FIGURA 9.6.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO TAMARINDO DOS BANCO 2



D24-OR5 Piedras Negras Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios Tlalixcoya e Ignacio de la Llave, se realiza por medio de las SE Piedras Negras, cuenta con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV. Esta Subestación Eléctrica pertenece a las zonas de distribución Veracruz dentro del ámbito de influencia de la GCR Oriental.

El banco de la SE Piedras Negras, registro valores de demanda al cierre del 2023 de 18.83 MW que corresponden al 99.11 %. Sin embargo, de acuerdo con el PDS 2024-2038 para el año 2028 se pronostican demandas de 19.03 MW lo cual corresponde al 100.16 % de su capacidad, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la región al suroeste de la ciudad de Veracruz es la saturación del banco transformación de la SE Piedras Negras.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la región, la cual tiene una actividad económica basada en el comercio y servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **47.601 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 2.310 millones de dólares de 2023 y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE Piedras Negras con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción 4 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV con una longitud total de 2.0 km. Así como equipamiento para REI y medición del MEM.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la región al suroeste de la ciudad de Veracruz, esto ante condiciones de red completa o ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona de distribución Veracruz, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Ignacio de la Llave, interconectada de manera radial desde la SE Piedras Negras a través de una nueva Línea de Transmisión en 115 kV de 20 km de longitud, la capacidad de transformación en dicha Subestación Eléctrica será de 20 MVA con relación 115/13.8 kV y contará con 4 alimentadores con salida subterránea de 0.50 km (por alimentador).

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **166.430 millones de pesos de 2023** (8.079 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la construcción de la **SE Piedras Negras Banco 2**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.61**, un VPN de **122.960 millones de pesos** y una TIR de **23.96 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.25**, un VPN de **77.062 millones de pesos** y una TIR de **13.9 %**.

CUADRO 9.6.5.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO PIEDRAS NEGRAS BANCO 2

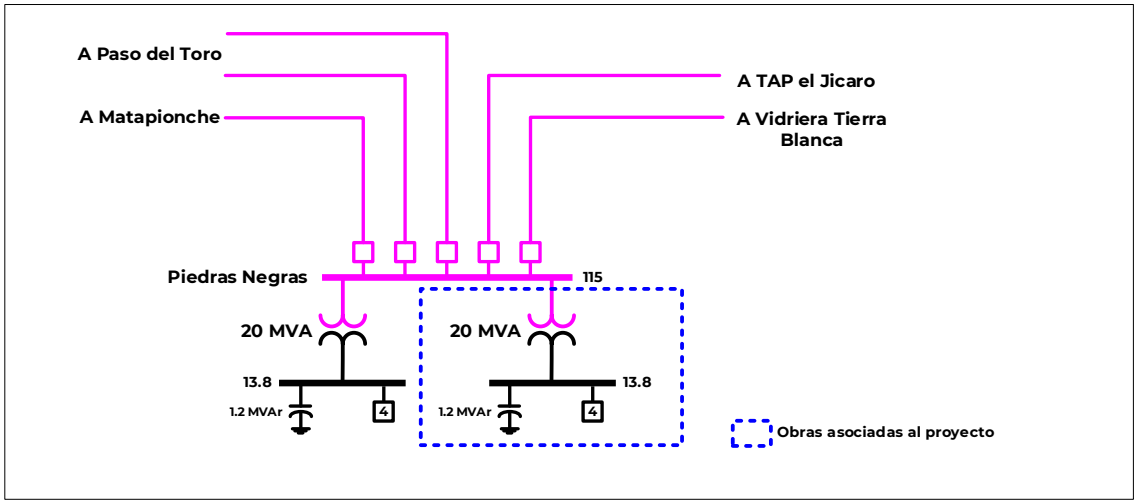
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piedras Negras Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.5.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO PIEDRAS NEGRAS BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piedras Negras MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-28	abr-28	Oriental
Total			**1.2**			

FIGURA 9.6.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO PIEDRAS NEGRAS BANCO 2



D24-OR6 Rio Medio Banco 2

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Veracruz y la Antigua en la región norponiente de la ciudad de Veracruz se realiza por medio de la SE Río Medio, cuenta con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad instalada con relación de transformación 115/13.8 kV. Esta Subestación Eléctrica pertenece a las zonas de distribución Veracruz dentro del ámbito de influencia de la GCR Oriental.

El banco de la SE Río Medio, registro valores de demanda al cierre del 2023 de 30.02 MW que corresponden al 79.00 %. Sin embargo, de acuerdo con el PDS 2024-2038 para el año 2029 se pronostican demandas de 38.73 MW lo cual corresponde al 101.93 % de su capacidad, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la región al norponiente de la ciudad de Veracruz es la saturación del banco transformación de la SE Río Medio. Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la región, la cual tiene una actividad económica basada en el comercio y servicios.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **66.475 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 3.226 millones de dólares de 2023 y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE Río Medio con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción 6 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV con una longitud total de 3.0 km (0.5 km por alimentador).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la región al noreste de la ciudad de Veracruz, esto ante condiciones de Red Eléctrica completa o ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona de distribución Veracruz, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Colinas Santa Fe, interconectada de manera radial desde la SE Río Medio a través de una nueva Línea de Transmisión en 115 kV de 5.5 km de longitud, la capacidad de transformación en dicha subestación será de 30 MVA con relación 115/13.8 kV y contará con 6 alimentadores con salida subterránea de 0.50 km (por alimentador).

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **492.783 millones de pesos de 2023** (23.921 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la construcción de la **SE Río Medio Banco 2**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

CUADRO 9.6.6.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO RÍO MEDIO BANCO 2

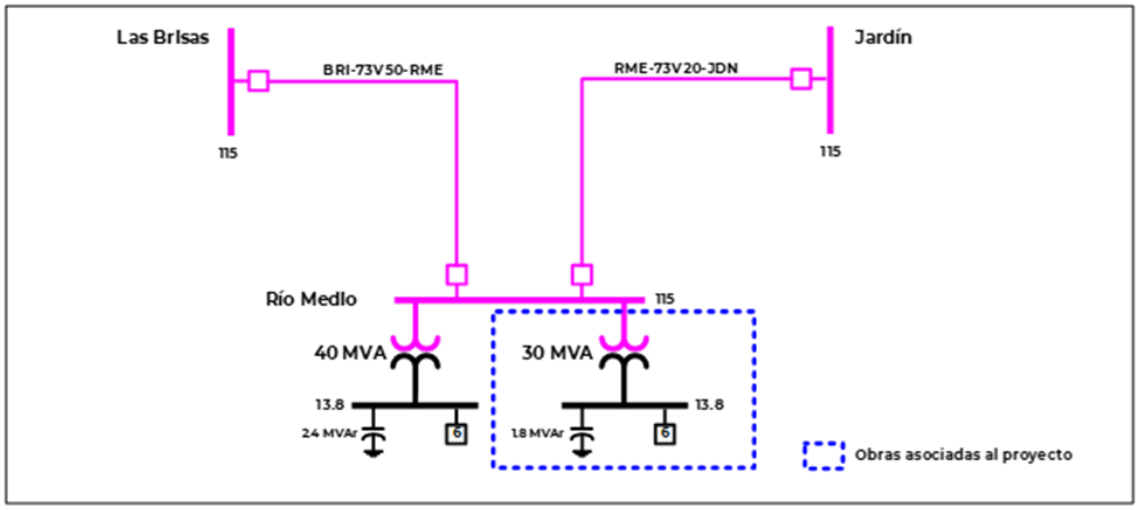
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Medio Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.6.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO RÍO MEDIO BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Medio MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Oriental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO RÍO MEDIO BANCO 2



Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.85**, un VPN de **1032.881 millones de pesos** y una TIR de **61.05 %**. **La Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.32**, un VPN de **497.065 millones de pesos** y una TIR de **16.68 %**.

FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR OCCIDENTAL

D24-OC1 La Mora Banco 2

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica para la zona poniente de León y zona oriente de San Francisco del Rincón del estado de Guanajuato, es atendido por la SE La Mora localizada en la zona de Distribución León, perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente la SE La Mora, cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de transformación de la SE La Mora tiene una carga de 25.4 MW que representa el 89.12 % de su capacidad nominal. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2044, para el año 2027 se espera una carga de 28.7 MW, lo que representa un 100.7 % de la capacidad de la carga nominal de los bancos involucrados, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE La Mora.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial y, habitacional de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2028; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE La Mora.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **67.58 millones de pesos de 2023** (3.28 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Construcción de un nuevo banco de transformación en SE La Mora de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla 6 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de distribución León, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta, La Mora Banco 2, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona León, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica San Francisco con un banco de transformación de 30MVA de relación 115/13.8 kV con red eléctrica asociada en niveles de tensión de 115 y 13.8 kV. **La Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **107.66 millones de pesos de 2023** (5.23 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **SE La Mora Banco 2**, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.9**, un VPN de **707.433 millones de pesos** y una TIR de **50.5 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.58**, un VPN de **442.69 millones de pesos** y una TIR de **25.64 %.**

CUADRO 9.6.7.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LA MORA BANCO 2

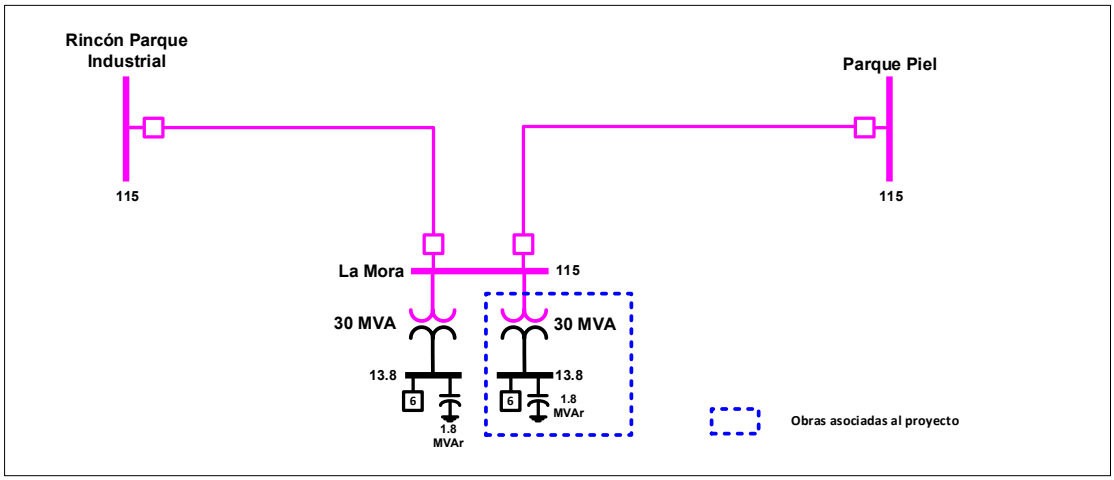
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Mora Banco 2	1	T	30	115/13.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.7.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LA MORA BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Mora Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.7.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LA MORA BANCO 2



D24-OC2 SAN LUIS DE LA PAZ BANCO 2

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica para la ciudad de San Luis de la Paz, Guanajuato se realiza por la SE San Luis de la Paz localizada en la Zona de Distribución San Luis de la Paz, perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente, la SE San Luis de la Paz cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE San Luis de la Paz al cierre del año 2023 registra una demanda máxima de 23.1 MW equivalente al 81.0 5% de su carga nominal, sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2028 se espera una carga de 27.7 MW, lo que representa un 97.19 % de la capacidad de la carga nominal del banco de transformación involucrado, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE San Luis de la Paz.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo habitacional y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2028; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE San Luis de la Paz.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **48.7 millones de pesos de 2023** (2.36 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE San Luis de la Paz con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla 5 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la subestación eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de Distribución Querétaro, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la nueva SE San Luis de la Paz Banco 2 se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Luis de la Paz, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE Ex Hacienda de Jesús con un banco de 30 MVA de capacidad, con una relación 115/13.8 kV, así como red asociada en 13.8 kV. **La Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **125.32 millones de pesos de 2023** (6.08 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **SE San Luis de la Paz Banco 2**, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.82**, un VPN de **1094.55** millones de pesos y una TIR de **81.51 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.69**, un VPN de **890.03** millones de pesos y una TIR de **39.57 %.**

CUADRO 9.6.8.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS DE LA PAZ BANCO 2

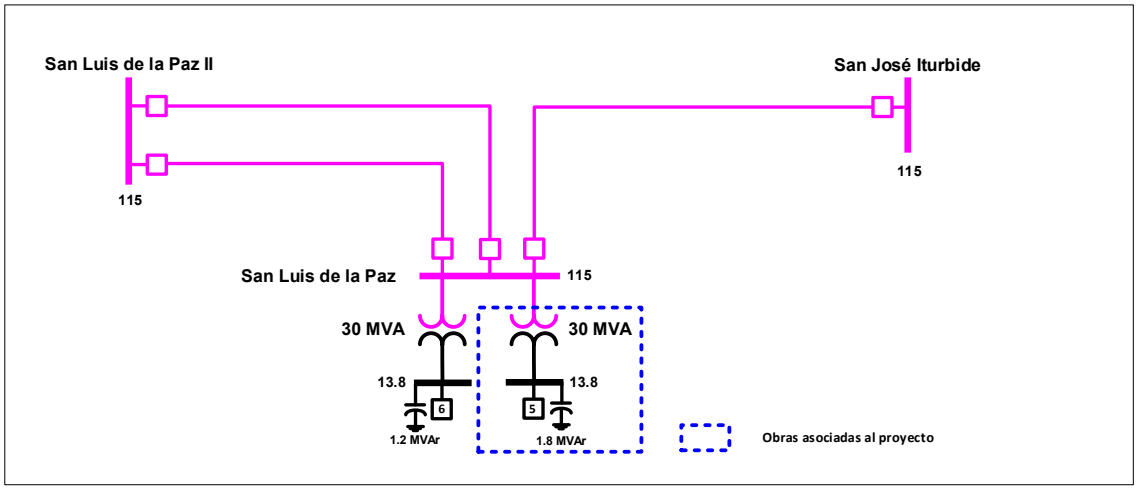
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis de la Paz Banco 2	1	T	30	115/13.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.8.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS DE LA PAZ BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis de la Paz Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.8.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SAN LUIS DE LA PAZ BANCO 2



D24-OC3 El Gallo Blanco Banco 1

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica para la ciudad de Querétaro, Ezequiel Montes es atendido por la SE Ezequiel Montes, Querétaro, localizada en la Zona de Distribución San Juan del Río, perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente la SE Ezequiel Montes, cuenta con 2 bancos de transformación siendo el 1 con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV; El banco 2 con capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

El banco 2 de la SE Ezequiel Montes al cierre del año 2023 registro una carga máxima de 23.0 MW que representa el 80.70 % de su capacidad nominal: Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2027 se espera una carga de 31.0 MW, lo que representa un 108.717 % de la capacidad de la carga nominal de los bancos involucrados, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Ezequiel Montes.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial y comercial de la zona de influencia, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2028; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Ezequiel Montes.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **96.79 millones de pesos de 2023** (4.70 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Línea de Transmisión doble circuito para entroncar la SE El Gallo a la LT San Ildefonso-73240-Ezequiel Montes, de 0.1 km doble circuito con conductor 477 kcmil ACSR.

Transformación: Construcción de la nueva SE El Gallo Banco 1 con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

El proyecto contempla dos alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la subestación eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV de la zona de influencia de la SE Ezequiel Montes, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la nueva **SE El Gallo Banco 1** se optimizarán los circuitos de media tensión, la reducción de pérdidas eléctricas I^2R y se atenderán distintos objetivos del proceso de

planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Juan del Río, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE Ajuchitlán con un banco de transformación de 30 MVA y relación de 115/34.5, así como red asociada en 115 / 34.5 kV; **La Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **134.0 millones de pesos de 2023** (6.50 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 SE El Gallo Banco 1, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.75**, un VPN de **1032.49 millones de pesos** y una TIR de **50.46 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.71**, un VPN de **1012.07millones de pesos** y una TIR de **42.26 %.**

CUADRO 9.6.9.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO EL GALLO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kv)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Entronque San Ildefonso -73240 -Ezequiel Montes	115	2	0.2	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**0.2**			

CUADRO 9.6.9.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EL GALLO BANCO 1

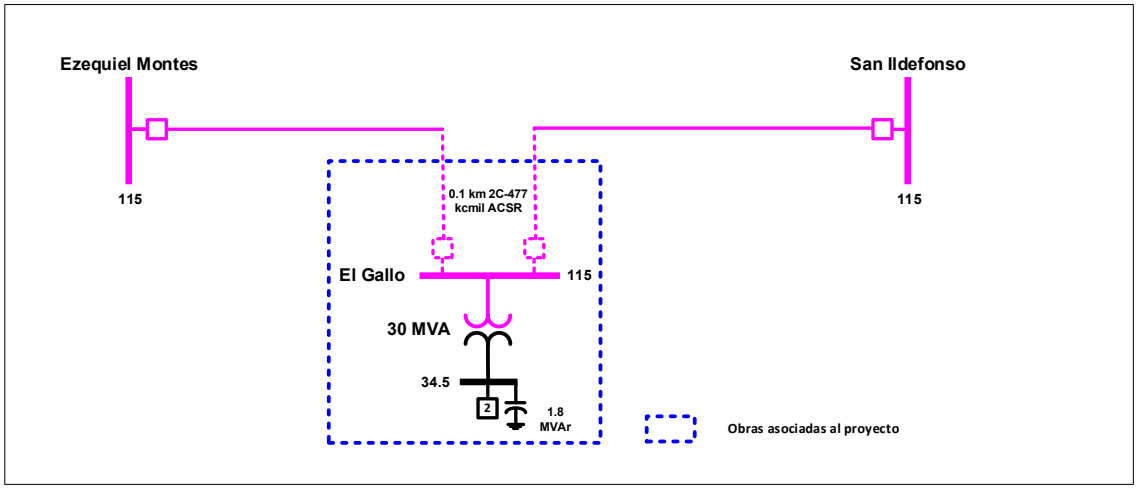
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Gallo Banco 1	1	T	30	115/34.5	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.9.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EL GALLO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Gallo Banco 1 MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.9.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EL GALLO BANCO 1



D24-OC4 Las Palmas Banco 1

Diagnóstico operativo.

Las Subestaciones Eléctricas (SE) Muelle, Pitillal y Tamarindos, se encuentran ubicadas en la Zona de Distribución Vallarta, perteneciente a la GCR Occidental. Estas Subestaciones Eléctricas suministran energía eléctrica al área norte de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco, la SE Muelle cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA, la SE Pitillal cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA y la SE Tamarindos cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA, las tres Subestaciones Eléctricas tienen relación de transformación de 115/13.8 kV.

El Banco 2 de la SE Muelle, al cierre de 2023 presentó una demanda máxima de 22.3 MW que corresponde al 78.25 % de su capacidad. Para el año 2028 con base al PDS 2024-2044, se pronostica que el banco alcance una demanda de 27.1 MW que representa un 95.09 % de la capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

El Banco 1 de la SE Pitillal, al cierre de 2023 presentó una demanda máxima de 27.1 MW que corresponde al 95.09 % de su capacidad. Para el año 2028 con base al PDS 2024-2044, se pronostica que el banco alcance una demanda de 28.5 MW que representa un 100 % de la capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

El Banco 1 de la SE Tamarindos, al cierre de 2023 presentó una demanda máxima de 26.1 MW que corresponde al 91.58 % de su capacidad. Para el año 2028 con base al PDS 2024-2044, se pronostica que el banco alcance una demanda de 28.6 MW que representa un 100.4 % de la capacidad nominal del banco de transformación, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo debido a la demanda incremental para la zona de influencia es la saturación de la capacidad de transformación de los Bancos de las SE Pitillal y SE Tamarindos.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura esperada en 2029, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica cercana al Centro de Carga y polos de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el suministro eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **120.396 millones de pesos de 2023** (5.844 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Línea de Transmisión doble circuito para entroncar la SE Las Palmas a la LT Vallarta Potencia-73620-Muelle, de 1.5 km doble circuito con conductor 795 kcmil ACSR en poste troncocónico.

Transformación: Construcción de la nueva SE Las Palmas Banco 1 con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla la instalación de 5 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en el área norte de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante salida de operación de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la nueva SE Las Palmas Banco 1 en la zona de distribución Vallarta, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE Aeropuerto con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **129.12 millones de pesos de 2023** (6.27 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **Las Palmas Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C

de **1.74**, un VPN de **979.403** millones de pesos y una TIR de **38.71 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.73**, un VPN de **969.799** millones de pesos y una TIR de **36.95 %.**

CUADRO 9.6.10.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO LAS PALMAS BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kv)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Entronque Vallarta Potencia -73620 -Muelle	115	2	3.0	may-29	may-29	Occidental
Total			**3.0**			

CUADRO 9.6.10.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LAS PALMAS BANCO 1

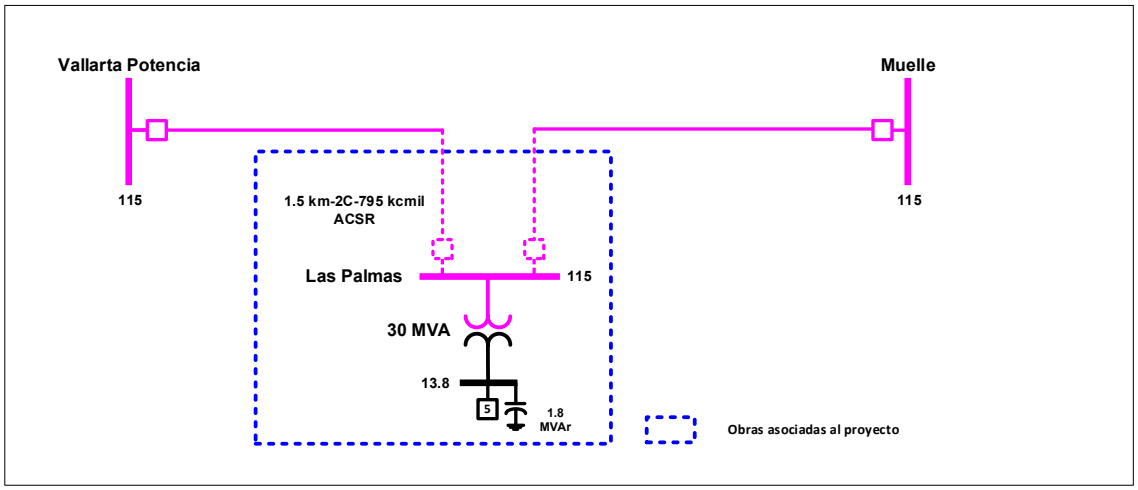
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-29	may-29	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.10.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LAS PALMAS BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-29	may-29	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.10.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LAS PALMAS BANCO 1



D24-OC5 Nogalito Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo.

La Subestación Eléctrica Nogalito se encuentra ubicada en la Zona de Distribución Vallarta, perteneciente a la GCR Occidental. Suministra energía eléctrica al área suroriente de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco, la SE Nogalito cuenta con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

El Banco de transformación 1 de la SE Nogalito, al cierre de 2023 presentó una demanda de 17.2 MW que corresponde al 90.53 %, sin embargo, para el año 2029 con base al Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2044, se pronostica que el banco alcance una demanda de 19.1 MW que representa un 100.53 % de la capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presenta en el corto plazo debido a la demanda incremental para la zona de influencia es la saturación del Banco 1 de la SE Nogalito.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura esperada en 2029, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica cercana al Centro de Carga y polos de desarrollo.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la de Calidad y Confiabilidad en el suministro eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva SE.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **39.53 millones de pesos de 2023** (1.92 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución del banco de transformación de 20 MVA de la SE Nogalito Banco 1 por un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla la instalación de 3 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en el área suroriente de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco esto ante condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la SE Nogalito Banco 1 en la zona de distribución Vallarta, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de un segundo banco de transformación en la SE Centro con una capacidad de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **53. 38 millones de pesos de 2023** (2.59 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa **Nogalito Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.72**, un VPN de **324.56** millones de pesos y una TIR de **38.08** %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.67**, un VPN de **306.26** millones de pesos y una TIR de **32.59** %.

CUADRO 9.6.11.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO NOGALITO BANCO 1

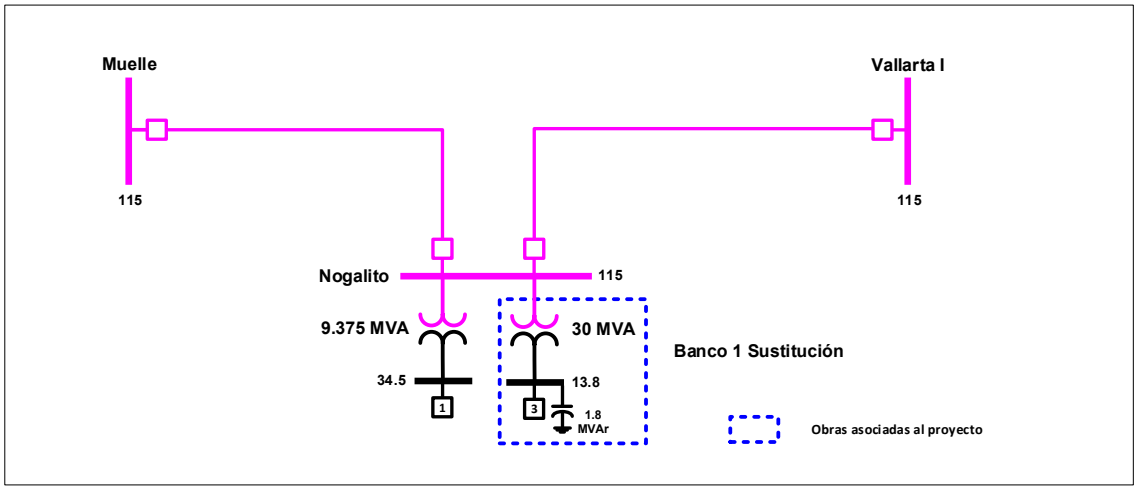
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogalito Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-29	ago-29	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.11.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO NOGALITO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogalito Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-29	ago-29	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.11.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO NOGALITO BANCO 1



D24-OC6 Rodrigo Banco 1

Diagnóstico operativo

La SE Villa de Reyes localizada en la Zona de Distribución San Luis Potosí, atiende eléctricamente a la cabecera municipal de Villa de Reyes, a servicios propios de la Central Térmica Villa de Reyes, S.L.P. y pertenece a la GCR Occidental. Actualmente, la SE Villa de Reyes cuenta con una capacidad instalada de 20 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco de la SE Villa de Reyes al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 9.8 MW, lo cual corresponde al 51.58 % de su respectiva capacidad nominal; Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2029 se espera una carga de 21.5 MW, lo que representa un 113.16 % de la capacidad del banco, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Villa de Reyes.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial, habitacional y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2029; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE Villa de Reyes. Para solucionar esta problemática se propone un nuevo proyecto consistente en una SE Rodrigo Banco 1.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **236.76 millones de pesos de 2023** (11.49 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión**:** Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV de 11.2 km de longitud y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar a la LT Villa de Reyes Potencia-73810-Logistik hasta la SE Rodrigo Banco 1.

Transformación: Construcción de la nueva SE Rodrigo Banco 1 con la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de distribución San Luis Potosí, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se optimizarán los circuitos de media tensión, se reducirán las pérdidas eléctricas y se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Luis Potosí, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva Subestación Eléctrica denominada Presita Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red aérea en 115 kV; **La Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **240.2** millones de pesos (11.66 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **SE Rodrigo Banco 1**, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.60**, un VPN de **759.9 millones de pesos** y una TIR de **26.49 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.59**, un VPN de **748.72 millones de pesos** y una TIR de **26.06 %.**

CUADRO 9.6.12.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO RODRIGO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kv)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodrigo Banco 1	115	2	22.4	abr-29	abr-29	Occidental
Total			**22.4**			

CUADRO 9.6.12.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO RODRIGO BANCO 1

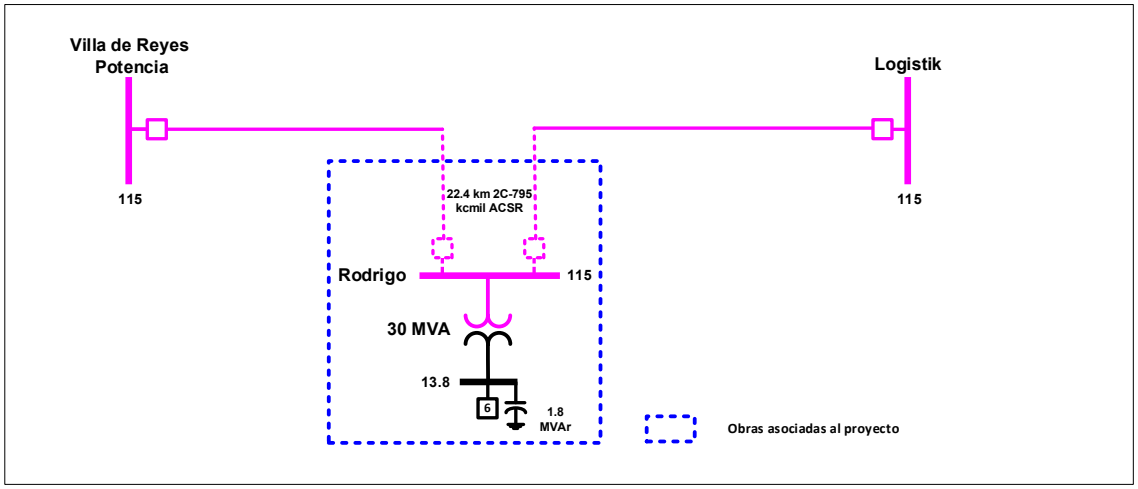
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodrigo Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	abr-29	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.12.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO RODRIGO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodrigo Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Occidental
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.12.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO RODRIGO BANCO 1



D24-OC7 San Luis Progreso Banco 2 (Sustitución)

Diagnóstico operativo

La SE San Luis Progreso localizada en la Zona de Distribución San Luis Potosí, atiende eléctricamente a la región sur del municipio de San Luis Potosí, S.L.P. perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente, la SE San Luis Progreso cuenta con una capacidad instalada de 60 MVA en dos bancos de transformación de 30 MVA cada uno con relación de transformación 115/13.8 kV. Sin embargo, solamente el Banco 2 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 2 de la SE San Luis Progreso al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 21.4 MW, lo cual corresponde al 75.09 % de su respectiva capacidad nominal; Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2029 se espera una carga de 28.6 MW, lo que representa un 100.35 % de la capacidad del banco, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE San Luis Progreso.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo habitacional y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2029; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE San Luis Progreso.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **41.45 millones de pesos de 2023** (2.01 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución del Banco de transformación de 30 MVA en la SE San Luis Progreso con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV de la zona de distribución San Luis Potosí, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Luis Potosí, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva subestación denominada SE San Luis Sur Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 9.375 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV; La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **137.61 millones de pesos de 2023** (6.68 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 **San Luis Progreso Banco 2(sustitución),** es la opción con mayores beneficios en relación con la TIR, contando con una relación B/C muy similar y que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.72**, un VPN de **477.72** millones de pesos y una TIR de **53.01** %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.45**, un VPN de **302.2** millones de pesos y una TIR de **23.56** %.

CUADRO 9.6.13.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS PROGRESO BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)

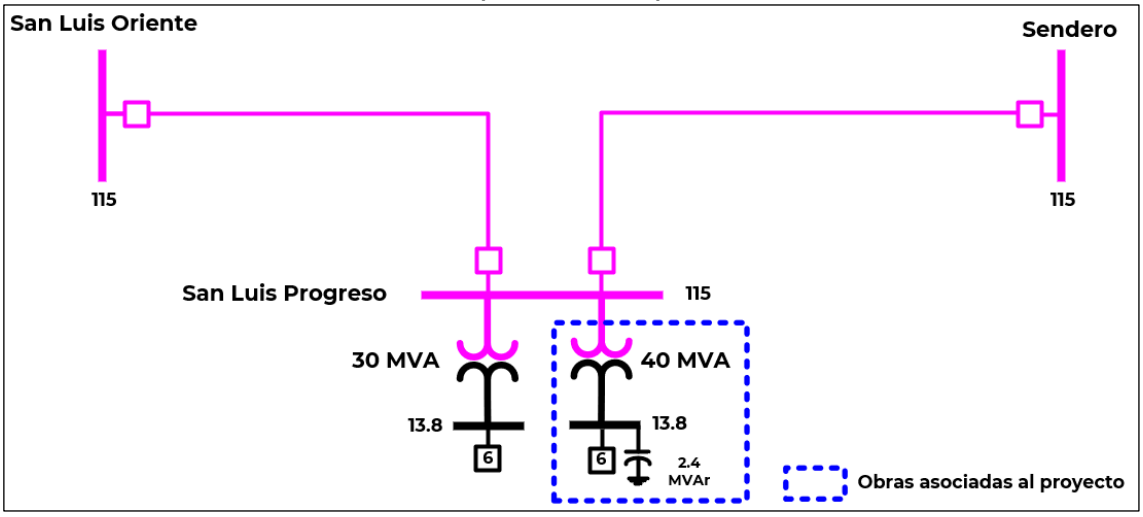
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Progreso Banco 2(sustitución)	1	T	40	115/13.8	abr-29	abr-29	Occidental
Total			**40**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.13.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS PROGRESO BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Progreso Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	abr-29	Occidental
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.13.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SAN LUIS PROGRESO BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)



D24-OC8 San Luis Uno Banco 6 (Sustitución)

Diagnóstico operativo

La SE San Luis Uno localizada en la Zona de Distribución San Luis Potosí, atiende eléctricamente a la Zona Industrial del municipio de San Luis Potosí, S.L.P. perteneciente a la GCR Occidental. Actualmente, la SE San Luis Uno cuenta con una capacidad instalada de 60 MVA en dos bancos de transformación de 30 MVA cada uno con relación de transformación 115/13.8 kV. Sin embargo, solamente el Banco 6 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 6 de la SE San Luis Uno al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 24.2 MW, lo cual corresponde al 84.91 % de su respectiva capacidad nominal; Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2028 se espera una carga de 29.2 MW, lo que representa un 102.4 % de la capacidad del banco, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE San Luis Uno.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo industrial y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2028; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE San Luis Uno.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **41.45 millones de pesos de 2023** (2.01 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución del Banco de transformación de 30 MVA en la SE San Luis Uno con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV de la zona de distribución San Luis Potosí, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Luis Potosí, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva subestación denominada SE Pailería, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **166.21 millones de pesos de 2023** (8.07 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 **San Luis Uno Banco 6(sustitución)**, es la opción con mayores beneficios en relación con la TIR, contando con una relación B/C muy similar y que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.72**, un VPN de **477.56 millones de pesos** y una TIR de **53.06 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.43**, un VPN de **314.41 millones de pesos** y una TIR de **21.59 %.**

CUADRO 9.6.14.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS BANCO 6 (SUSTITUCIÓN)

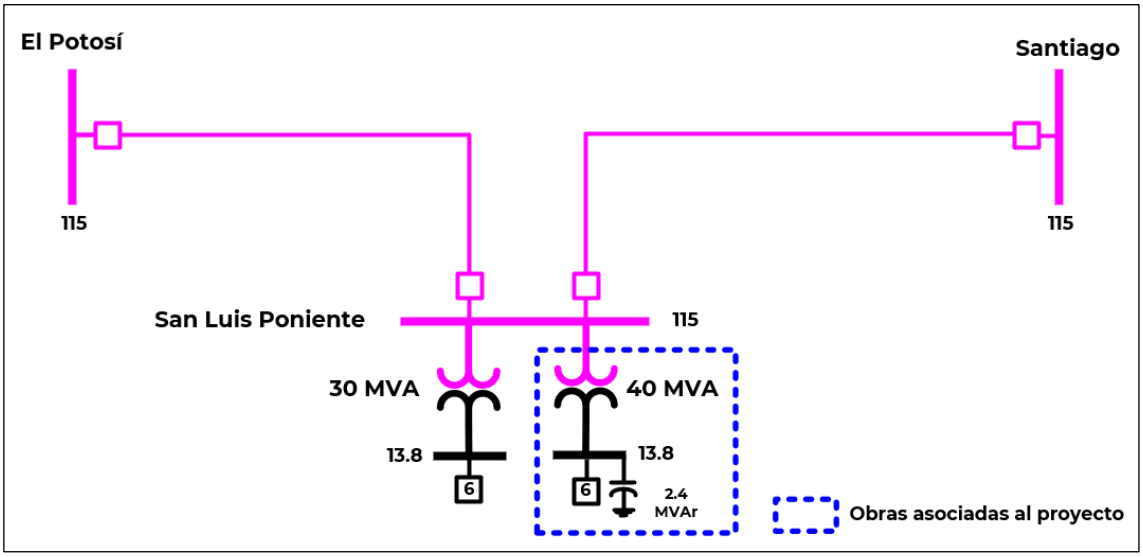
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Uno Banco 6(Sustitución)	1	T	40	115/13.8	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**40**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.14.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SAN LUIS BANCO 6 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Uno MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	abr-28	Occidental
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.14.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LAGO BLANCO BANCO 1



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR NOROESTE

D24-NO1 Guaymas Centro Banco 1

Diagnóstico operativo.

La red de alta tensión de la zona Guaymas, perteneciente a la GCR Noroeste, está conformada por Líneas de Transmisión en forma de anillo con un nivel de tensión en 115 kV. La ciudad de Guaymas, Sonora, es suministrada de energía eléctrica a través de elementos de transformación de distribución que cuentan con nivel de tensión primario en 115 kV hacia la Red Eléctrica en Media Tensión.

La Energía Eléctrica al norte de la ciudad de Guaymas, Sonora, es suministrada por la SE Guaymas Uno, a través de dos Bancos de Transformación con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV cada uno, mientras que el sur de la ciudad es suministrado por la SE Centinela con un Banco de Transformación de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco de Transformación 1 de la SE Guaymas Uno abastece de energía eléctrica a los Usuarios Finales del poniente y norte de la ciudad de Guaymas, sin embargo, se deberá considerar que el incremento de temperaturas que de manera excepcional se presentaron en la región en el periodo de junio – julio de los últimos años, provocaron un incremento en la demanda, teniendo como registro máximo 28.5 MW, esto indica un factor de utilización del 100.35 %.

El Banco de Transformación 2 de la SE Guaymas Uno abastece de energía eléctrica a los Usuarios Finales del norte de la ciudad de Guaymas, es importante destacar que las condiciones climatológicas que se presentaron en el periodo de junio y julio de 2023 provocaron un aumento en la demanda, teniendo un impacto en el factor de utilización del 94 % del Banco, la demanda que se presentó en este transformador fue de 26.8 MW.

El Banco de Transformación 1 de la SE Centinela, suministra energía eléctrica a los usuarios residenciales y a la zona industrial al sur de la ciudad de Guaymas. La demanda máxima en el área de influencia de la SE Centinela, habitualmente se presenta en los meses de junio a septiembre, para el 2023 se presentó un factor de utilización de 94.7 % (27 MW).

Problemática

Los desarrollos habitacionales, del tipo interés social, al norte de la ciudad de Guaymas, el crecimiento natural de la demanda en el área de influencia, el incremento de las temperaturas, entre otros factores, conllevan a que los bancos de Transformación 1 y 2 de la SE Guaymas Uno y el Banco 1 de la SE Centinela, presenten un repunte en su cargabilidad con base a su capacidad de transformación, en 2023 se presentó una demanda de 28.5 MW, 26.8 MW y 27.0 MW y para 2028 se esperan demandas de 29.8 MW, 28.1 MW y 27.9 MW, respectivamente a cada banco, estos valores de demandas representan factores de utilización de 104.56 %, 98.59 % y 97.89 %, lo anterior es considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Se espera la problemática de saturación de los Bancos de Transformación mencionados, y se seguirá incrementando su cargabilidad en el corto y mediano plazo en el Sistema Eléctrico de Distribución (SED) que comprenden las SE Guaymas Uno y Centinela.

El balanceo de carga entre dichos elementos se dificulta ya que son Subestaciones Eléctricas que se encuentran en la zona periférica al norte, poniente y sur de la ciudad de Guaymas. Esto conlleva a que no se pueda realizar cualquier tipo de optimización del SED del área.

En base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto Subestación Guaymas Centro Banco 1 como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) Guaymas Centro Banco 1 y su red asociada tiene un costo de **132.304 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta **en 6.422 millones de dólares de 2023. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:**

Transformación: Nueva Subestación Eléctrica denominada como Guaymas Centro con un Banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 0.5 km de longitud (1.0 km-c) calibre de conductor 750 KCM AL XLP, para entroncar la LTCPS Guaymas Uno – 73820 – Centinela en 115 kV. Se ha considerado construir el entronque en la LTCPS Guaymas Uno – 73820 – Centinela en 115 kV con disposición aérea manteniendo una visión futura para descentralizar la infraestructura de la Red Eléctrica de Transmisión de la ciudad de Guaymas en zonas altamente urbanizadas con alto potencial de crecimiento.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 1.8 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV para la SE Guaymas Centro y 6 alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 3 km de circuitos aéreos en Media Tensión.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto **Guaymas Centro Banco 1** no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Guaymas, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde a la nueva SE Guaymas Centro, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada San Vicente cuyas características son: un banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción 1.5 km aproximadamente de Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo doble circuito 750 KCM AL XLP, 2 alimentadores en 115 kV en la SE San Vicente y 6 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 3.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto de la **Alternativa 2** tiene un costo de **170.609 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 8.282 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Guaymas Centro Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.26**, un VPN de **192.876 millones de pesos** y una TIR de **18.47 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.19**, un VPN de **148.113 millones de pesos** y una TIR de **15.51 %**.

CUADRO 9.6.15.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO GUAYMAS CENTRO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guaymas Centro entronque Subestación Guaymas Uno – Centinela	115	2	1.0	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**1.0**			

CUADRO 9.6.15.2 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO GUAYMAS CENTRO BANCO 1

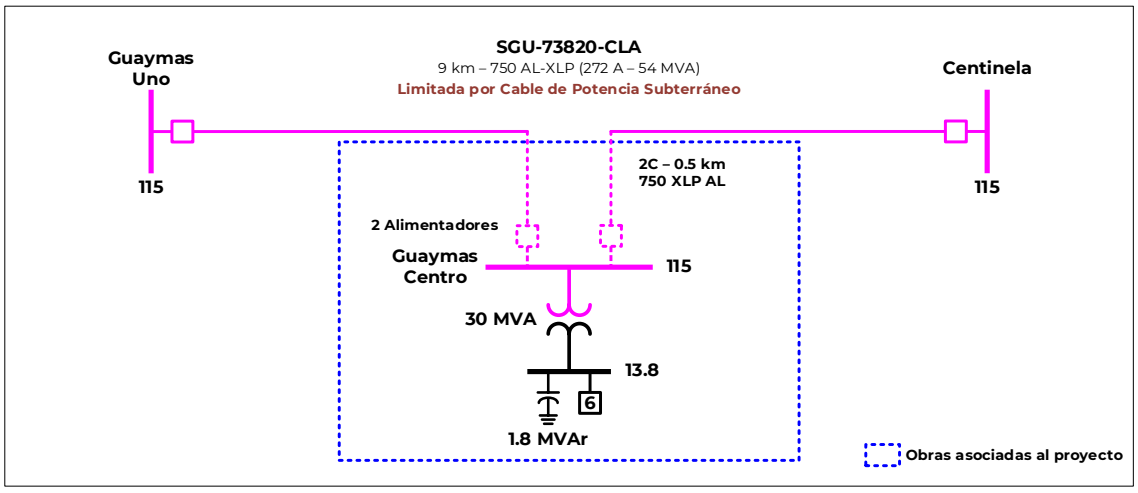
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guaymas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.15.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO GUAYMAS CENTRO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guaymas Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.15.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO GUAYMAS CENTRO BANCO 1



D24-NO2 Tutuli Banco 1

Diagnóstico operativo.

La red de Alta Tensión de la zona Obregón, de la GCR Noroeste, está conformada por Líneas de Transmisión anilladas en 115 kV. El área Noroeste de la Ciudad de Obregón, Sonora, se suministra de energía eléctrica a través de la SE Ciudad Obregón Dos con dos Bancos de Transformación de Distribución con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, cada uno, y la SE Nainari con un Banco de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

En época de verano se presenta la demanda máxima en la ciudad de Obregón debido a las altas temperaturas que se presentan. En los últimos años la demanda de energía eléctrica se ha incrementado derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo residencial bajo y medio.

En 2023 las demandas de los bancos de Transformación de las Subestaciones Eléctricas Ciudad Obregón Dos y Nainari fueron de 35.4 MW, 32.1 MW y 23.1 MW. Por lo que se espera que los elementos de transformación se saturen en el corto y mediano plazo.

Problemática

Para el año 2028, con base en el PDS, El Banco 1 de 40 MVA de la SE Ciudad Obregón Dos se encontrará al 99.74 % con una demanda de 37.9 MW, el Banco 2 de 40 MVA de la SE Ciudad Obregón Dos se encontrará al 104.21 % con una demanda de 39.6 MW y el Banco 1 de 30 MVA de la SE Náinari se encontrará al 101.75 % con una demanda de 29.0 MW, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Con base en la capacidad de transformación nominal de los Bancos de Transformación de las Subestaciones Eléctricas del área de estudio se espera la saturación de sus Bancos de Transformación en 2028. Los estudios eléctricos realizados en Media Tensión indican que el balanceo de carga entre circuitos eléctricos alimentados por los Bancos se dificulta ya que son subestaciones que se encuentran alejados de los centros de control impidiendo la optimización de los circuitos en Media Tensión.

Se requiere la ejecución del proyecto **Tutuli Banco 1** como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Obregón.

Se debe tomar en cuenta la infraestructura eléctrica alrededor del área de influencia del proyecto ya que se tienen Líneas de Transmisión con limitantes en su capacidad de transmisión de potencia por distintos elementos eléctricos.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) Tutuli Banco 1 y su red asociada tiene un costo de **131.430 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 6.38 millones de dólares de 2023. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 0.6 km de longitud (1.2 km-c) calibre de conductor 795 ACSR-PT, para entroncar la LT Ciudad Obregón Dos – 73G40 – Nainari en 115 kV.

Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada como Tutuli con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 Alimentadores en 115 kV para la SE Tutuli y 8 Alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 4.0 km de circuitos subterráneos en Media Tensión.

Se tiene una limitante en la LT Ciudad Obregón Dos – 73G40 – Nainari en 115 kV debido a elementos serie, los cuales se requieren sustituir para tener una mayor confiabilidad en la Red Eléctrica de transmisión y así tener la mayor capacidad de transmisión permisible en el conductor en dicha Línea de Transmisión con la entrada del proyecto Tutuli Banco 1.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto **Tutuli Banco 1** no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al Noroeste de la ciudad Obregón, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al proyecto Tutuli Banco 1, se analizó una opción alterna factible para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Lagunas cuyas características son: un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción 1.35 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito 795 ACSR-PT, 2 alimentadores en 115 kV en la SE Lagunas y 8 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 4.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto de la **Alternativa 2** tiene un costo de **140.032 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 6.798 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Tutuli Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.34**, un VPN de **498.584 millones de pesos** y una TIR de **29.39 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.34**, un VPN de **491.333 millones de pesos** y una TIR de **28.23 %**.

CUADRO 9.6.16.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO TUTULI BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tutuli entronque Ciudad Obregón Dos – Nainari	115	2	1.2	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**1.2**			

CUADRO 9.6.16.2 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO TUTULI BANCO 1

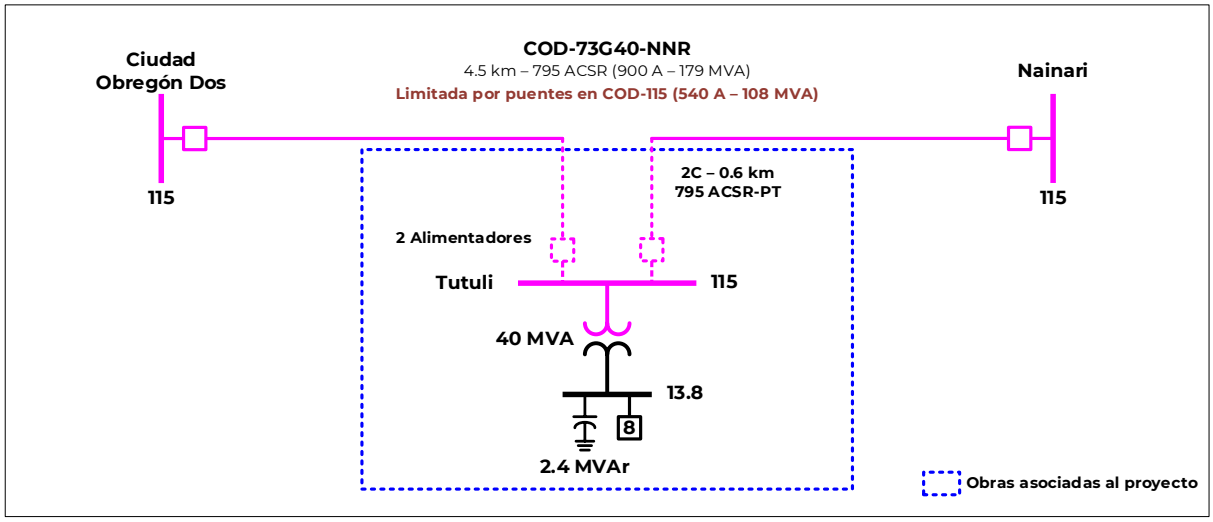
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tutuli Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.16.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO TUTULI BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tutuli MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	abr-28	Noroeste
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.16.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO TUTULI BANCO 1



D24-NO3 Altata Residencial Banco 1

Diagnóstico operativo.

La costa del municipio de Navolato al poniente de la zona Culiacán, en el municipio de Navolato, Sinaloa, se abastece de energía eléctrica a través de la SE Navolato con dos bancos de transformación: un Banco de 40 MVA y otro Banco de 30 MVA con relación de transformación 115/34.5 kV, la Subestación Eléctrica está conectada de la LT TAP NTO-HGA – 73J30 – CPO radialmente en derivación de la Línea de Transmisión que va de la SE Culiacán Poniente hacia la SE La Higuera en 115 kV.

La costa del municipio de Navolato ha incrementado su demanda de energía eléctrica derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo turístico de interés medio, así como conversión de motores de Diesel a motores eléctricos en las granjas acuícolas del área en estudio.

El Banco 1 de 40 MVA de la SE Navolato presentó una demanda máxima en 2023 de 38.2 MW alcanzando un factor de utilización del 100.5 %, en el caso del Banco 2 de la SE Navolato de 30 MVA presentó una

demanda de 22.5 MW con un factor de utilización de 78.94 %, promediando una demanda de 60.7 MW quedando al 91.2 % de la capacidad instalada en dichos Bancos de Transformación.

Se presentan limitantes en la capacidad de transmisión de potencia en la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera en 115 kV debido a elementos serie, los cuales de ser necesario se requieren sustituir para tener una mayor confiabilidad en la Red Eléctrica de transmisión para tener la mayor capacidad de transmisión permisible en el conductor en dicha Línea de Transmisión.

Dentro de los PAMRNT de 2020, 2021 y 2022 se presentaron proyectos de ampliación de las RGD y la RNT, los cuales están instruidos por SENER, se tiene la propuesta de interconexión del centro de carga al poniente del municipio de Navolato, el proyecto es D23-NO1 – Villa Ángel Flores Banco 1 con fecha de abril 2025, se tiene un proyecto de modernización que considera la reconfiguración de la Red Eléctrica de Transmisión en 115 kV entre las SE Culiacán Poniente, Villa Ángel Flores, Navolato y la Higuera, el proyecto es M21-NO3 – Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato con fecha de diciembre de 2030 y un proyecto de compensación de potencia reactiva en la SE Navolato, el proyecto es P22-NO2 – Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán con fecha de diciembre de 2030.

Problemática

Se espera que para 2029 los Bancos de Transformación de la SE Navolato presenten una demanda de 65.4 MW lo que implica un factor de utilización superior al 98 % con base a su capacidad nominal de transformación, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Dentro de la zona de distribución Culiacán en el área de influencia de la SE Navolato se imposibilita tener un balance de carga en circuitos de Media Tensión para no generar sobrecargas en estos.

En base a los estudios realizados y la problemática presentada, se requiere la ejecución del proyecto **Altata Residencial Banco 1** como una solución integral en el área de estudio, con el fin de contar con capacidad suficiente para atender la demanda incremental.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) Altata Residencial Banco 1 y su Red Eléctrica asociada tiene un costo de **247.098 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 11.995 millones de dólares de 2023. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

Transformación: construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada como Altata Residencial con un Banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV, un circuito de aproximadamente 24.9 km de longitud dividida en dos tramos, el tramo 1 es de 19.6 km aproximadamente calibre de conductor 795 kcmil ACSR-PT, el tramo 2 es de 5.3 km aproximadamente calibre de conductor 477 kcmil ACSR-TA, para conectar radialmente de la SE Navolato en 115 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 1.8 MVAr en el nivel de media tensión de 34.5 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 Alimentadores en 115 kV, uno para la SE Altata Residencial y otro para la SE Navolato, 3 Alimentadores en Media Tensión en 34.5 kV para la conexión de aproximadamente 1.5 km de circuitos aéreos en Media Tensión.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2029.

- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto Altata Residencial Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al poniente de la zona Culiacán, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Se analiza una opción alterna de solución para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Dautillos cuyas características son: un banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV, construcción 34.4 km aproximadamente de Línea de Transmisión un circuito 477 kcmil tipo ACSR-PT, 2 alimentadores en 115 kV, uno en SE Dautillos y uno en SE Navolato, y 3 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 1.5 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto de la **Alternativa 2** tiene un costo de **322.364 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 15.649 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Altata Residencial Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.20**, un VPN de **214.029 millones de pesos** y una TIR de **15.70 %.** La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.1**, un VPN de **114.698 millones de pesos** y una TIR de 12.57 %.

CUADRO 9.6.17.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO ALTATA RESIDENCIAL BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altata Residencial – Navolato, Tramo 1	115	1	19.6	jun-29	jun-29	Noroeste
Altata Residencial – Navolato, Tramo 2	115	1	5.3	jun-29	jun-29	Noroeste
Total			**24.9**			

Tramo 1, 795 kcmil ACSR-PT
Tramo 2, 477 kcmil ACSR-TA

CUADRO 9.6.17.2 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO ALTATA RESIDENCIAL BANCO 1

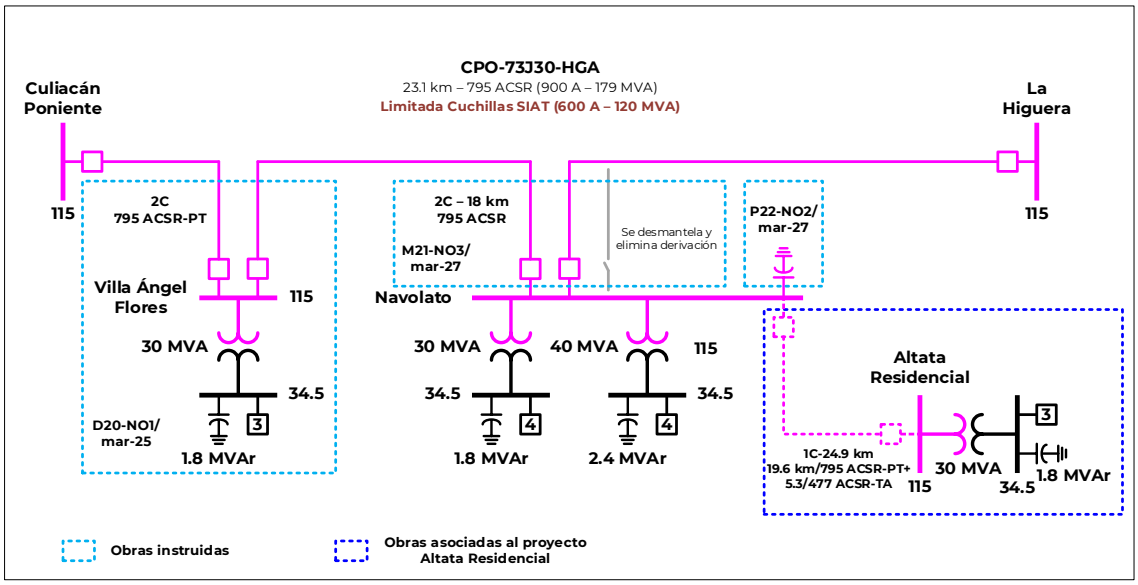
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altata Residencial Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-29	jun-29	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.17.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO ALTATA RESIDENCIAL BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altata Residencial MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jun-29	jun-29	Noroeste
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.17.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO ALTATA RESIDENCIAL BANCO



D24-NO4 Lienzo Charro Banco 1

Diagnóstico operativo.

Los Bancos de Transformación 1 y 2 de la SE Culiacán Cuatro abastecen de energía eléctrica el área suroeste de la ciudad de Culiacán, Sinaloa, los bancos tienen una capacidad de transformación de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 cada uno.

El banco 1 de la SE Culiacán Cuatro tuvo una demanda máxima de 37.1 MW en 2023 alcanzando un factor de utilización del 97.63 %, en el caso del banco 2 de la misma Subestación Eléctrica presentó una demanda máxima de 28.7 MW con un factor de utilización de 75.5 %, el área continúa en crecimiento pronosticándose una eventual saturación para los años próximos. Dentro de las acciones por realizar en el área de influencia se considera balancear las cargas de ambos bancos obteniendo un promedio de saturación del 88 %.

Dentro del PAMRNT de 2020 se presentó un proyecto de ampliación de la RNT, el cual está instruido por SENER, consiste en la recalibración de Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos en el ámbito de la GCR Noroeste, el proyecto es P20-NO7 – Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán con fecha de marzo

2027. Un elemento de transmisión que se ve involucrado alrededor del proyecto Lienzo Charro Banco uno es la LTCPS La Higuera – 73910 – Culiacán Milénium en 115 kV.

Problemática

La RGD suministrada de energía eléctrica por la SE Culiacán Cuatro, de acuerdo con el PDS 2024-2038 se saturará para el año 2029 con una demanda de 76.5 MW, con lo que operaría con un factor de utilización de 100.66 % de su capacidad por lo que se requiere construir una nueva Subestación Eléctrica en el área de influencia de la SE Culiacán Cuatro, lo anterior es considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

El proyecto Lienzo Charro Banco 1 entroncará la LTCPS La Higuera – 73910 – Culiacán Milénium en 115 kV, la cual tiene una capacidad de transmisión de potencia de 477 MVA, es necesario realizar previamente la recalibración de esta LTCPS ya no será posible abastecer la demanda del área de influencia ante la entrada de la SE Lienzo Charro.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) Lienzo Charro Banco 1 y su red asociada tiene un costo de **140.807 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **6.835 millones de dólares de 2023**. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión en 115 kV, doble circuito de aproximadamente 0.8 km de longitud (1.6 km-c) calibre de conductor 795 kcmil ACSR-PT, para entroncar la LT La Higuera – 73910 – Culiacán Milénium en 115 kV (Línea de Transmisión en recalibración).

Transformación: Construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada como Lienzo Charro con un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 Alimentadores en 115 kV en la SE Lienzo Charro, 8 Alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 4.0 km de circuitos subterráneos en Media Tensión.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2029.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto Lienzo Charro Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al oriente de la ciudad de Culiacán, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Se analiza una opción alterna de solución para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Subestación del Valle cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción 1.5 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito 795 kcmil tipo ACSR-PT, 2 alimentadores en 115 kV en la SE del Valle y 8 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 4.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

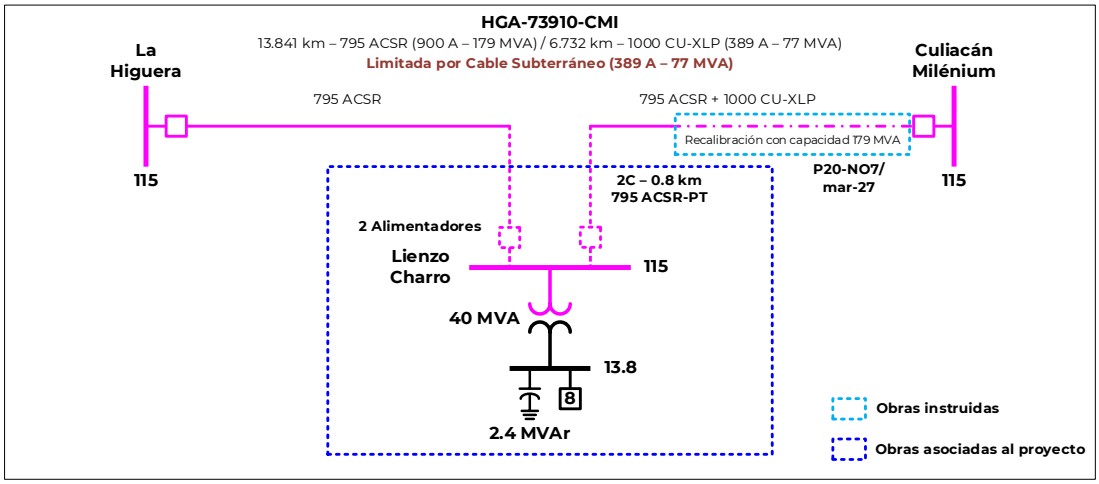
El proyecto de la **Alternativa 2** tiene un costo de **147.184 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 7.145 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Lienzo Charro Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.35**, un VPN de **470.928 millones de pesos** y una TIR de **26.5 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.34**, un VPN de **463.916 millones de pesos** y una TIR de **25.79 %**.

FIGURA 9.6.18.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LIENZO CHARRO BANCO 1



CUADRO 9.6.18.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO LIENZO CHARRO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lienzo Charro entronque La Higuera – Culiacán Milénium	115	2	1.6	Jun-29	Jun-29	Noroeste
Total			**1.6**			

CUADRO 9.6.18.2 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LIENZO CHARRO BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lienzo Charro Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	Jun-29	Jun-29	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.18.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LIENZO CHARRO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lienzo Charro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	Jun-29	Jun-29	Noroeste
Total			**2.4**			

D24-NO5 Venadillo Banco 2

Diagnóstico operativo.

El área noroeste de la ciudad de Mazatlán, Sinaloa, se abastece de energía eléctrica a través de la Subestación Eléctrica Venadillo con un banco de transformación de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco 1 de la SE Venadillo tuvo una demanda máxima de 25.4 MW en 2023 alcanzando un factor de utilización del 89.12 %, El área continúa en crecimiento pronosticándose una eventual saturación para los años próximos, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Se presentan limitantes en la capacidad de transmisión de potencia en la LT El Habal – 73520 – Venadillo en 115 kV debido a elementos serie, los cuales se requieren sustituir para tener una mayor Confiabilidad en la RNT, y lograr la mayor capacidad de transmisión permisible en el conductor de dicha Línea de Transmisión.

Dentro del Programa de Ampliación y Modernización de 2023 se presentó un proyecto de ampliación de la RNT, el cual está instruido por SENER, consiste en la recalibración de Líneas de Transmisión con Cables de Potencia Subterráneos en el ámbito de la GCR Noroeste. El proyecto es P23-NO1 – Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina - Venadillo y LT Marina - Mazatlán Norte con fecha de marzo 2027. La SE Venadillo está relacionada directamente con las Líneas de Transmisión involucradas en dicho proyecto por lo que el suministro de demanda abastecida por esta Subestación Eléctrica depende de la capacidad de transmisión dichas Líneas de Transmisión.

Problemática

Con base en el PDS 2024-2038 se espera que el banco de la SE Venadillo se saturare para el 2028 ya que se pronostica con una demanda de 31 MW, operando con un factor de utilización del 108.8 % de su capacidad por lo que se requiere construir una ampliación de dicha Subestación Eléctrica.

La SE Venadillo, se conecta a través de la LT El Habal – 73520 – Venadillo en 115 kV y la LTCPS Venadillo – 73540 – Marina en 115 kV, la LT 73540 cuenta con limitantes en su capacidad de transmisión de potencia, por lo que se requiere de su recalibración con base en su proyecto (P23-NO1) para poder abastecer los bancos de transformación existentes y futuros en la SE Venadillo en 115 kV.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) Venadillo Banco 2 y su red asociada tienen un costo de **92.251 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 4.478 millones de dólares de 2023. El proyecto consiste en las siguientes metas físicas:

Transformación: Ampliación de la SE Venadillo con un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 2.4 MVAr en el nivel de media tensión de 13.8 kV.

El proyecto considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Adicionalmente, el proyecto contempla 8 Alimentadores en Media Tensión en 13.8 kV para la conexión de aproximadamente 10.0 km de circuitos subterráneos en Media Tensión.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto Venadillo Banco 1 no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al oriente de la ciudad de Mazatlán, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Se analiza una opción alterna de solución para atender la demanda actual y el futuro crecimiento del área de influencia, la alternativa consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Mazatlán Cerritos cuyas características son: un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, construcción 3.2 km aproximadamente de Línea de Transmisión doble circuito 1113 kcmil tipo ACSR-PT, 2 alimentadores en 115 kV en la SE Cerritos y 8 alimentadores en Media Tensión para la conexión de 4.0 km de circuitos, así como su equipo de compensación asociado.

El proyecto de la **Alternativa 2** tiene un costo de **169.581 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 8.232 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Venadillo Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática del área de influencia.

Análisis Beneficio – Costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.37**, un VPN de **660.020 millones de pesos** y una TIR de **37.55 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.36**, un VPN de **614.077 millones de pesos** y una TIR de **28.3 %**.

CUADRO 9.6.19.1 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO VENADILLO BANCO 2

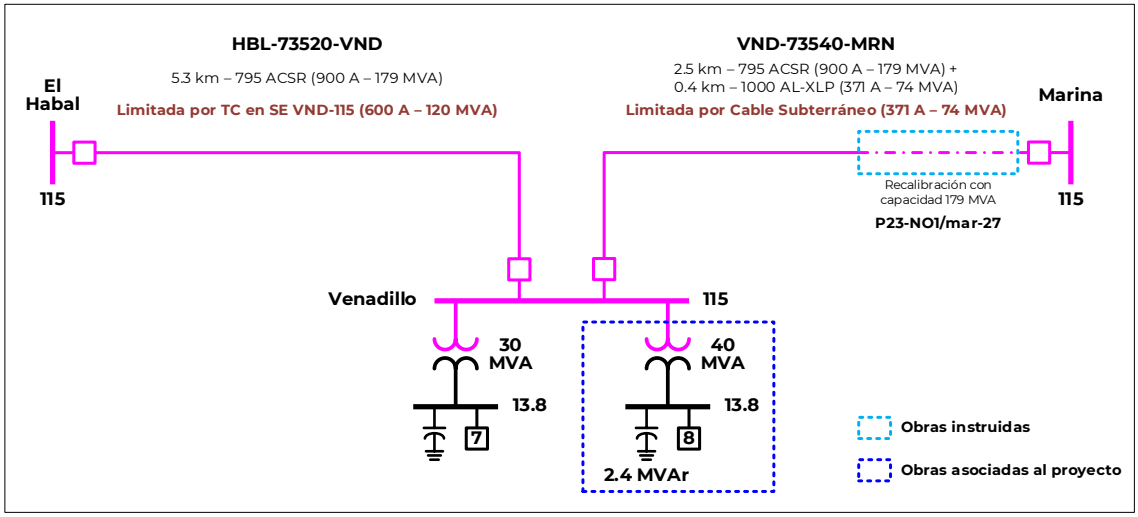
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Venadillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	Jun-28	Jun-28	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.19.2 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO VENADILLO BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Venadillo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	Jun-28	Jun-28	Noroeste
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.19.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO VENADILLO BANCO 2



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR NORTE

D24-NT1 Fuentes Mares Banco 2

Diagnóstico operativo

El suministro eléctrico de la zona sur de la ciudad de Chihuahua, Chihuahua se realiza por medio del Banco 1 de la SE Fuentes Mares, el cual cuenta con una capacidad de 30 MVA y una relación de transformación de 115/23.9 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la Zona de Distribución Chihuahua perteneciente a la GCR Norte.

La SE Fuentes Mares en el Banco 1, al cierre de 2023, presentó una demanda de 28.9 MW, lo cual corresponde al 101.4 % de su respectiva capacidad nominal. Para el año 2024 se transfiere una carga de 1.8 MW a la Subestación Eléctrica Ocampo, por lo que la demanda baja a 27.1 MW, lo cual corresponde al 95.9 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2027 y con base al PDS 2024-2038, se pronostica que el Banco 1 de la SE Fuentes Mares tendrán que suministrar una carga de 28.4 MW que corresponde al 99.65 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del Banco 1 de transformación de la SE Fuentes Mares, a pesar de la descarga propuesta en el corto plazo.

Considerando el incremento de la carga para la zona que se presentará en los próximos años, así como la limitante de transferir carga a otras Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de Distribución, se tendrán problemas para satisfacer la demanda con la infraestructura esperada para 2028. Por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la ampliación de la capacidad de transformación en la Ciudad de Chihuahua.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **58.172 millones de pesos de 2023** (2.823 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE Fuentes Mares mediante la instalación de un segundo banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 23.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 23.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de una distancia aproximada de 7.2 km para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área sur de la ciudad de Chihuahua, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de capacidad de transformación en la SE Fuentes Mares se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Santa Eulalia, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/23.8 kV. Además de la construcción de 17.6 km de LT aérea aislada y operada en 115 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **170.190 millones de pesos de 2023** (8.261 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **Fuentes Mares Banco 2** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de 1.43, un VPN de 400.337 millones de pesos y una TIR de 32.81 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 1.27, un VPN de 256.671 millones de pesos y una TIR de 17.94 %.

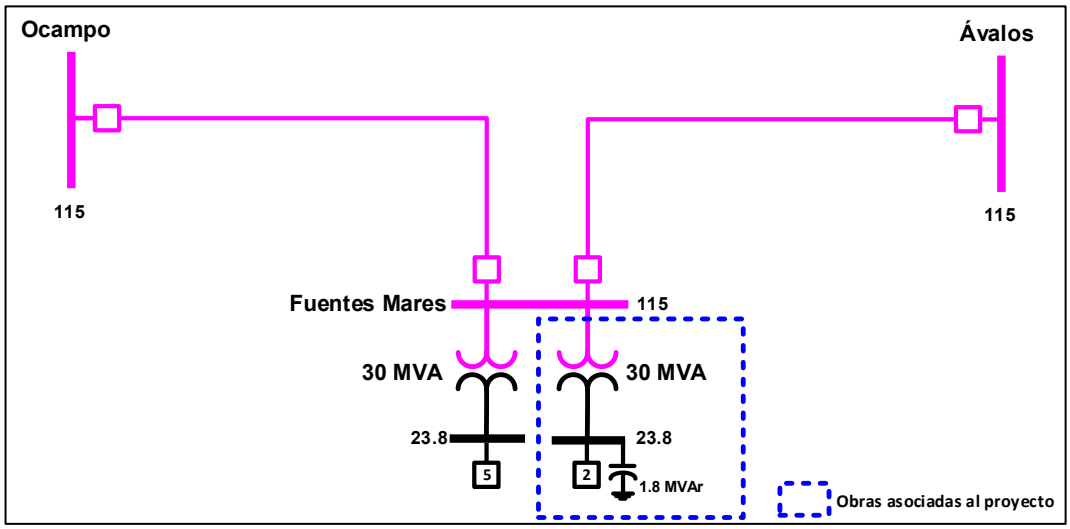
CUADRO 9.6.20.1 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO FUENTES MARES BANCO 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fuentes Mares Banco 2	1	T	30	115/23.8	abr-28	abr-28	Norte
Total			**30**				

CUADRO 9.6.20.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO FUENTES MARES BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fuentes Mares Banco 2 MVAr	Capacitor	23.8	1.8	abr-28	abr-28	Norte
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.20.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO FUENTES MARES BANCO 2



D24-NT2 Ejército Banco 1

Diagnóstico operativo

Parte del suministro eléctrico del área Central de Ciudad Juárez Chihuahua, se realiza por medio del Banco 1 de la SE Tecnológico, el cual tiene una capacidad de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV; esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Juárez, perteneciente a la GCR Norte.

El Banco 1 de la SE Tecnológico al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 17.2 MW, lo cual corresponde al 60.35 % de su respectiva capacidad nominal. Sin embargo, para el año 2027 y con base en el PDS 2024-2038, se pronostica que el banco de la Subestación Eléctrica tendrá que suministrar una carga de 27.5 MW que corresponde al 96.49 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presenta en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Tecnológico.

Considerando el aumento de la demanda incremental en la zona derivado de la construcción de nuevos desarrollos habitacionales de interés social y comercial en la zona que se presentará en los próximos años y la alta demanda que se presenta durante el verano, por lo cual, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual con la que se espera contar para 2028, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros a través de la construcción de una nueva Subestación Eléctrica.

Además de resolver la problemática de saturación de los equipos de transformación con el proyecto, se obtienen beneficios adicionales en la mejora de la Calidad y Confiabilidad en el suministro eléctrico a los clientes, así como la reducción de pérdidas eléctricas I^2R en media tensión al reducir la longitud y carga de los circuitos actuales dentro del área de influencia de la nueva Subestación Eléctrica.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **116.926 millones de pesos de 2023** (5.676 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión aérea de doble circuito aislada y operada en 115 kV, con una longitud estimada de 1.6 km y un conductor por fase de calibre 1113 ACSR para entroncar la LT Cuesta-73040-Parque en la nueva SE Ejército.

Transformación: Construcción de la nueva SE Ejército instalando un Banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV y con 8.0 km de sus respectivas salidas subterráneas, para la conexión de nuevas líneas y equipos en la nueva SE Ejército Banco 1.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área central de Ciudad Juárez de la zona Juárez, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la nueva Subestación Eléctrica Ejército Banco 1, se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un tercer banco de 40 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV en la SE Tecnológico, además de la construcción de 14.1 km de alimentadores en 13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **101.632 millones de pesos de 2023** (4.933 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 **Ejército Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.42**, un VPN de **285.164 millones de pesos** y una TIR de **23.05 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.31**, un VPN de **222.183 millones de pesos** y una TIR de **19.65 %.**

CUADRO 9.6.22.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO EJÉRCITO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejercito entronque Cuesta – Parque	115	2	1.6	abr-28	abr-28	Norte
Total			**3.2**			

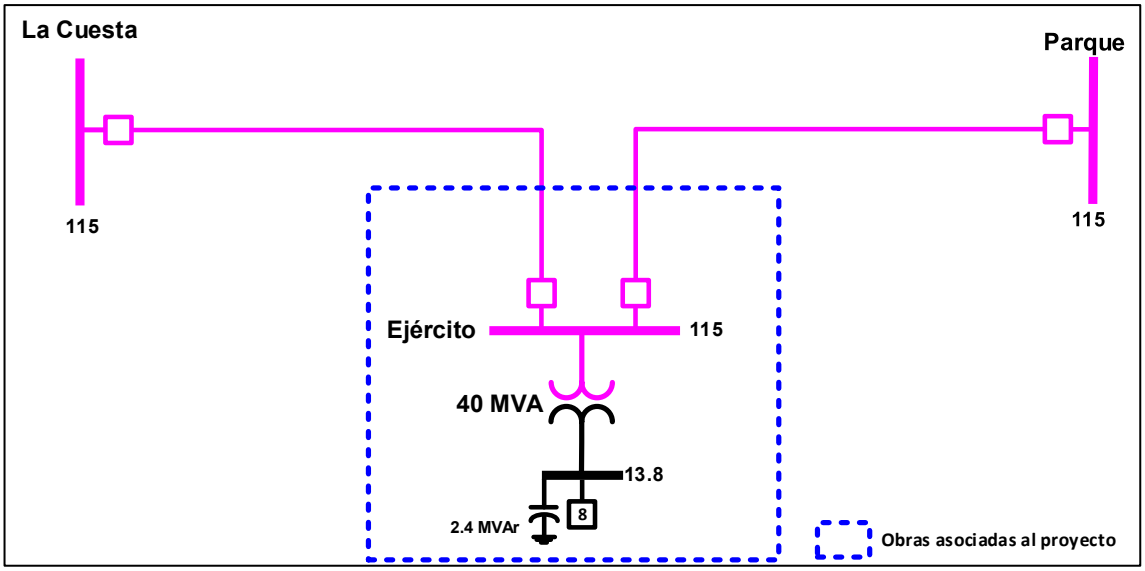
CUADRO 9.6.21.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EJÉRCITO BANCO 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejército Banco 1	1	T	40	115/13.8	abr-28	abr-28	Norte
Total			**40**				

CUADRO 9.6.21.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EJÉRCITO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejército Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	abr-28	Norte
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.21.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EJÉRCITO BANCO 1



D24-NT3 Felipe Ángeles Banco 1

Diagnóstico operativo

El suministro eléctrico del área norponiente de ciudad Juárez Chihuahua, se realiza por medio de la SE Insurgentes, la cual tiene una capacidad de 60 MVA dividida en 2 bancos de transformación de 30 MVA de capacidad cada uno y relación de transformación de 115/13.8 kV; esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Juárez, perteneciente a la GCR Norte.

El banco 1 de la SE Insurgentes al cierre del 2023, presentó una demanda máxima de 28.8 MW, lo cual corresponde al 101.05 % de su respectiva capacidad nominal y el banco 2 presenta una demanda máxima de 26.5 MW, lo cual corresponde al 92.9 % de su respectiva capacidad nominal. En 2024 se tiene prevista una transferencia de carga, para optimizar los recursos de transformación en el área, entre el banco 1 de la SE Insurgentes y el banco 1 de la SE Chamizal por un monto de 5.6 MW. Sin embargo, para el año 2028 y con base al PDS 2024-2038, se pronostica que el banco 1 suministrará una demanda de 25.0 MW,

considerando la transferencia de carga, que corresponde al 87.7 % y el banco 2 tendrá una carga de 28.4 MW que corresponde al 99.6 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Insurgentes.

Considerando el incremento de la demanda en la zona derivado del aumento por la construcción de desarrollos industriales, así como el desarrollo normal de la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **120.464 millones de pesos de 2023** (5.847 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión aislada y operada en 115 kV con una longitud aproximada de 1.3 km de un conductor por fase calibre 1113 kcmil ACSR para entroncar la actual LT Paso del Norte – 73400 – Chamizal.

Transformación: Construcción de la nueva SE Felipe Ángeles instalando un Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV con 18km de sus respectivas salidas subterráneas, para la conexión de nuevas líneas y equipos en la nueva SE Felipe Ángeles Banco 1.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área norponiente de la zona Juárez, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de la nueva SE Felipe Ángeles Banco 1, se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un tercer banco de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 115/13.8 kV en la SE Insurgentes, además de la construcción de 33.6 km de LT aérea aislada y operada en 13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **114.338 millones de pesos de 2023** (5.550 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 Felipe Ángeles Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.45**, un VPN de **487.223 millones de pesos** y una TIR de **27.27 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.39**, un VPN de **456.436 millones de pesos** y una TIR de **24.91 %**.

CUADRO 9.6.22.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO FELIPE ÁNGELES BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Ángeles entronque Paso del Norte – Chamizal	115	2	1.3	abr-29	abr-29	Norte
Total			**2.6**			

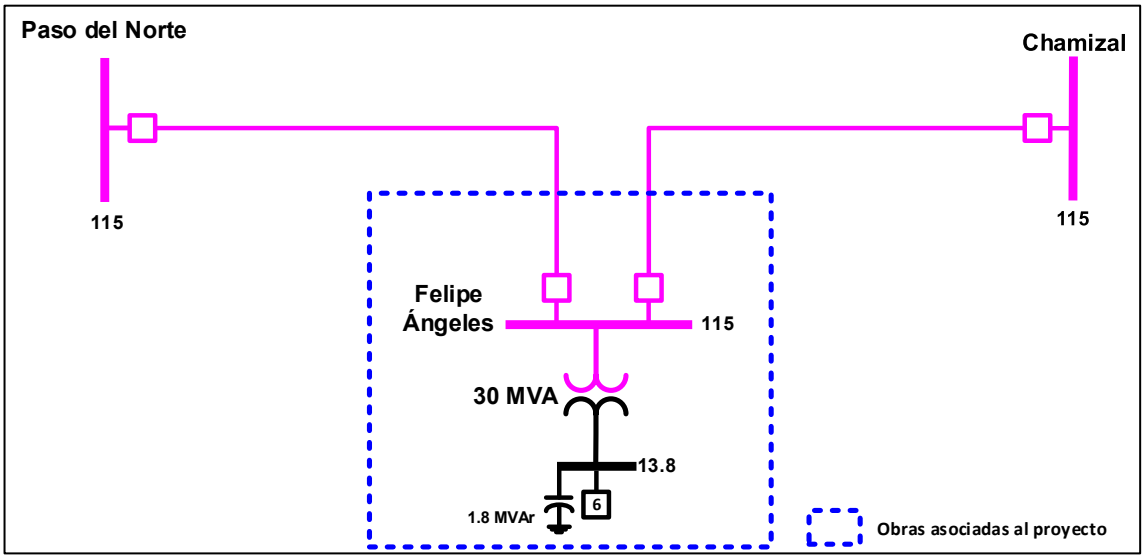
CUADRO 9.6.22.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO FELIPE ÁNGELES BANCO 1

SUBESTACIÓN	CANTIDAD	EQUIPO	CAPACIDAD (MVA)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	FECHA NECESARIA	FECHA FACTIBLE	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL
Felipe Ángeles Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	abr-29	Norte
Total			**30**				

CUADRO 9.6.22.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO FELIPE ÁNGELES BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Ángeles Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Norte
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.22.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO FELIPE ÁNGELES BANCO 1



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR NORESTE

D24-NE1 Abra Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica para los municipios de El Mante y Antiguo Morelos se realiza por la SE El Abra Banco 1, localizada en la zona de distribución Mante, Valles y Río Verde, Tamaulipas perteneciente a la GCR Noreste. Actualmente, la SE El Abra cuenta con una capacidad instalada de 6.25 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE El Abra, al cierre del año 2023 registro una carga máxima de 5.0 MW, equivalente al 84.21 % de su capacidad nominal, sin embargo, de acuerdo con el PDS 2024-2044, para el año 2029 se espera una carga de 6.2 MW, lo que representa un 104.42 % de la capacidad de la carga nominal del banco involucrado, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE El Abra.

Considerando el aumento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo habitacional, comercial y agrícola de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2029. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la transformación de la SE El Abra.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **69.833 millones de pesos de 2023** (3.389 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una Línea de Transmisión aislada y operada en 115 kV de doble circuito con una longitud aproximada de 0.5 km de un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR para entroncar la actual LT El Salto – 73220 – Libramiento.

Transformación: Sustitución del banco de transformación de la SE Abra Banco 1 con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2029

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV de la zona de distribución Mante, Valles y Río Verde, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta de la Ampliación de SE Abra Banco 1 se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

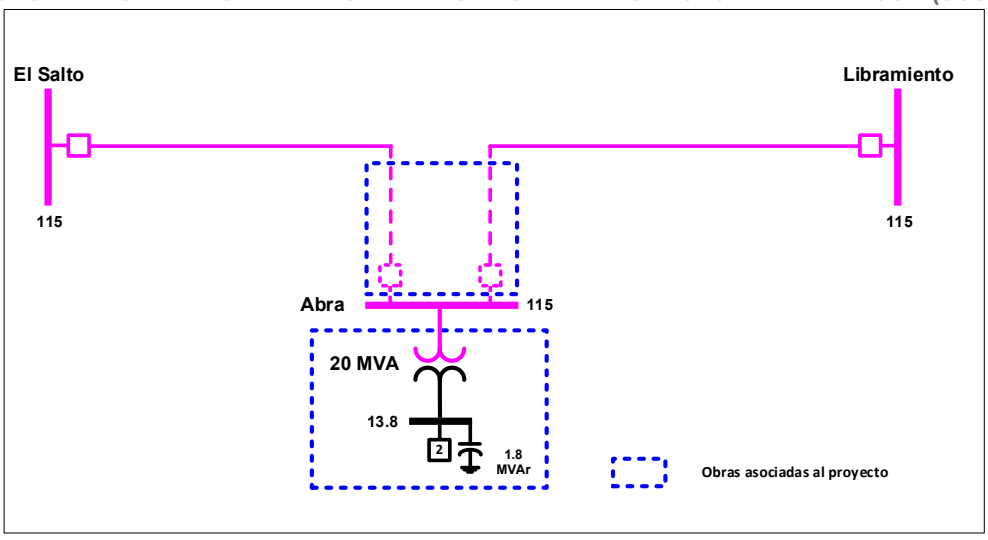
Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Mante, Valles y Río Verde, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Mante Sur con un banco de transformación de 20 MVA con relación de transformación de 115/13.8 kV. **La Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **102.083 millones de pesos de 2023** (4.955 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 SE Abra Banco 1 (Sustitución), es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.31**, un VPN de **120.436 millones de pesos** y una TIR de **18.28 %**. **La Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.23**, un VPN de **87.521 millones de pesos** y una TIR de **15.1 %.**

FIGURA 9.6.23.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO ABRA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



CUADRO 9.6.23.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO ABRA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abra entronque El Salto – Libramiento	115	2	1.0	jun-29	jun-29	Norte
Total			**1.0**			

CUADRO 9.6.23.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO ABRA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abra Banco 1	1	T	20	115/13.8	jun-29	jun-29	Noreste
Total			**20**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.23.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO ABRA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abra Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-29	jun-29	Noreste
Total			**1.2**			

D24-NE2 Barco Banco 1

Diagnóstico operativo

La SE Enertek se encuentra localizada en la Zona de Distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente al municipio de Altamira que se ubica al sur del estado de Tamaulipas, el cual es atendido en su mayor parte por el Banco 1 de la SE Enertek, que cuenta con una capacidad de 30 MVA y una relación de transformación 115/13.8 kV

La periferia del área norte de zona de Distribución Tampico ha incrementado su demanda derivada de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo interés social, el banco 1 de 30 MVA de la SE Enertek suministra energía a los Usuarios Finales de esta zona y su demanda máxima en el 2023 fue de 20 MW alcanzando un factor de utilización del 70.17 %, el área continúa presentando crecimiento pronosticándose una saturación para el año 2029 con demanda máxima de 27.2 MW, lo que representa un 95.44 % de la capacidad nominal del transformador de 30 MVA que tiene actualmente en la SE Enertek Banco 1, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

La problemática principal que se presentará para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Enertek Banco 1, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica I^2R. Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de los circuitos se agravarán aún más y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las condiciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las sobrecargas presentes en la Red Eléctrica de media tensión.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Enertek.

Considerando el aumento de la demanda incremental en la zona derivado de la construcción de desarrollos habitacionales de interés social en la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **312.445 millones de pesos de 2023** (15.167 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: · ·Construcción de una LT subterránea aislada y operada en 115 kV de doble circuito con una longitud aproximada de 3.1 km de un conductor por fase calibre 750 kcmil-CU-XLP para entroncar la actual LT Enertek – Elena.

Transformación: Construcción de la nueva SE Barco con un Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV para el entronque de la LT Enertek - Santa Elena y 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas, para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área urbana de Tampico Tamaulipas, de la Zona de Distribución Tampico, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de una nueva SE Barco Banco 1 con la sustitución de un banco de 30 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Monte Alto Banco 1 con un banco de 30 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **327.880 millones de pesos de 2023** (15.916 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 Barco Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.26**, un VPN de **338.383 millones de pesos** y una TIR de **16.79 %.** La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.25**, un VPN de **320.785 millones de pesos** y una TIR de **16.25 %.**

CUADRO 9.6.24.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO BARCO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kv)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ejercito entronque Enertek – Elena	115	2	3.1	abr-29	abr-29	Noreste
Total			**6.2**			

CUADRO 9.6.24.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO BARCO BANCO 1

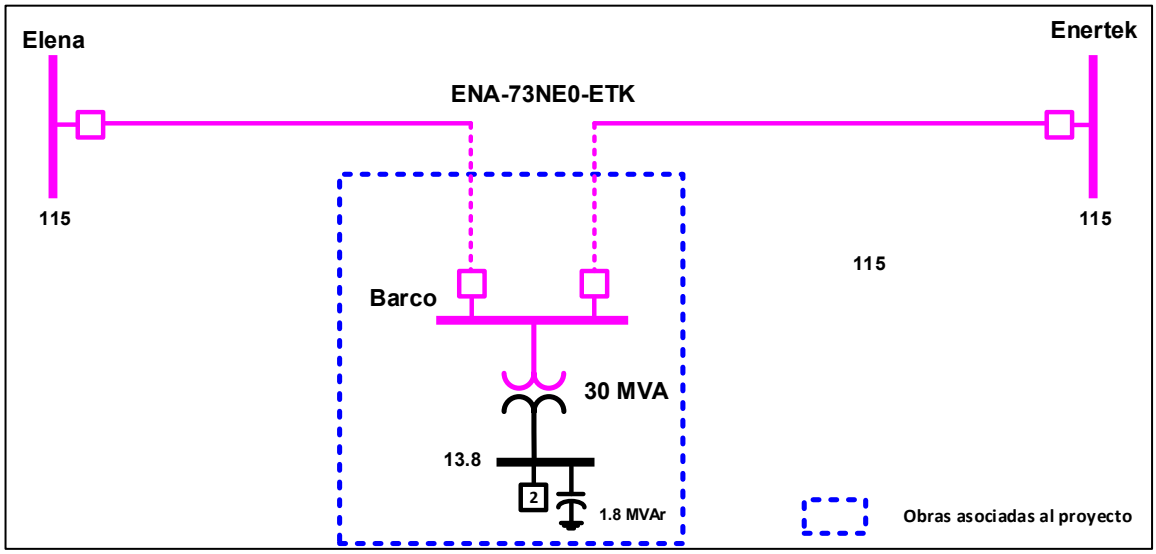
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Barco Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-29	abr-29	Noreste
Total			**30**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.24.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO BARCO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Barco Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	abr-29	Noreste
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.24.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO BARCO BANCO 1



D24-NE3 Tomaseño Banco 1

Diagnóstico operativo

El suministro de energía eléctrica de los municipios de Padilla, San Carlos, Hidalgo, Mainero y Villagrán en el estado de Tamaulipas, pertenecientes la zona de distribución Victoria de la GCR Noreste, es proporcionado por la SE El Barretal Banco 1, que tiene una capacidad instalada de 20 MVA y con relación de transformación 115/34.5 kV.

El Banco 1 de la SE El Barretal, al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 17.1 MW, lo cual corresponde al 90.0 %, Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2028 se espera una carga de 19.9 MW, lo que representa un 104.7 % de la capacidad nominal del banco, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia ubicada en el estado de Tamaulipas es la saturación del banco de transformación de la SE El Barretal.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años derivado del desarrollo agrícola, habitacional y comercial de la zona, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada para el año 2028; Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro debido a la sobrecarga presente en la transformación de la SE El Barretal.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **114.167 millones de pesos de 2023** (5.542 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas:

Transformación: Construcción de la nueva SE El Tomaseño con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

El proyecto contempla la construcción de 2 alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en 34.5 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 34.5 kV de la zona de distribución Victoria, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Victoria, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Villagrán Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **117.679 millones de pesos de 2023** (5.712 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 SE El Tomaseño Banco 1, es la opción con mayores beneficios en relación con la TIR, contando con una relación B/C muy similar y que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica de La **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.43**, un VPN de **282.510 millones de pesos** y una TIR de **21.17 %.** La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.42**, un VPN de **277.497 millones de pesos** y una TIR de **20.75 %.**

CUADRO 9.6.25.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO TOMASEÑO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kv)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ejercito entronque Cuesta – Parque	115	2	2.0	abr-28	abr-28	Noreste
Total			**4.0**			

CUADRO 9.6.25.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO EL TOMASEÑO BANCO 1

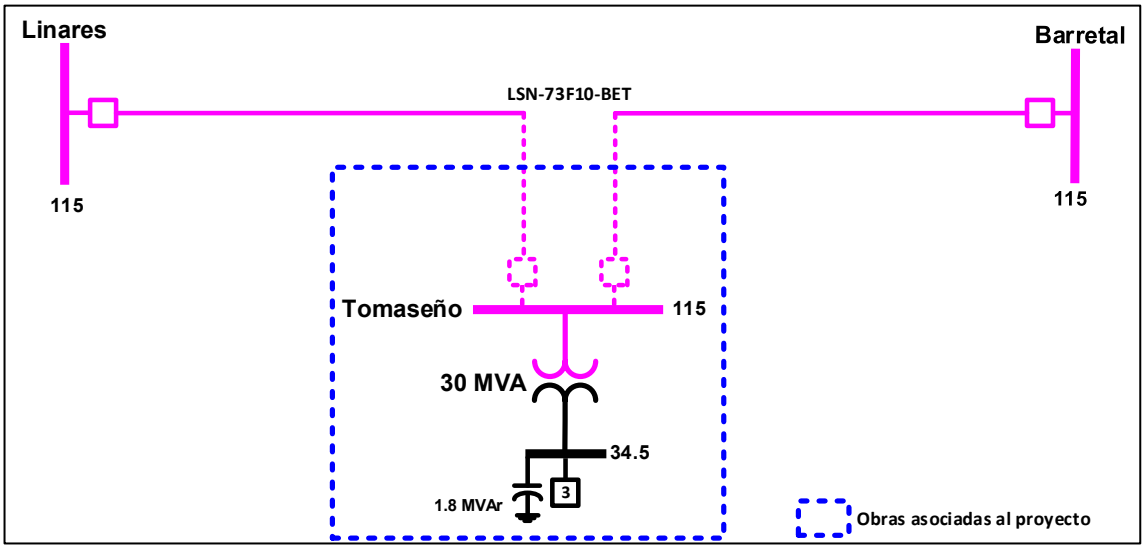
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Tomaseño Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-28	abr-28	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.25.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EL TOMASEÑO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Tomaseño Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Noreste
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.25.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO EL TOMASEÑO BANCO 1



D24-NE4 Central Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo

El suministro eléctrico del área Norte de Matamoros, Tamaulipas, se realiza por medio de la SE Central, la cual tiene una capacidad de 60 MVA y de la SE Jardín con una capacidad de 30 MVA respectivamente, ambas con relación de transformación de 138/13.8 kV; estas Subestaciones Eléctricas están ubicadas en el ámbito de influencia de la zona de distribución Matamoros, perteneciente a la GCR Noreste.

El Banco 1 de la SE Central al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 30 MW, lo cual corresponde al 105.26 % y el Banco 2 presentó una demanda máxima de 27.4 MW, lo cual corresponde al 96.14 % de su respectiva capacidad nominal; En el caso del Banco 1 de la Subestación Jardín al cierre del 2023, presentó una demanda máxima de 28.3 MW, que corresponde al 99.30 % de su capacidad nominal.

Sin embargo, para el año 2029 y con base al PDS 2024-2038, se pronostica que la SE Central en el Banco 1 tendrá que suministrar una carga de 32.3 MW correspondiente al 113.33 % y el Banco 2 tendrá que suministrar una carga de 22.8 MW correspondiente al 80 % de su capacidad nominal; en el caso de la SE Jardín para el año 2029, el Banco 1 tendrá que suministrar una carga de 27.1 MW que corresponde al 95.09 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de las Subestaciones Eléctricas Jardín y Central.

Considerando el aumento de la demanda incremental en la zona derivado de la construcción de desarrollos habitacionales de interés social en la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **37.416 millones de pesos de 2023** (1.816 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución del Banco 1 de la SE Central instalando un Banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla la construcción de 3 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas, para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área Norte de Matamoros Tamaulipas, de la zona de Distribución Matamoros, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la ampliación de la capacidad de transformación en la SE Central Banco 1 con la sustitución de un Banco de 40 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la sustitución del Banco 1 de la SE Jardín con un banco de 40 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **124.303 millones de pesos de 2023** (6.034 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 **Central Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.52**, un VPN de **292.528 millones de pesos** y una TIR de **35.52 %.** La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.28**, un VPN de **159.618 millones de pesos** y una TIR de **18.57 %.**

CUADRO 9.6.26.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CENTRAL BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

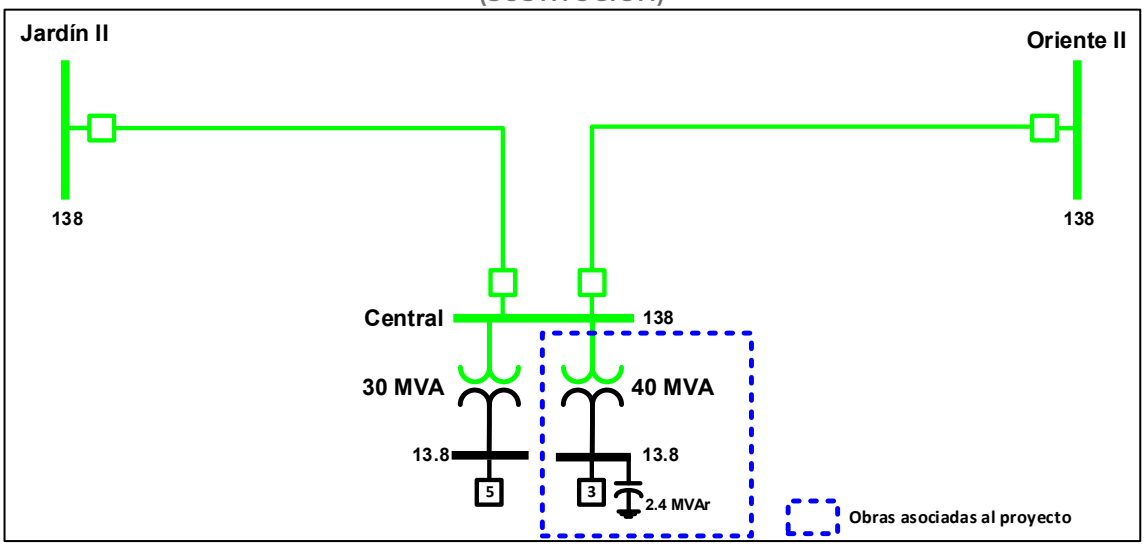
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Central Banco 1 (sustitución)	1	T	40	138/13.8	jun-29	jun-29	Noreste
Total			**40**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.26.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CENTRAL BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Central Banco 1 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-29	jun-29	Noreste
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.26.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CENTRAL BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



D24-NE5 Lago Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico operativo

El Suministro Eléctrico del área sur de Nuevo Laredo Tamaulipas se realiza por medio de la SE Lago Banco 1, el cual tiene una capacidad de 30 MVA y con relación de transformación de 138/13.8 kV; Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Nuevo Laredo, perteneciente a la GCR Noreste.

La SE Lago Banco 1 al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 26.5 MW, lo cual corresponde al 92.98 % de su respectiva capacidad nominal; el Banco 2 de la SE Central al cierre del 2023, presenta una demanda máxima de 25.7 MW, lo cual corresponde al 90.18 % de su respectiva capacidad nominal.

Sin embargo, para el año 2028 y con base al PDS 2024-2038, se pronostica que para la SE Lago Banco 1 tendrá que suministrar una carga de 28.7 MW que corresponde al 100.07 % de su capacidad nominal, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco de transformación de la SE Lago.

Considerando el aumento de la demanda incremental en la zona derivado del desarrollo inmobiliario de la región y la demanda máxima registrada en verano debido a las altas temperaturas en la zona que se presentará en los próximos años, por lo cual, se tendrán problemas para satisfacer la demanda con la infraestructura actual instalada.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **42.554 millones de pesos de 2023** (2.065 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transformación: Sustitución del Banco 1 de la SE Lago con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 2.4 kV.

El proyecto contempla la construcción de 8 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas de 4.2 km-c, para la conexión de nuevas líneas y equipos.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2028
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2028

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en el área Sur de Nuevo Laredo, Tamaulipas de la zona de distribución Nuevo Laredo, esto en condiciones de Red Eléctrica Completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la sustitución del banco de transformación de la SE Lago Banco 1 con una capacidad de transformación de 40 MVA, se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Longoria Banco 1 con un banco de 9.375 MVA de capacidad nominal y relación de transformación 138/13.8 kV y un banco de capacitores de 0.6 MVAr a 13.8 KV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **100.542 millones de pesos de 2023** (4.880 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 Lago Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.47**, un VPN de **189.071 millones de pesos** y una TIR de **28.37 %.** La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.28**, un VPN de **120.601 millones de pesos** y una TIR de **17.34%.**

CUADRO 9.6.27.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LAGO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

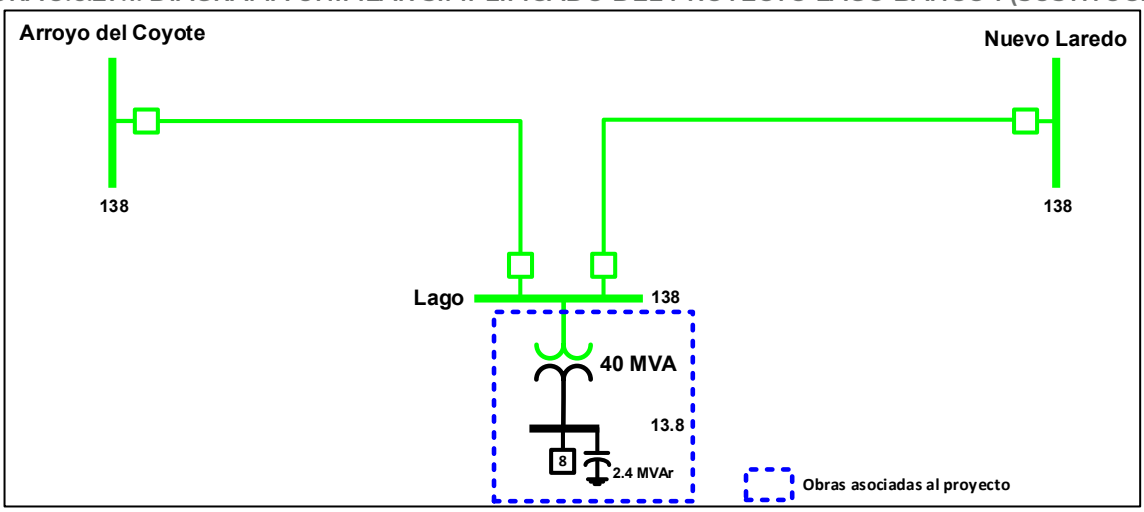
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lago Blanco Banco 1	1	T	40	138/13.8	jun-28	jun-28	Noreste
Total			**40**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.27.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LAGO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)		Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lago Blanco MVAr	Capacitor	13.8		2.4	jun-28	jun-28	Noreste
Total				**2.4**			

FIGURA 9.6.27.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LAGO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR PENINSULAR

D24-PE1 Captación Banco 1

Diagnóstico operativo.

La red de Alta Tensión de Zona Cancún está conformada por líneas de transmisión anilladas de 230 y 115 kV para distribuir la energía a las Subestaciones de Distribución.

Todos los transformadores de distribución de Zona Cancún cuentan con nivel de voltaje primario de 115 kV, debido a las extremas temperaturas, el factor de carga anual del área de estudio es de 0.54 ya que el sistema presenta una alta cargabilidad durante los meses de verano y baja carga durante los meses de primavera, otoño e invierno.

Al cierre del 2023 los Bancos de las SE Kohunlich y Canek tuvieron una demanda de 98.8 MW que equivale al 104 % de la actual capacidad total instalada en ambas Subestaciones Eléctricas. A pesar de que para 2024 se tiene contemplada la entrada en operación del Banco 2 de la SE Kohunlich de 40 MVA de capacidad y derivado del rápido crecimiento pronosticado en la zona se estima que para 2028 se tendrá una demanda de 129 MW que equivale al 104.4 % de la capacidad total instalado, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2038, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de Transformación de las SE Kohunlich y Canek.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Social, colonias de nivel socioeconómico bajo, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a los Usuarios Finales actuales y futuros en el área Poniente de la ciudad de Cancún, estado de Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de 139.300 millones de pesos de 2024 (6.762 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una Línea Transmisión aérea en doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Kohunlich 73T60 Popolnáh en la nueva SE Captación. Además de la construcción de troncales en 13.8 kV, con una longitud estimada de 3 km y un conductor por fase de calibre 500 kcmil tipo AAC.

Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Captación mediante la instalación de un Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV e instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla 5 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la nueva SE Captación, así como el equipamiento de SE en 115 kV para la conexión del banco de capacitores de 7.5 MVAr.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Cancún, que atienden la parte poniente de la ciudad de Cancún, municipio de Benito Juárez, estado de Quintana Roo, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de distribución o transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación con la construcción de una nueva Subestación Eléctrica en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en construcción consiste la construcción de nueva SE Dzonot, la cual consta de un transformador de 30 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV, que entroncaría la actual LT Kohunlich 73T60 Popolnáh en 115 kV, incluyendo alimentadores en 115 kV y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **152.607 millones de pesos de 2024** (7.408 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, **Captación Banco 1**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.82**, un VPN de **1,595.857 millones de pesos** y una TIR de **64.08 %**. **La Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.79**, un VPN de **1,555.507 millones de pesos** y una TIR de **59.03 %**

CUADRO 9.6.28.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO CAPTACIÓN BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Captación entronque Kohunlich-Popolnáh	115	2	0.5	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**1.0**			

CUADRO 9.6.28.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CAPTACIÓN BANCO 1

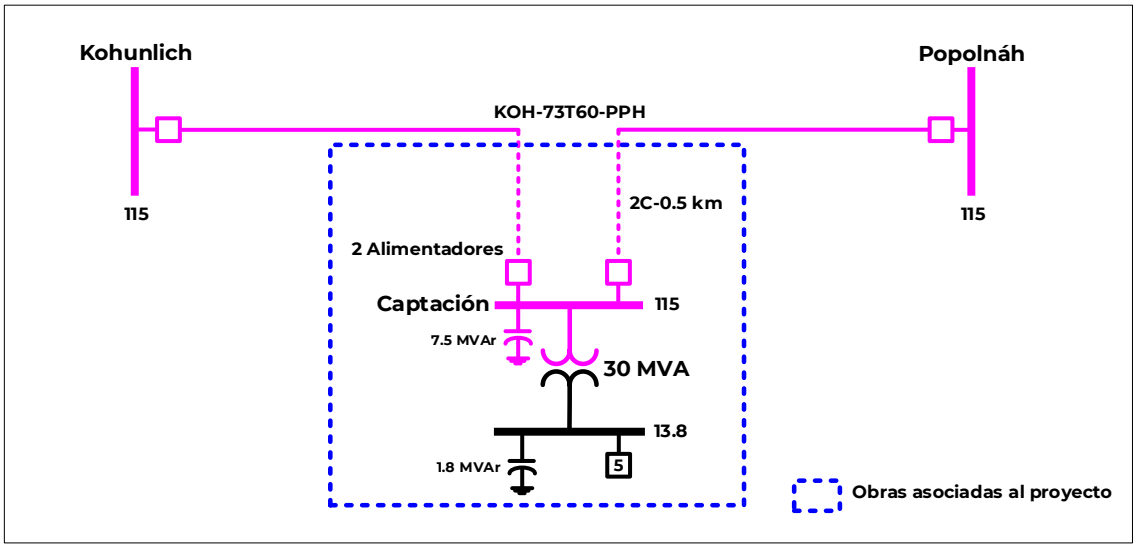
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Captación Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.28.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO CAPTACIÓN BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Captación MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Peninsular
Captación MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**9.3**			

FIGURA 9.6.28.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO CAPTACIÓN BANCO 1



D24-PE2 Quetzal Banco 1

Diagnóstico operativo.

La red de Alta Tensión de Zona Cancún está conformada por líneas de transmisión anilladas de 230 y 115 kV para distribuir la energía eléctrica a los Centros de Carga.

Los transformadores de las RGD del MEM de Zona Cancún cuentan con nivel de tensión primario de 115 kV, debido a las extremas temperaturas, el factor de carga anual del área de estudio es de 0.37 ya que el sistema presenta una alta cargabilidad durante los meses de verano y baja carga durante los meses de primavera, otoño e invierno.

La SE Yaxché cuenta con dos bancos de transformación de 30 MVA cada uno y con relación de transformación 115/13.8 kV. Al cierre del 2023 la demanda conjunta de los bancos alcanzo un valor de 61.1 MW que representa el 107.2 % de su capacidad nominal. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2038, para el año 2028 la transformación en la zona se saturará con valores de demanda de 63.2 MW, con lo que operaría con un factor de utilización de 110.9 % de su capacidad, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de los bancos de transformación de la SE Yaxché.

Considerando el incremento de carga que se presenta en los próximos años, derivado de la construcción de desarrollos habitacionales del tipo Interés Social, colonias de nivel socioeconómico bajo, se tendrán problemas para satisfacer la necesidad de suministrar energía eléctrica a Usuarios Finales actuales y futuros en el área Noroeste de la ciudad de Cancún, estado de Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer la demanda incremental de esta área de desarrollo.

Características del Proyecto.

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **155.751 millones de pesos de 2023** (7.560 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una LT aérea un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR para conectarse radial a la SE Yaxché. Además de la construcción de troncales en 13.8 kV, con una longitud estimada de 3 km y un conductor por fase de calibre 500 kcmil tipo AAC.

Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Quetzal mediante la instalación de un Banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

El proyecto contempla 5 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la nueva SE Quetzal.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Cancún, que atienden la parte Noroeste de la ciudad de Cancún, estado de Quintana Roo, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de distribución o transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación con la construcción de una nueva SE en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en construcción consiste la construcción de nueva SE Lol-Be, la cual consta de un transformador de 30 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV, el tendido de 1 circuitos para conectarse radial a la SE Yaxché en 115 kV, incluyendo alimentadores en 115 kV y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **180.970 millones de pesos de 2023** (8.784 millones de dólares de 2023 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

Sin embargo, **Quetzal Banco 1**, es la opción con mejores indicadores económicos, la de menor costo a largo plazo y la que mejor resuelve la problemática planteada.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.65**, un VPN de **715.932 millones de pesos** y una TIR de **36.15 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.6**, un VPN de **679.806 millones de pesos** y una TIR de **31.64 %**.

CUADRO 9.6.29.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO QUETZAL BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Líneas Yaxché-Quetzal	115	1	3.5	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**3.5**			

CUADRO 9.6.29.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO QUETZAL BANCO 1

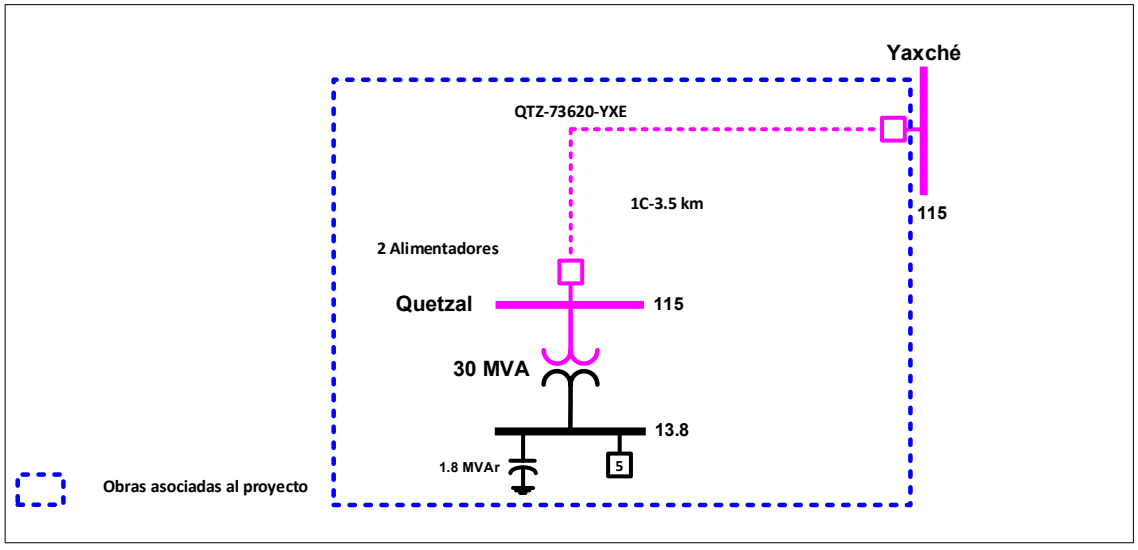
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quetzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.29.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO QUETZAL BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quetzal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Peninsular
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.29.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO QUETZAL BANCO 1



FICHAS DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE LAS RGD DEL MEM PERTENECIENTES A LA GCR BAJA CALIFORNIA

D24-BC1 Abasolo Banco 1

Diagnóstico operativo

El oriente de la ciudad de Mexicali es suministrado confiable y seguro de la demanda a través de elementos de transformación con una capacidad de 260 MVA en conjunto, este Sistema Eléctrico de Distribución (SED) registra crecimientos de usuarios habitacionales de interés social y un desarrollo de nuevos centros comerciales, por tanto, se pronostica en el mediano plazo la saturación de los equipos de transformación ubicados al interior del área de influencia.

Las SE Tecnológico cuenta con cuatro equipos de transformación 2 x 50 MVA, 230/34.5 kV y 2x40 MVA, 230/13.8 KV, mientras que la SE Carranza que se encuentra interconectada en el nivel de tensión de 161 kV registra los equipos de transformación 2 x 40 MVA, 161/13.8 kV registrando en 2023 valores muy cercanos a su capacidad nominal de los equipos involucrados, aun realizando la optimización y balanceo de carga entre las Subestaciones Eléctricas involucradas, por tanto, en el mediano plazo se tendrán limitaciones en el suministro del SED, por lo que, se requiere de un nuevo equipo de transformación que proporcione un nuevo centro de suministro para atender las cargas futuras que se presentan en el área de influencia.

Por tanto, se requiere atender la demanda incremental al oriente de la ciudad de Mexicali, se proyecta la ejecución del proyecto Abasolo Banco 1 con el fin de proporcionar el servicio de energía eléctrica con la Calidad y Confiabilidad a los Usuarios Finales actuales y futuros propiciando el desarrollo en la región. Con esta nueva instalación se atenderá uno de los objetivos estratégicos de satisfacer la oferta y la demanda de energía eléctrica optimizando los circuitos en media tensión existentes y futuros en las Subestaciones Eléctricas adyacentes cumpliendo con los parámetros establecidos en el CdR.

Problemática que resolver

La ciudad de Mexicali durante el periodo de verano presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas que se registran y que han incrementado los requerimientos en el suministro de la demanda y que en conjunto con la construcción de desarrollos habitacionales. Para atender esta región se tienen la SE Carranza Banco 2 y Tecnológico Banco 1 de 40 MVA cada una y que entregan la energía en 13.8 kV para ser distribuidas a los centros de carga, la demanda máxima registrada en el 2023 fue 33.7 MW y 35.7 MW, respectivamente, alcanzando un factor de utilización del 88.68 % y 93.94 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda. Esta región continúa presentando crecimiento pronosticándose una eventual saturación para los años próximos.

Debido al incremento de la demanda en el área de influencia que comprende las SE Tecnológico y Carranza y con base en el PDS 2024-2044, se espera que el área de influencia supere su capacidad de transformación en el año 2029, lo que representaría operar el equipo de transformación existente con una sobrecarga de 100.26 %. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente será insuficiente para atender el suministro de la carga, por tanto, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en el área de influencia mediante una nueva Subestación Eléctrica denominada Abasolo.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **138.104 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 6.704 millones de dólares de 2023.

El proyecto contará con las siguientes metas físicas.

Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 161 kV, con una longitud estimada de 2 km-c y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Carranza-83270-González Ortega en la nueva SE Abasolo. Considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Transformación: Nueva Subestación Eléctrica denominada Abasolo con un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 161 kV, 6 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE, así como troncales en media tensión con una longitud de 3.0 km.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en el oriente de la ciudad de Mexicali, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el proyecto de construir la nueva SE Islas Agrarias Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 161/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 161 kV para interconectar la Subestación Eléctrica a la RNT de Baja California (3.2 km-circuito) y 6 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán la carga, así como su equipo de compensación asociado.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **141.449 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 6.866 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, Alternativa 1 que considera el proyecto **Abasolo Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.68**, un VPN de **1,884.449 millones de pesos** y una TIR de **86.87 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.67**, un VPN de **1,874.680 millones de pesos** y una TIR de **85.25 %**.

CUADRO 9.6.30.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO ABASOLO BANCO 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abasolo entronque Carranza – González Ortega	161	2	2.0	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**2.0**			

CUADRO 9.6.30.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO ABASOLO BANCO 1

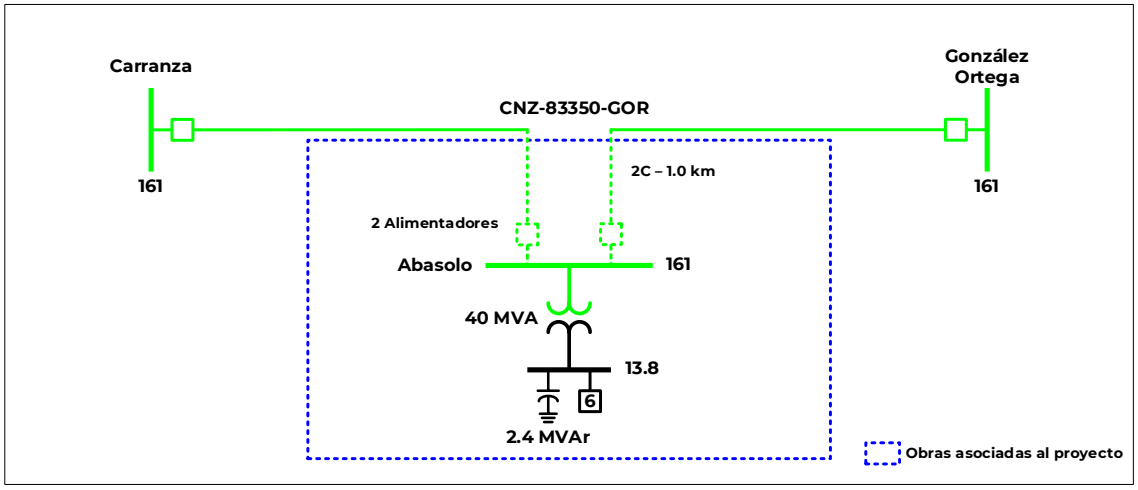
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abasolo Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.30.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO ABASOLO BANCO 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abasolo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.30.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO ABASOLO BANCO 1



D24-BC2 Santa Isabel Banco 3

Diagnóstico operativo

La SE Santa Isabel en 161 kV perteneciente a la Zona Mexicali, suministra energía eléctrica a la parte poniente de la ciudad de Mexicali mediante la Red Eléctrica de media tensión, a través de dos bancos de transformación con una capacidad de 90 MVA en conjunto y que proporcionan el suministro de la carga en los niveles de tensión de 34.5 kV y 13.8 kV.

Con base en el estudio del análisis de la zona Mexicali, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo al poniente de la ciudad de Mexicali se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, ya que dicha zona ha incrementado sus requerimientos de demanda debido a la construcción de desarrollos habitacionales.

El área que atiende la SE Santa Isabel continúa presentando expansión en su mancha urbana residencial y comercial pronosticándose una eventual saturación por el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica del tipo urbano que se tiene pronosticado para el área de influencia, la capacidad de transformación se verá afectada en el mediano plazo impidiendo con esto atender la demanda incremental con la infraestructura existente en el área de estudio. Por otra parte, la SE Santa Isabel presenta dificultades en el balanceo de carga entre los bancos de transformación existentes debido a que es una Subestación Eléctrica que se encuentra en la zona periférica poniente de la ciudad de Mexicali, originando que no se puedan realizar optimizaciones en la RGD.

Problemática que resolver

La ciudad de Mexicali durante el periodo de verano, en específico en los meses de julio a septiembre presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas en la región.

Debido al incremento natural de la demanda en el área de influencia que comprende la SE Santa Isabel, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación a través de la construcción de un nuevo banco de transformación con el objetivo de optimizar el suministro de la carga, con lo anterior, se elimina la saturación de los bancos de transformación existentes. El banco de transformación T1 de la SE Santa Isabel registró una demanda máxima de 37.9 MW en 2023 lo que representa operar el equipo de transformación con una sobrecarga. Además, no se estará en posibilidad de realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

Con base en el PDS 2024-2044 en vigencia, se espera que el área de influencia supere su capacidad de transformación en el año 2028 ya que la demanda máxima estimada en 2028 será 38.2 MW el cual presenta un factor de utilización de 100.52 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda, Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente será insuficiente para atender el suministro de la carga, por tanto, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en el área de influencia mediante un nuevo banco de transformación que resulta en la ampliación en la capacidad de transformación en la Subestación Eléctrica Santa Isabel.

Por tanto, se requiere atender la demanda incremental al poniente de la ciudad de Mexicali, se proyecta la ejecución del proyecto de ampliación de la SE Santa Isabel Banco 3 con el fin de proporcionar el servicio de energía eléctrica con la Calidad y Confiabilidad a los Usuarios Finales actuales y futuros propiciando el desarrollo de la región. Con esta nueva instalación se atenderá uno de los objetivos estratégicos de satisfacer la oferta y la demanda de energía eléctrica optimizando los circuitos en media tensión existentes y futuros en las Subestaciones Eléctricas adyacentes cumpliendo con los parámetros establecidos en el CdR.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **84.852 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 4.119 millones de dólares de 2023.

El proyecto contará con las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE Santa Isabel con un banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV. Considera equipamiento para REI y Medición del MEM. Además, requiere de 27 km para los circuitos troncales en media tensión.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 6 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica, así como troncales en media tensión con una longitud de 19.4 km mediante 16.4 km de tramo aéreo y 3.0 km de tramo subterráneo.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al poniente de la ciudad de Mexicali, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el proyecto de construir la ampliación de la capacidad de transformación de la SE Cachanilla, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 161/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, 6 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán la carga y equipo de compensación de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **89.167 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 4.328 millones de dólares de 2023.

Sin embargo, Alternativa 1 que considera el proyecto de ampliación en la capacidad de transformación en la SE **Santa Isabel Banco 3** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.72**, un VPN de **333.932 millones de pesos** y una TIR de **30.66 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.69**, un VPN de **320.880 millones de pesos** y una TIR de **28.99 %**.

CUADRO 9.6.31.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO SANTA ISABEL BANCO 3

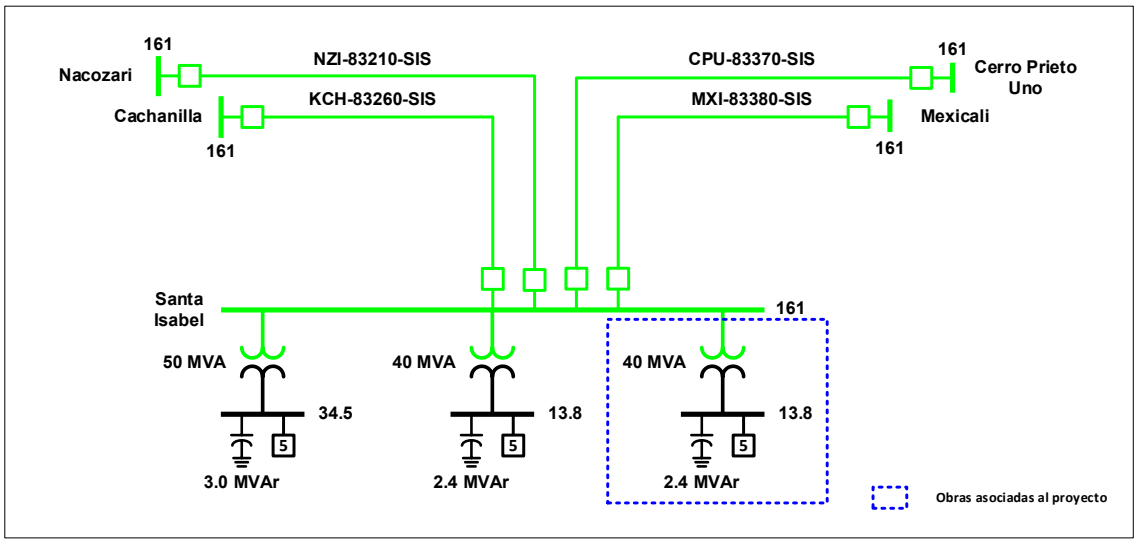
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Isabel Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	abr-28	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.31.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO SANTA ISABEL BANCO 3

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Isabel Banco 3	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	abr-28	Baja California
Total			**2.4**			

FIGURA 9.6.31.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO SANTA ISABEL BANCO 3



D24-BC3 LA JOYA BANCO 2

Diagnóstico operativo

La SE La Joya en 115 kV perteneciente a la Zona Tijuana, suministra energía eléctrica a la parte poniente y sur de la ciudad de Tijuana en la Red Eléctrica de media tensión, a través de un banco de transformación con una capacidad de 30 MVA.

Con base en el estudio del análisis de la zona Tijuana, el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo al poniente-sur de la ciudad de Tijuana se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, ya que dicha zona ha incrementado su demanda derivada de la expansión en su mancha urbana e industrial en forma considerable. El área que atiende la SE La Joya presenta un crecimiento continuo, pronosticándose una eventual saturación por el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica del tipo urbano e industrial que se tiene pronosticado para el área de influencia, la capacidad de transformación se verá afectada en el mediano plazo impidiendo con esto atender la demanda incremental con la infraestructura existente en el área de estudio. Por otra parte, la SE La Joya presenta dificultades en el balanceo de carga entre el banco de transformación por lo que no se puedan realizar nuevas optimizaciones en la RGD.

Problemática que resolver

La ciudad de Tijuana y la población de Rosarito durante el periodo de verano, en específico en los meses de julio a septiembre presenta mayores requerimientos de demanda y se encuentran inmersos dentro del área de influencia. Debido al incremento natural de la demanda en el área de influencia que comprende la SE La Joya, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación mediante la ampliación de dicha capacidad con un nuevo banco de transformación con el objetivo de poder realizar transferencia de carga evitando así la saturación del banco de transformación existente.

El banco de transformación T10 de la SE La Joya registró una demanda máxima de 22.7 MW en el 2023, lo cual representará una problemática de saturación en el banco de transformación existente a causa del crecimiento natural de la demanda para el mediano plazo.

Con base en el Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2024-2044 en vigencia, se espera que el área de influencia supere su capacidad de transformación existente en el año 2028 ya que la demanda máxima estimada en 2028 será 38.2 MW el cual presenta un factor de utilización de 105.2 %, considerando un F.P de 0.95 atrasado de la demanda, lo que representaría operar el equipo de transformación existente con una sobrecarga permanente. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente será insuficiente para atender el suministro de la carga.

Por tanto, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en el área de influencia mediante un nuevo banco de transformación que resulta en la ampliación en la capacidad de transformación en la SE La Joya Banco 2 con el fin de proporcionar el servicio de energía eléctrica con la Calidad y Confiabilidad a los Usuarios Finales actuales y futuros propiciando el desarrollo de la región. Con esta nueva instalación se atenderá uno de los objetivos estratégicos de satisfacer la oferta y la demanda de energía eléctrica optimizando los circuitos en media tensión existentes y futuros en las Subestaciones Eléctricas adyacentes cumpliendo con los parámetros establecidos en el CdR.

Características del Proyecto

El proyecto (Alternativa 1) tiene un costo de inversión de **74.383 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 3.610 millones de dólares de 2023.

El proyecto contará con las siguientes metas físicas.

Transformación: Ampliación de la SE La Joya con un banco de Transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. Considera equipamiento para REI y Medición del MEM.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 5 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica, así como troncales en media tensión con una longitud de 13.0 km, de los cuales 6.4 km se han considerado como tramo aéreo y 6.6 km como tramo subterráneo.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2028.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2028.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al poniente y sur de la ciudad de Tijuana y norte de la población de Rosarito, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación de media tensión. Con la infraestructura propuesta se atenderán

distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Alternativas analizadas.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en el proyecto de construir la nueva SE Rosarito Banco 1, su alcance contempla la instalación de un banco de Transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, 5 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán la carga y equipo de compensación de 1.8 MVAr en 13.8 kV. Adicionalmente, requiere Red Eléctrica asociada en 115 kV para interconectar la SE Rosarito Banco 1 a la RNT del Sistema Interconectado de Baja California mediante 0.30km-circuito y sus dos alimentadores en 115 kV.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **100.163 millones de pesos de 2023** considerando el costo de la obra y materiales de acuerdo con el CATPRE vigente. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en 4.862 millones de dólares de 2023. Sin embargo, **Alternativa 1** que considera el proyecto de ampliación en la capacidad de transformación en la SE La Joya Banco 2 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo.

La evaluación económica del proyecto de la **Alternativa 1** aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.77**, un VPN de **1,200.01 millones de pesos** y una TIR de **64.19 %**. La **Alternativa 2** tiene una relación B/C de **1.65**, un VPN de **1,056.636 millones de pesos** y una TIR de **43.21 %**.

CUADRO 9.6.32.1. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO LA JOYA BANCO 2

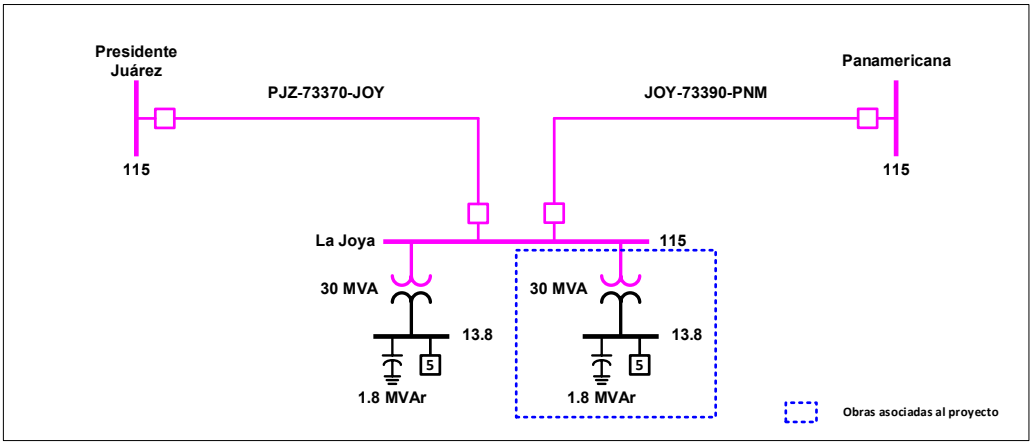
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Joya Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	abr-28	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

CUADRO 9.6.32.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO LA JOYA BANCO 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Joya Banco 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	abr-28	Baja California
Total			**1.8**			

FIGURA 9.6.32.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO LA JOYA BANCO 2



9.7 PROYECTOS LEGADOS DEL PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO (POISE) MEDIANTE RECURSOS PROPIOS (RP) Y OBRA PÚBLICA FINANCIADA (OPF)

Para el desarrollo de los PAMRNT realizados por CENACE se parte de una base de datos de proyectos que la CFE consideró en sus programas de expansión de la Red Eléctrica en años anteriores a la Reforma Energética. En su momento, estos proyectos fueron evaluados económica y financieramente por la CFE y autorizados por la Secretaría de Energía y la Unidad de Inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), por lo tanto, están en el Programa de Egresos de la Federación (PEF) y la CFE dispone de esos recursos para su realización. Por lo anterior, cualquier modificación al alcance de estos proyectos que implique su revisión de rentabilidad económica y gestión para su autorización ante la SHCP son responsabilidad de CFE.

Al momento de realizar los PAMRNT, el CENACE toma en cuenta el estatus de las obras programadas en POISE: las que ya están terminadas, las que se encuentran en construcción o licitación, las que están por licitarse y las que tienen problemáticas sociales, es decir su fecha de entrada en operación puede variar considerablemente de un ciclo de planeación al siguiente. Con esta información se actualizan las fechas de entrada en operación factibles para considerarlos dentro de los estudios eléctricos del SEN.

METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS LEGADOS

Los proyectos legados que aún no han entrado en operación constituyen un total de 1,031.5 km-c de Líneas de Transmisión. Sin embargo, para 594.6 km-c no se tiene una fecha precisa de entrada en operación derivados de problemáticas sociales en las zonas de influencia para el proyecto “RP-1655 Victoria – Nochistongo”. Además, el proyecto “OPF-1805 LT Huasteca – Monterrey” está en evaluación por parte de CFE.

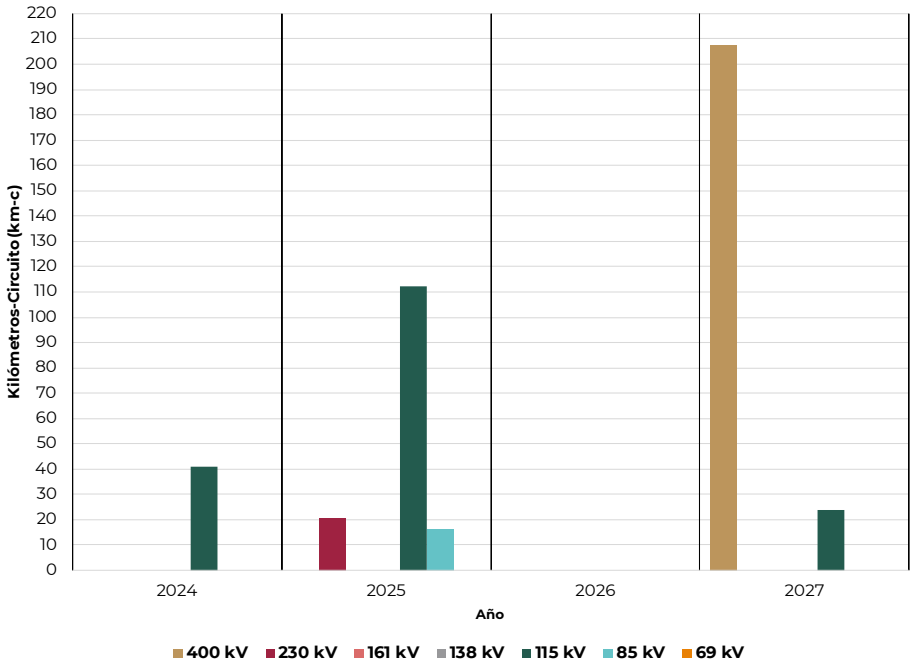
Descartando los proyectos que no se cuenta con una fecha factible de termino definida por CFE, las mayores adiciones provendrán de los estados de Guerrero, Sinaloa, y Puebla. En la Figura 9.7.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.7.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 230 kV se agregará un total de 228.10 km-c, de los cuales 207.7 serán aislados en 400 kV, pero operados en 230 kV. En 115 kV se adicionarán 177.1 km-c y en 85 kV se adicionarán 16.0 km-c.

FIGURA 9.7.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LEGADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.7.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LEGADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



Los proyectos legados contemplan la instalación de un total de 1,439.4 MVA de capacidad de transformación en la RNT, de los cuales 660 MVA se encuentran sin fecha de terminación debido a problemáticas en su construcción.

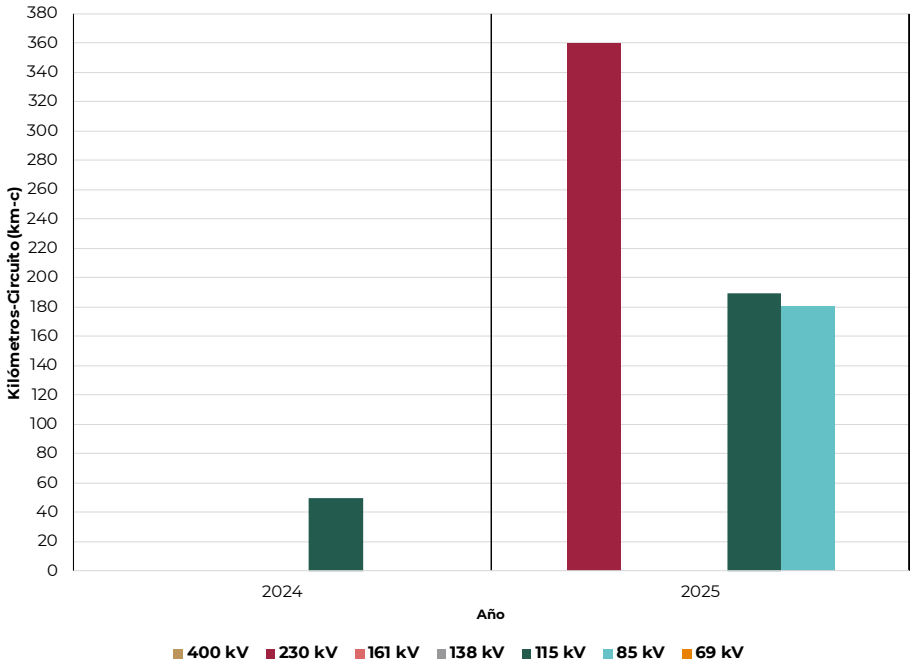
Los proyectos legados activos suman 779.4 MVA en niveles de 230 kV, 115 kV y 85 kV. Los bancos de transformación con tensión primaria de 230 kV son los que representan el mayor incremento con un total de 360 MVA, seguido por los de 115 kV y 85 kV con 239.4 y 180 MVA respectivamente. Las mayores contribuciones se localizarán en la Ciudad de México, el estado de México y Sinaloa. En la Figura 9.7.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.7.4 se presentan las adiciones de bancos de transformación legados que impactarán en la infraestructura de las RGD del MEM por año y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones con un total de 729.4 MVA, seguido de 2024 con 50.

FIGURA 9.7.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM LEGADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FIGURA 9.7.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM LEGADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



En los Cuadros que describen las metas físicas de cada proyecto legado agrupadas por PEM, que se desglosa por tipo de obra (Transmisión, Transformación y Compensación) se encuentran en Anexo del Capítulo 9.

9.8 PROYECTOS CON RECURSOS POR APORTACIONES DE CFE DISTRIBUCIÓN

Adicionalmente a los proyectos de Ampliación de las RGD del MEM identificados previamente para la atención del Suministro Eléctrico en el nivel de distribución, se tienen requerimientos de suministro en el corto plazo por parte de usuarios con montos solicitados de demanda que implican refuerzos adicionales a los contemplados por el crecimiento normal de la demanda.

El recurso económico para la construcción de esta infraestructura eléctrica requerida proviene de un esquema por aportaciones del cliente o clientes que requieren del servicio en el corto plazo, mediante convenios entre el cliente y el suministrador.

Del esquema de aportaciones previo a la LIE, se tienen algunos proyectos que están en proceso de construcción, de los cuales CFE Distribución ha informado al CENACE.

Estos han sido revisados o se encuentran en proceso de estudio respecto a su factibilidad técnica de conexión a la RNT por el CENACE en coordinación con CFE Distribución. En su mayoría están previstos para entrar en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 4 años.

METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS CON RECURSOS POR APORTACIONES

Los proyectos con recursos por aportaciones constituyen un total de 346.8 km-c de Líneas de Transmisión.

Las mayores adiciones se concentran en los estados de estado de México, Quintana Roo, Tabasco, Jalisco y Nayarit. En la Figura 9.8.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.8.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año (2024-2027) y nivel de tensión. En 230 kV se adicionarán 63.0 km-c y de 161 a 69 kV 283.8 km-c.

Los proyectos con recursos por aportaciones constituyen de un total de 7,467.6 MVA de capacidad de transformación en las RGD del MEM, de los cuales las mayores adiciones se presentarán en los estados de Sonora, Coahuila, Querétaro, Tamaulipas y Chihuahua. En la Figura 9.8.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.8.4 se presentan las adiciones de bancos de transformación de las RGD del MEM por año (2024-2027) y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 3,007.6 MVA, seguido por 2024 con 2,801.9 MVA. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación del lado de alta en 115 kV con un total de 6,172.0 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV y 138 kV, con 420 y 496.3 MVA, respectivamente.

FIGURA 9.8.1. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RECURSOS POR APORTACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA

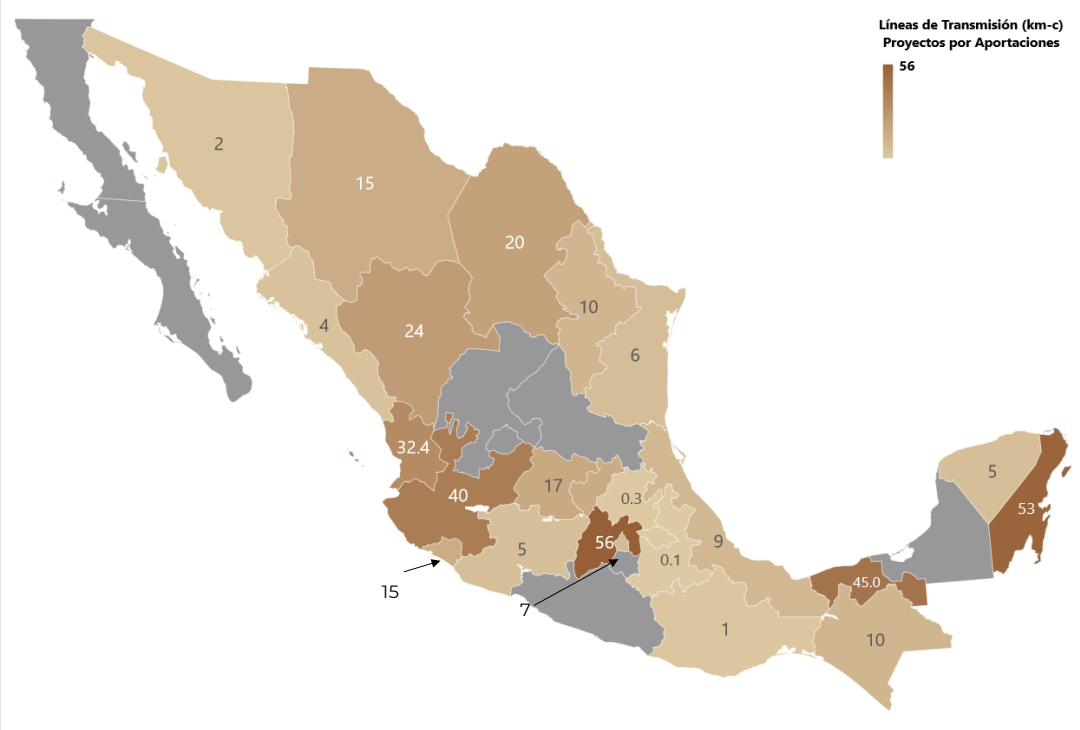


FIGURA 9.8.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RECURSOS POR APORTACIONES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

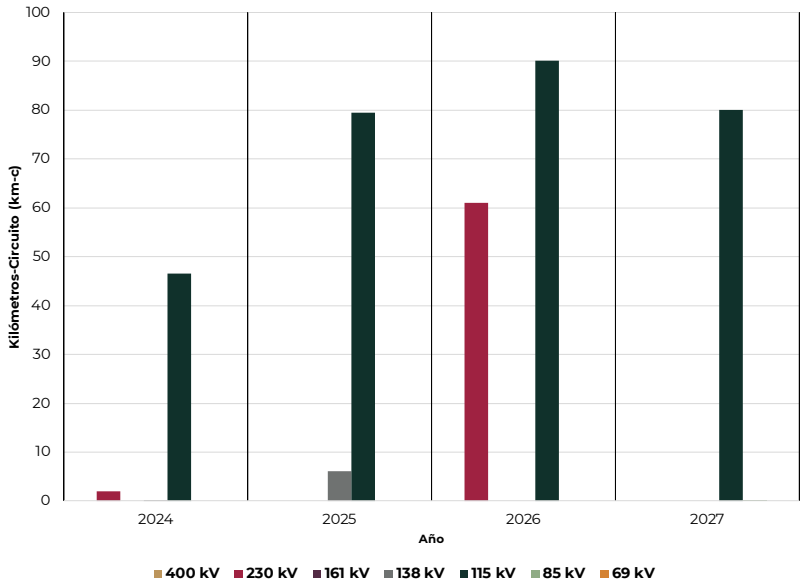


FIGURA 9.8.3. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM CON RECURSOS POR APORTACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA

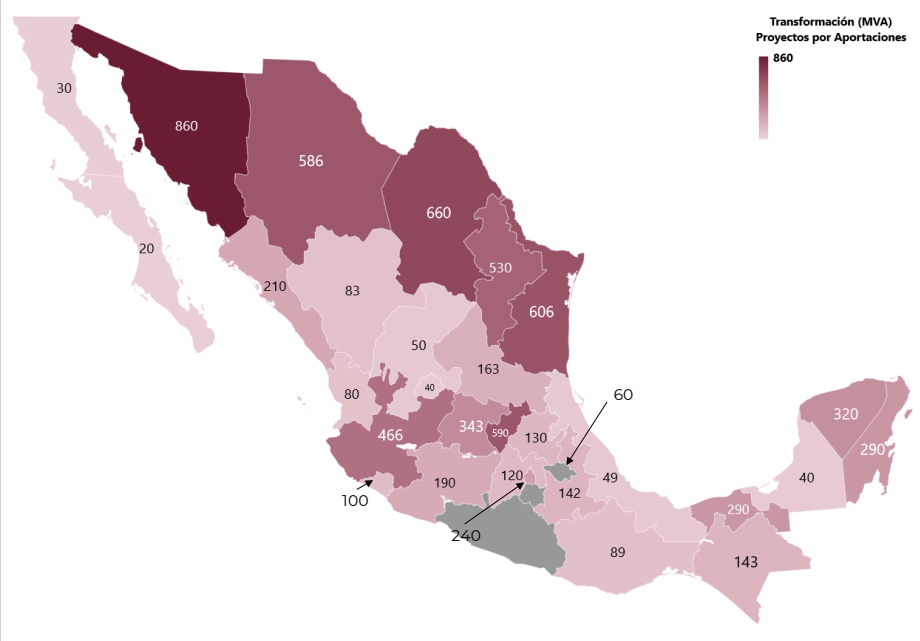
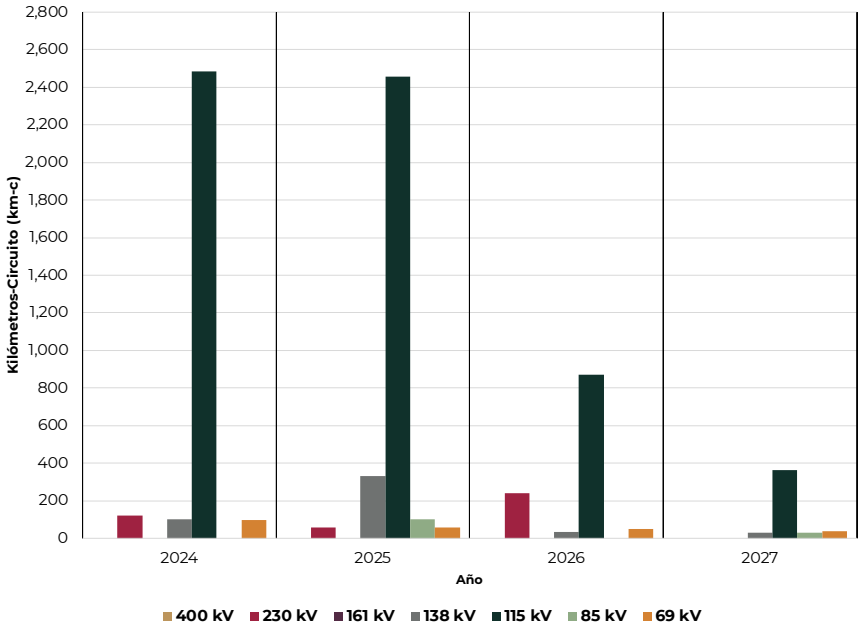


FIGURA 9.8.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM CON RECURSOS POR APORTACIONES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



En los Cuadros 9.8.1 a 9.8.8 se muestran los proyectos por aportaciones que se encuentran en proceso de construcción o iniciarán su construcción en los próximos años por GCR

CUADRO 9.8.1. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR CENTRAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Tula	Ciudad Bicentenario Banco 1	A18-CE7	2024	Hidalgo	4.5	30	1.8
Ecatepec	Valle San Pedro Banco 1	A18-CE5	2024	Estado de México	2	60	9
Atlacomulco	Canchesda Nueva Modernización	A21-CE5	2024	Estado de México			
Tulancingo	El Carmen Banco 2 (sustitución)	A19-CE1	2025	Hidalgo	0	20	
Tula	Jasso Banco 4 Modernización	PDS23-CE2	2025	Hidalgo			
Valle de Bravo	San Mateo Banco 2 (modernización)	A21-CE7	2025	Estado de México			
Benito Juárez	Coyoacán Bancos 1 y 3 rehabilitación	A23-CE3	2025	Ciudad de México		120	27
Nezahualcóyotl	Milagros definitiva banco 1 (sustitución)	PDS20-CE1	2025	Ciudad de México		60	
Tula	Tizayuca Banco 1 rehabilitación	A23-CE1	2026	Hidalgo		60	
Atlacomulco	Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1	A20-CE2	2026	Estado de México	53.59	60	
Lomas	Santa Fe Bancos 1, 2 y 3	A18-CE4	2026	Ciudad de México	7.4	180	27
Toluca	San Francisco Modernización	PDS20-CE4	2026	Estado de México			
Mérida	Puerta San Diego Bancos 1 y 2 (modernización)	PDS22-CE1	2026	Estado de México	0.2	30	12.6
Pachuca	Parque Industrial Reforma Banco 3 (modernización)	A19-CE3	2027	Hidalgo			
Pachuca	Dos Carlos Banco 1 (modernización)	A19-CE5	2027	Hidalgo	0.2	30	1.8
Tula	Jasso Banco 3 Modernización	A23-CE2	2029	Hidalgo			

CUADRO 9.8.2. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR ORIENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Villahermosa	Macultepec Banco 2	A20-OR5	2024	Tabasco		30	1.8
Teziutlán	Tlapacoyan Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR15	2024	Puebla		20	1.2
Poza Rica	Tuxpan II Banco 2 (sustitucion)	PDS20-OR5	2024	Veracruz	0	20	1.2
Córdoba	Potrero II Banco 2	A20-OR16	2024	Veracruz		20	1.2
Izúcar de Matamoros	Atencingo II Banco 2 (sustitución)	A20-OR11	2024	Puebla		30	1.8
Tehuantepec	Tehuantepec Banco 3 (sustitución)	A20-OR4	2024	Oaxaca		9.4	
Tapachula	Tapachula Banco 2	A18-OR33	2024	Chiapas		20	1.2
Chontalpa	Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	A18-OR27	2024	Tabasco		30	1.8
Chontalpa	Comalcalco Banco 2 (sustitución)	A20-OR19	2024	Tabasco		30	1.8
Izúcar de Matamoros	Las Palomas	A21-OR9	2024	Puebla		20	
Tuxtla Gutiérrez	Cintalapa Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR1	2024	Chiapas		20	1.2
Morelos	Civac Banco 2 (Modernización)	A21-OR12	2024	Morelos			
Izúcar de Matamoros	Izúcar de Matamoros II Banco 2 (Modernización)	A21-OR8	2024	Puebla			
Tapachula	Acacoyahua Banco 1 (sustitución)	PDS-OR49	2024	Chiapas		30	1.2
Izúcar De Matamoros	Metepec Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR12	2025	Puebla		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.2. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR ORIENTAL

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Teziutlán	Minas Banco 1 (sustitución)	A22-OR3	2025	Puebla		9.4	0.6
Puebla Poniente	Xoxtla-Coronango Banco 1	A18-OR3	2025	Puebla	0.07	30	1.8
San Cristóbal	Schpoina Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR36	2025	Chiapas		12.5	1.2
Puebla Oriente	Norte Banco 2 (modernización)	A23-OR4	2025	Puebla			
Chontalpa	Comalcalco OrienteBanco 2	PDS19-OR28	2025	Oaxaca		30	1.8
Chontalpa	Cunduacán II Banco 1	D18-OR11	2026	Tabasco		30	1.8
Chontalpa	Chontalpa Banco 2	PDS-OR24	2026	Tabasco		20	
Izúcar de Matamoros	Metepec Banco 1 sustitución	A23-OR6	2026	Puebla		20	1.2
Villahermosa	Jalapa Banco 1	A23-OR7	2026	Tabasco	0.5	20	1.2
Tlaxcala	Chignahuapan Banco 2	PDS-OR56	2027	Puebla		12.5	
Villahermosa	Paseo Tabasco Banco 1	PDS-OR43	2027	Tabasco	4.2	30	1.8
Oaxaca	Ocotlán Banco 1	PDS-OR45	2027	Oaxaca	0.3	20	1.2
Tapachula	Independencia Banco 1	PDS-OR50	2027	Chiapas		20	
San Cristóbal	Comitán OrienteBanco 1	PDS19-OR5	2027	Chiapas	10	20	1.2
Oaxaca	Liberación Mexicana Banco 1 (sustitución)	PDS21-OR14	2027	Chiapas		20	1.2
Villahermosa	Tamulté de las Sabanas Banco 1 (sustitución)	PDS21-OR21	2027	Tabasco	40	20	1.2
Teziutlán	Minas Banco 1 (sustitución)	A22-OR3	2025	Puebla		9.4	0.6
Puebla Poniente	Xoxtla-Coronango Banco 1	A18-OR3	2025	Puebla	0.07	30	1.8
San Cristóbal	Schpoina Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR36	2025	Chiapas		12.5	1.2
Puebla Oriente	Norte Banco 2 (modernización)	A23-OR4	2025	Puebla			
Chontalpa	Comalcalco OrienteBanco 2	PDS19-OR28	2025	Oaxaca		30	1.8
Chontalpa	Cunduacán II Banco 1	D18-OR11	2026	Tabasco		30	1.8
Chontalpa	Chontalpa Banco 2	PDS-OR24	2026	Tabasco		20	
Izúcar de Matamoros	Metepec Banco 1 sustitución	A23-OR6	2026	Puebla		20	1.2

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Aerotech Banco 2	PDS18-OC43	ago-24	Querétaro		20	1.2
Bajío	Celaya II (Attc) Banco 2	A19-OC11	abr-24	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Estadio Banco 2	A18-OC55	abr-24	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guayabitos Banco 1	A18-OC11	ago-25	Nayarit		20	1.2
Bajío	Laguna Seca Banco 1 (Sustitución)	A18-OC73	jun-25	Zacatecas		20	1.2
Centro Occidente	Lagunillas Banco 1 (Sustitución)	A21-OC1	dic-24	Michoacán		20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 2	PDS19-OC55	jun-23	Querétaro		20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 3	PDS18-OC28	jun-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	Salinas Banco 1 (Sustitución)	A18-OC71	dic-24	San Luis Potosí		12.5	0.9
Bajío	San Francisco del Rincón Banco 2 (Sustitución)	PDS19-OC57	abr-24	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Tejeda Banco 2	A18-OC54	abr-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	Antea Banco 2	PDS19-OC37	dic-24	Querétaro		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Jalisco	Autlán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC14	ago-24	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Bugambilias Banco 2	A18-OC17	may-25	Jalisco		40	2.4
Bajío	Campanario Banco 2	PDS19-OC45	dic-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	La Palma Banco 1	A22-OC7	jun-26	Querétaro	2.0	30	1.8
Bajío	La Virgen Banco 2	PDS18-OC41	jun-27	Guanajuato		20	1.2
Bajío	La Mansión Banco 2	A22-OC9	dic-25	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Comala Banco 1	A18-OC34	may-26	Colima	4.6	20	1.2
Bajío	Conín Banco 1	PDS19-OC32	jun-24	Querétaro		20	1.2
Bajío	El Marqués Oriente Banco 1 (sustitución)	A18-OC59	jun-24	Querétaro		40	2.4
Bajío	El Marqués Banco 2	A18-OC59	jun-24	Querétaro		30	1.8
Jalisco	El Monteón Banco 1	A20-OC3	dic-25	Nayarit	0.4	30	1.8
Bajío	El Tepeyac Banco 1	PDS20-OC6	ago-24	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guadalajara Industrial Banco 2	A21-OC5	sep-23	Jalisco		60	3.6
Bajío	Guadalupe Banco 1 (Sustitución)	A18-OC69	dic-25	Zacatecas		30	1.8
Bajío	Montenegro Banco 1	A18-OC60	dic-25	Querétaro	2.4	30	1.8
Bajío	Vegil Banco 1	A22-OC13	dic-25	Querétaro	7.0	30	1.8
Bajío	Salamanca Poniente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC42	jun-26	Guanajuato		30	1.8
Bajío	La Griega Banco 3	A21-OC6	dic-24	Querétaro		20	1.2
Bajío	La Loma Banco 2	A18-OC56	dic-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	Las Colinas Banco 2	A18-OC43	jun-24	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Manzanillo Norte Banco 1	A18-OC36	dic-25	Colima	0.5	20	1.2
Bajío	Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	A19-OC26	dic-26	Querétaro		30	1.8
Bajío	Querétaro Oriente Banco 1 (Sustitución)	PDS19-OC35	jun-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	San Juan del Río Banco 2 (Sustitución)	A19-OC13	dic-25	Querétaro		30	1.8
Jalisco	San Martín Banco 2	A18-OC23	oct-24	Jalisco		60	3.6
Bajío	San Miguel de Allende Sur Banco 2	A19-OC9	dic-26	Guanajuato		20	1.2
Bajío	San Roque Banco 2	PDS18-OC30	ene-25	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Santa Cruz Banco 2	A18-OC51	dic-24	Guanajuato		12.5	0.9
Jalisco	Jocotepec Banco 1 (sustitución)	A22-OC16	may-24	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 3 (Sustitución)	A21-OC9	dic-25	Jalisco		20	1.2
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 2	L19-OC4	dic-25	Jalisco		6.25	0.4
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	jun-25	Colima	10.0	20	1.2
Centro Occidente	Abastos Banco 2	A18-OC91	dic-27	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Tepalcatepec II Banco 1 (sustitución)	A22-OC17	sep-24	Michoacán		20	1.2

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Centro Occidente	Chamela Banco 1 (sustitución)	A22-OC11	ene-26	Colima		20	1.2
Centro Occidente	Santiago Undameo Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC2	ene-26	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Aeropuerto Banco 1 (sustitución)	A22-OC14	jul-24	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	feb-25	Michoacán	0.2	20	1.2
Jalisco	Chapala Banco 2	A18-OC24	dic-25	Jalisco		30	1.8
Bajío	Dolores Hidalgo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC49	dic-26	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Los Sauces Banco 1 (Sustitución)	A19-OC21	dic-25	Guanajuato		30	1.8
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	dic-25	Jalisco		30	1.8
Bajío	Santa Fe IV Banco 1	PDS18-OC26	dic-25	Guanajuato	2.0	30	1.8
Bajío	Monte Miranda Banco 1	PDS19-OC36	dic-27	Querétaro	4.0	15	0
Bajío	Abasolo Banco 2	C37	jun-27	Guanajuato	15.0	30	1.8
Jalisco	Amatitán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC19	dic-24	Jalisco		20	1.2
Jalisco	El Grullo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC18	dic-26	Jalisco		20	1.2
Bajío	Los Hernández Banco 1 (Sustitución)	A18-OC68	dic-26	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	Matamoros Banco 1	A18-OC64	dic-26	Jalisco	0.8	20	1.2
Jalisco	Centro Logístico Jalisco Banco 2	A22-OC5	dic-25	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Teocuitatlán Banco 1	PDS18-OC21	dic-26	Jalisco	39.0	30	1.8
Jalisco	El Tuito Banco 1	A23-OC11	dic-26	Nayarit	32.0	30	1.8
Centro Occidente	El Colegio Banco 1	A23-OC4	dic-26	Michoacán	0.2	30	1.8
Centro Occidente	Ayotlán Norte Banco 1	A23-OC5	dic-26	Michoacán	5.0	20	1.2
Centro Occidente	Talpa Banco 1 (Sustitución)	A23-OC6	dic-26	Colima		20	1.2
Bajío	Tres Naciones Banco 2 (Sustitución)	A23-OC7	dic-24	San Luis Potosí		40	2.4
Bajío	Jaral del Progeso Banco 1 (Sustitución)	A23-OC8	dic-24	Guanajuato		30	1.8
Bajío	León Poniente Banco 1 (Sustitución)	A23-OC9	dic-23	Guanajuato		30	1.8
Bajío	San Francisco del Rincón Banco 2 (Sustitución)	A23-OC10	dic-23	Guanajuato		40	2.4
Bajío	Cerro Gordo Banco 1 (Sustitución)	A23-OC11	dic-23	Guanajuato		20	1.2
Bajío	El Tecuan Banco 1 (Sustitución)	A23-OC12	dic-23	Aguascalientes		30	1.8
Bajío	Ags Sur Banco 1 (Sustitución)	A23-OC13	dic-23	Aguascalientes		30	1.8
Bajío	Gomez Portugal Banco 1 (Sustitución)	A23-OC14	dic-24	Aguascalientes		40	2.4
Jalisco	Pinar Banco 2 (Sustitución)	A24-OC1	dic-27	Jalisco		40	2.4
Jalisco	Guadalajara Dos	A24-OC2	dic-25	Jalisco		60	3.6
Jalisco	Chapala Banco 1 (Sustitución)	A24-OC3	dic-26	Jalisco		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR OCCIDENTAL

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	El Tepeyac Banco 2 (Sustitución)	A24-OC4	dic-24	Querétaro		30	1.8
Bajío	San José Iturbide Banco 2 (Sustitución)	A24-OC5	dic-26	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Empalme Escoedo Banco 1 (Sustitución)	A24-OC6	dic-25	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Los Charcos Banco 1 (Sustitución)	A24-OC9	dic-27	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Bicentenario Banco 2	A24-OC10	dic-25	Colima		9.4	0.6

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NOROESTE

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Noroeste	Antimonio Banco 1 (sustitución)	A21-NO2	mar-23	Sonora		30	1.8
Noroeste	Bízani Banco 1 (sustitución)	A21-NO2	mar-22	Sonora		20	1.2
Noroeste	Los Mochis Uno Banco 3 (sustitución)	A19-NO1	abr-21	Sinaloa		30	
Noroeste	Carrizo Banco 1 (sustitución)	A19-NO1	feb-23	Sinaloa		30	
Noroeste	Ahome Banco 1 (sustitución)	A19-NO1	abr-21	Sinaloa		40	
Noroeste	Mochis Las Villas Banco 2	A21-NO3	abr-24	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Marina Banco 2	A21-NO4	abr-22	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Subestación Punto P Banco 1 (sustitución)	A21-NO5	abr-21	Sonora		30	
Noroeste	Roca Fuerte Banco 1	A18-NO1	abr-25	Sonora	2	30	1.8
Noroeste	Industrial San Carlos Banco 1 (sustitución)	A19-NO2	abr-22	Sonora		40	2.4
Noroeste	Empalme Banco 2 (sustitución)	A21-NO6	abr-24	Sonora		30	1.8
Noroeste	Juan José Ríos Banco 1 (sustitución)	A21-NO7	abr-24	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Leyva Solano Banco 1 (sustitución)	A21-NO8	ene-23	Sinaloa		40	2.4
Noroeste	Cocorit Banco 1 (sustitución)	A22-NO8	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Progreso Banco 1 (sustitución)	A22-NO7	abr-25	Sonora		30	1.8
Noroeste	Valle del Mayo Banco 1 (sustitución)	A22-NO6	abr-24	Sonora		30	1.8
Noroeste	Tetabiate Banco 2	A22-NO5	abr-26	Sonora		30	1.8
Noroeste	Pueblitos Banco 1	A22-NO4	abr-24	Sonora		40	2.4
Noroeste	Guasave Banco 4 (sustitución de Banco 1)	A22-NO3	dic-22	Sinaloa		28	
Noroeste	Subestación Ocho Banco 1	A22-NO2	abr-25	Sonora		20	1.2
Noroeste	Subestación Santa Inés Banco 1 (sustitución)	A21-NO9	abr-25	Sonora		30	1.8
Noroeste	CIP Teacapan Banco 1	A21-NO1	dic-23	Sinaloa		20	
Noroeste	El Deseo Banco 1 (Sustitución)	A24-NO1	abr-24	Sonora		20	1.2
Noroeste	Ures Banco 3 (Sustitución)	A24-NO2	abr-24	Sonora		20	1.2
Noroeste	Subestación Guaymas Uno Banco 3 (sustitución)	A24-NO3	abr-24	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Bacurato Banco 3 (Sustitución)	A24-NO4	abr-24	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Rosario Banco 1 (Sustitución)	A24-NO5	abr-24	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Altar Banco 1 (Sustitución)	A24-NO6	abr-25	Sonora		20	1.2
Noroeste	Industrial Caborca Banco 5 (Sustitución)	A24-NO7	abr-25	Sonora		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NOROESTE

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Noroeste	Hermosillo Nueve Banco 2 (Sustitución)	A24-NO8	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Hermosillo Siete Banco 2 (Sustitución)	A24-NO9	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Quiroga Banco 1 (Sustitución)	A24-NO10	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Villa del Pitic Banco 1 (Sustitución)	A24-NO11	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	San Carlos Banco 1 (sustitución)	A24-NO12	abr-25	Sonora		20	1.2
Noroeste	Ciudad Obregón Uno Banco 1 (Sustitución)	A24-NO13	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Ciudad Obregón Uno Banco 2 (Sustitución)	A24-NO14	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	Fundición Banco 1 (Sustitución)	A24-NO15	abr-25	Sonora		30	1.8
Noroeste	Navojoa Banco 4 (Sustitución)	A24-NO16	abr-25	Sonora		40	2.4
Noroeste	José Ángel Espinoza Banco 1 (Sustitución)	A24-NO17	abr-25	Sinaloa		20	1.2
Noroeste	Ruiz Cortines Banco 1 (Sustitución)	A24-NO18	abr-25	Sonora		30	1.8
Noroeste	Subestación Villa Unión Banco 2 (Sustitución)	A24-NO19	abr-25	Sonora		20	1.2
Noroeste	Quiroga Banco 2 (Sustitución)	A24-NO20	abr-26	Sonora		40	2.4
Noroeste	Mazatlán El CID Banco 1 (Ampliación)	A24-NO21	abr-26	Sinaloa	3.6	40	2.4
Noroeste	Hermosillo Nueve Banco 1 (Sustitución)	A24-NO22	abr-27	Sonora		40	2.4

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORTE

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Bachíniva Banco 1	A18-NT21	jun-24	Chihuahua	0.80	40	2.4
Norte	Durango II Banco 1 (Sustitución)	A19-NT8	jun-24	Durango		30	1.8
Norte	Francisco Zarco Banco 2 (Sustitución)	A19-NT6	jun-24	Durango		20	1.2
Norte	Guachochi Banco 1 (Sustitución)	A21-NT1	dic-24	Chihuahua		20	1.2
Norte	Puerto Justo Banco 1 (Sustitución)	A21-NT3	dic-24	Durango		12.5	0.6
Norte	Arenales Banco 2	PDS18-NT19	jun-24	Chihuahua		20	1.2
Norte	California Banco 1 (Sustitución)	A18-NT43	jun-24	Coahuila		30	1.8
Norte	Carichí Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT21	jun-24	Chihuahua		30	1.8
Norte	Chalchihuites Banco 1 (Sustitución)	A21-NT4	jun-23	Durango		6.5	otro
Norte	Concordia Banco 2	A18-NT18	oct-24	Chihuahua		25	1.5
Norte	El Sauz Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NT14	jun-24	Chihuahua		25	1.5
Norte	Gavilán Banco 2	PDS20-NT8	jun-24	Chihuahua		30	1.8
Norte	La Unión Banco 1	A19-NT2	abr-24	Coahuila	2.40	30	1.8
Norte	Mapimí Banco 1	A19-NT7	dic-24	Durango	23.60	20	1.2
Norte	Menonita Banco 2 (Sustitución)	A18-NT41	ago-24	Chihuahua		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORTE

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Monteverde Banco 2	A19-NT5	abr-24	Chihuahua		30	1.8
Norte	San Buenaventura Banco 3	A20-NT1	jun-22	Chihuahua		30	1.8
Norte	Juárez Banco 1	A18-NT51	jun-24	Chihuahua	12.00	40	2.4
Norte	Matamoros Banco 1 (Sustitución)	A20-NT3	jun-24	Coahuila		30	1.8
Norte	Tinajas Banco 1	A18-NT37	jun-25	Chihuahua	1.00	30	1.8
Norte	Búfalo Banco 1 (Sustitución)	A18-NT39	jun-25	Chihuahua		20	1.2
Norte	Colina Banco 1	A18-NT5	jun-26	Chihuahua	0.20	20	1.2
Norte	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	jun-24	Coahuila		30	1.8
Norte	Mitla Banco 1	A18-NT7	jun-25	Chihuahua	1.00	30	1.8
Norte	Torreón Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT2	abr-24	Coahuila		30	1.8
Norte	Oriente XXI Banco 2	A22-NT5	jun-25	Chihuahua		40	2.4
Norte	Álamos Banco 2	A20-NT2	jun-25	Coahuila		30	1.8
Norte	Batopilas Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT10	jun-25	Coahuila		30	1.8
Norte	Cerros Blancos Banco 1	A18-NT25	dic-25	Chihuahua		30	1.8
Norte	El Sabinal Banco 1	A18-NT27	jun-27	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Oriente Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT3	jun-25	Coahuila		30	1.8
Norte	Revolución Banco 2	PDS18-NT6	jun-24	Coahuila		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 1 (Sustitución)	A18-NT3	jun-26	Chihuahua		30	1.8
Norte	Dunas Banco 1 (Sustitución)	A23-NT1	jun-24	Chihuahua		5.6	
Norte	Comanche Banco 1	A24-NT1	jun-27	Chihuahua		60	3.6

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Norte	Casa Blanca Banco 1	A18-NE16	abr-25	Tamaulipas	2.60	40	2.4
Golfo Centro	Cruces Banco 1 (Sustitución)	A20-NE3	dic-24	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Centro	Refinería Madero Banco 2	A22-NE7	dic-24	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Arco Vial Banco 1	A19-NE9	dic-23	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Capellanía Banco 2	PDS18-NE2	mar-24	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Cosmópolis Banco 1	E2T	dic-25	Nuevo León	3.40	40	2.4
Golfo Norte	Cumbres Poniente Banco 2	E0Z	dic-25	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Díaz Ordaz Banco 1 (Sustitución)	A21-NE1	dic-24	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Las Lomas Banco 1	A18-NE8	ene-25	Tamaulipas	0.50	30	1.8
Golfo Norte	Leona Banco 2	A18-NE4	dic-25	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Miguel Alemán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NE5	dic-25	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Santander Banco 1	E0X	dic-25	Tamaulipas	0.40	30	1.8
Golfo Norte	Silla Apodaca Banco 2	PDS19-NE1	may-25	Nuevo León		40	2.4
Golfo Centro	Xicoténcatl Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE7	dic-24	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Lago Banco 2 (Sustitución)	A20-NE9	dic-25	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Centro	Mante Banco 1 (Sustitución)	A21-NE2	dic-24	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Mante Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE33	dic-24	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Minera Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE9	dic-25	Coahuila		30	1.8

... Continuación

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR NORESTE

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Norte	Oriente Banco 1 (Sustitución)	A20-NE7	jun-24	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Parque Industrial Acuña Banco 2	PDS18-NE11	dic-25	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Parque Industrial Angostura Banco 1	A18-NE6	dic-25	Coahuila	1.00	30	1.8
Golfo Norte	Puente Internacional Banco 2	PDS18-NE12	dic-25	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Unidad Deportiva Banco 1	PDS19-NE6	dic-25	Tamaulipas	2.64	30	1.8
Golfo Centro	Ébano Banco 1 (Sustitución)	A20-NE6	dic-24	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Centro	Huejutla II Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE20	dic-25	Hidalgo		30	1.8
Golfo Norte	Monclova Banco 8 (sustitución)	PDS20-NE13	dic-25	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Montemorelos Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE3	dic-25	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Villa de Santiago Banco 2 (sustitución)	A22-NE6	dic-25	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	La Esfera Banco 1	A18-NE5	dic-25	Coahuila	3.60	40	2.4
Golfo Norte	Las Américas Banco 2	PDS18-NE32	dic-25	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Finsa Banco 2	PDS18-NE33	dic-26	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Ricsa Banco 2	A22-NE2	dic-26	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Santa Elena Banco 1	A19-NE10	dic-25	Nuevo León	0.20	40	2.4
Golfo Norte	Server Banco 1	A22-NE1	dic-25	Coahuila	6.60	30	1.8
Golfo Centro	Ingenio San Miguel Banco 2	A22-NE5	dic-24	San Luis Potosí		20	1.2
Golfo Centro	Rosita Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE17	dic-25	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Norte	Aurora Banco 1	PDS20-NE23	abr-27	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	San Francisco Banco 1	PDS20-NE15	abr-26	Nuevo León	0.80	40	2.4
Golfo Norte	Periférico Banco 1	A18-NE2	abr-25	Nuevo León	6.00	30	1.8
Golfo Norte	Planta Banco 2	A23-NE1	abr-24	Tamaulipas	0.1	40	2.4
Golfo Norte	Nadadores Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE7	abr-25	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Alianza Real Banco 2	A20-NE8	abr-25	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Nuncios Banco 1	PDS20-NE21	abr-27	Coahuila	6.6	30	1.8
Golfo Norte	Valadeces Banco 1 (Sustitución)	A24-NE8	abr-26	Tamaulipas		6.25	otro
Golfo Norte	Miguel Alemán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NE5	jul-25	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Kalos Poniente Banco 2	PDS18-NE1	abr-25	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Hofusan Banco 2	PDS22-NE38	abr-25	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Interpuerto Banco 2	PDS22-NE1	abr-25	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	La Moderna Banco 1	PDS19-NE26	abr-28	Nuevo León	3.00	40	2.4
Golfo Norte	San Roberto Banco 1 (Sustitución)	PDS19-NE19	abr-25	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Ladrillera Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE16	abr-26	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Allende Dos Banco 2	PDS22-NE24	abr-25	Coahuila		20	1.2
Golfo Norte	Linda Vista II Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE17	abr-26	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	San Fernando Banco 2 (Sustitución)	PDS20-NE35	abr-25	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	López Mateos Banco 1		abr-21	Nuevo León		40	2.4

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR PENINSULAR

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Mérida	Xcunyá Banco 1	A20-PE2	2024	Yucatán	1	30	1.8
Cancún	Playa Mujeres Banco 2	A20-PE4	2024	Quintana Roo		30	1.8
Carmen	Puerto Progreso Banco 2	PDS20-PE6	2024	Yucatán		30	1.8
Mérida	Dzityá Banco 1	A20-PE13	2024	Yucatán	3.8	30	1.8
Mérida	Itzimná Banco 2	A20-PE14	2024	Yucatán		30	1.8
Mérida	Héroes Banco 1	A20-PE15	2024	Yucatán	0.6	30	1.8
Cancún	Nizuc Banco 5	A20-PE17	2024	Quintana Roo		30	1.8
Cancún	Kabah Banco 1 (sustitución)	A21-PE1	2024	Quintana Roo		30	1.8
Motul	Izamal Banco 2	A21-PE2	2024	Yucatán		20	1.2
Motul	Santo Domingo Banco Banco 1 (sustitución)	A22-PE2	2024	Yucatán	1	20	1.2
Riviera Maya	Akbal Banco 1	PDS21-PE6	2024	Quintana Roo	18	40	97.8
Cancún	Hunab ku Banco 2	A23-PE5	2024	Quintana Roo	0	30	1.8
Carmen	Concordia Banco 1 sustitución	A23-PE4	2024	Campeche	0	40	2.4
Riviera Maya	Yaxkin Banco 1	PDS21-PE17	2024	Quintana Roo	1	30	1.8
Riviera Maya	Pescadores Banco 1 / 2	A21-PE3	2025	Quintana Roo	15	30	1.8
Carmen	Concordia Banco 2	PDS18-PE32	2025	Quintana Roo	0	20	1.2
Cancún	Kay Banco 1	A21-PE4	2025	Quintana Roo	3	30	1.8
Motul	Kopte Banco 1	PDS19-PE2	2025	Yucatán	0	30	1.8
Cancún	Lausana Banco 1	A23-PE6	2025	Quintana Roo		30	1.8
Mérida	Merida Oriente Banco 2	A19-PE4	2025	Yucatán	0	40	2.4
Riviera Maya	Zama Banco 1	PDS21-PE4	2025	Quintana Roo	14	30	2.4
Cancún	Malecón Cancún Banco 1	A21-PE5	2026	Quintana Roo	0.5	30	1.8
Mérida	Heroes Banco 2	PDS20-PE7	2026	Yucatán	0	30	1.8
Mérida	Metropolitana Banco 2	PDS20-PE11	2026	Yucatán	0	30	1.8
Tizimín	Popolnah Banco 1 sustitución	A23-PE3	2026	Yucatán	0	20	1.2

CUADRO 9.8.3. LISTADO DE PROYECTOS DE APORTACIONES DE LA GCR BAJA CALIFORNIA

Zona de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Baja California	San Quintín Banco 1 (sustitución)	A21-BC1	may-21	Baja California		20	1.2
Baja California	Cabo del Sol Banco 2	A18-BS2	jul-23	Baja California Sur		30	1.8
Baja California	Santiago Banco 3	A21-BS1	dic-23	Baja California Sur		20	1.2
Baja California	Universidad Banco 2 (sustitución)	A22-BC1	mar-23	Baja California		30	0
Baja California	Rio Banco 2	A22-BC3	oct-25	Baja California		30	1.8
Baja California	Mexicali Oriente Banco 4	A22-BC4	may-24	Baja California		50	3
Baja California	San Simón Banco 2	A22-BC5	abr-27	Baja California		20	1.2
Baja California	Florido Banco 1 (Sustitución)	A24-BC1	abr-26	Baja California		20	1.2

9.9 METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL PAMRNT 2024 – 2038 (TOTAL)

En esta sección se presenta un resumen de las metas físicas acumuladas de los proyectos instruidos por SENER, de los proyectos instruidos por SENER de refuerzo de la RNT para la interconexión de los Proyectos de Generación para el fortalecimiento de la Política Energética Nacional de los proyectos de la política de Fortalecimiento, de los proyectos identificados, de los proyectos legados y de los proyectos por aportaciones, tanto para la ampliación y modernización de la RNT como para las RGD del MEM[74].

En conjunto, se tiene considerada una adición de 8,042 km-c de Líneas de Transmisión en la RNT. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Baja California y estado de México. En la Figura 9.9.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.2. se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión del 2024 a 2031 y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 3,379.8 km-c, en 230 kV 1,464.8 km-c y de 161 a 69 kV 3,145.9 km-c. Por año, en 2025 será el año con mayores adiciones con 3,510.3 km-c en la RNT, seguido de 2030 con 1,679.2 km-c. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

En cuanto a la transformación, se adicionarán 36,300 MVA de capacidad en las RNT y las RGD del MEM.

Para la RNT, las mayores adiciones se presentarán en los estados de Chihuahua, Nuevo León, Sonora, Querétaro y Baja California. En la Figura 9.9.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para la RGD del MEM, se tendrán las mayores adiciones en los estados de Sinaloa, Baja California, San Luis Potosí y Sonora. En la Figura 9.9.4 se muestra el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.5 se presentan las adiciones de Bancos de Transformación del 2023 a 2031 y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 11,897.8 MVA, seguido de 2024 con 6,306.3 MVA.

La mayor contribución provendrá de los bancos que tienen relaciones de transformación de 230 kV hacia niveles inferiores, con un total de 12,153.2 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 115 y 400 kV con 10,375 y 11,006 MVA respectivamente. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

Finalmente, para la compensación de potencia reactiva se adicionarán 14,275.8 MVAr al 2031, sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE.

La principal contribución provendrá de los estados de Oaxaca, Chihuahua, Querétaro y Quinta Roo. En la Figura 9.9.6 se presenta el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9. 9.7 se presenta las adiciones de compensación de potencia reactiva 2024 a 2030 y nivel de tensión. En 2025 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 5,604.8 MVAr, seguido de 2026 y 2030, los cuales incrementarán 3,974.3 MVAr y 1,698.1 MVAr, respectivamente. Por nivel de tensión, en 400 kV

[74] Los valores de km-c, MVA o MVAr pueden variar una vez terminadas las Actividades Previas, Ingeniería de detalle, entre otros, con base a la información de campo de CFE Transmisión y CFE Distribución que reporten en los ciclos de planeación al CENACE, así como cambios de alcance en las metas físicas por los proyectos en evaluación por parte de la SENER o solicitud de CENACE o CFE.

se adicionarán 6,442.0 MVAr, en 230 1,908 MVAr y en 115 kV 4,385.7 MVAr. Todo lo anterior sin considerar los proyectos Legados y pausados que no cuentan con una fecha factible de término por parte de CFE

FIGURA 9.9.1 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

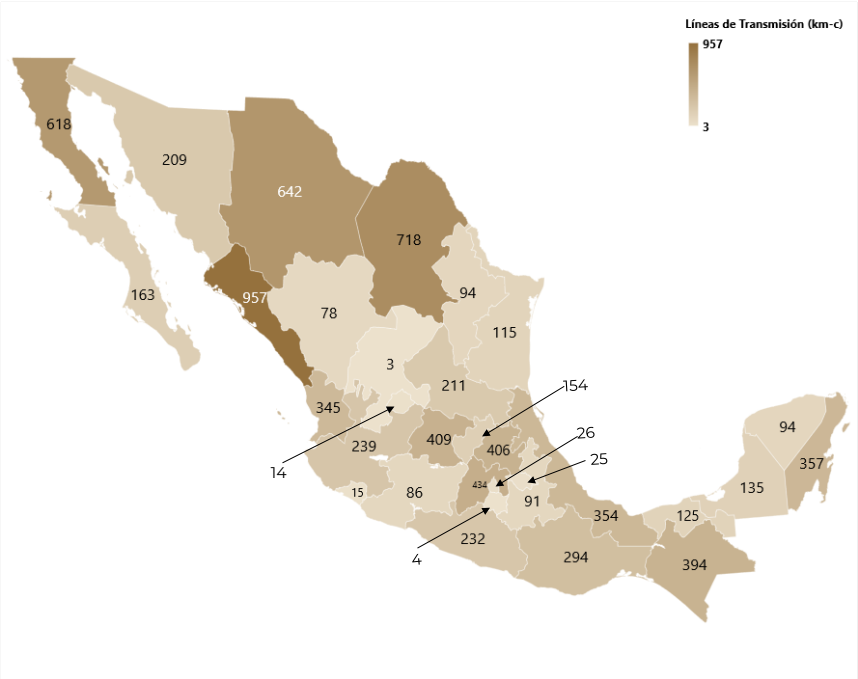


FIGURA 9.9.2 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

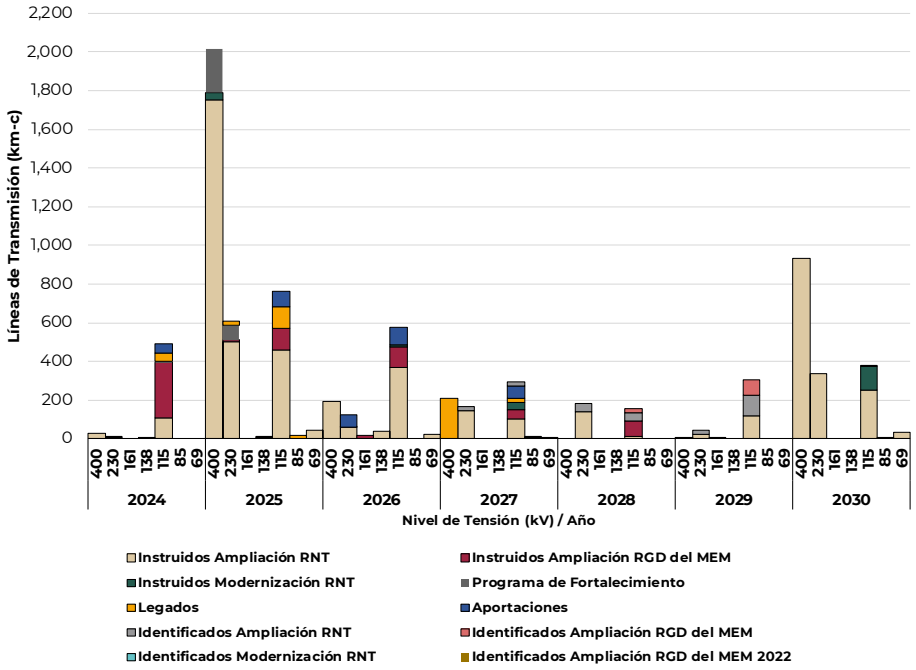


FIGURA 9.9.3 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

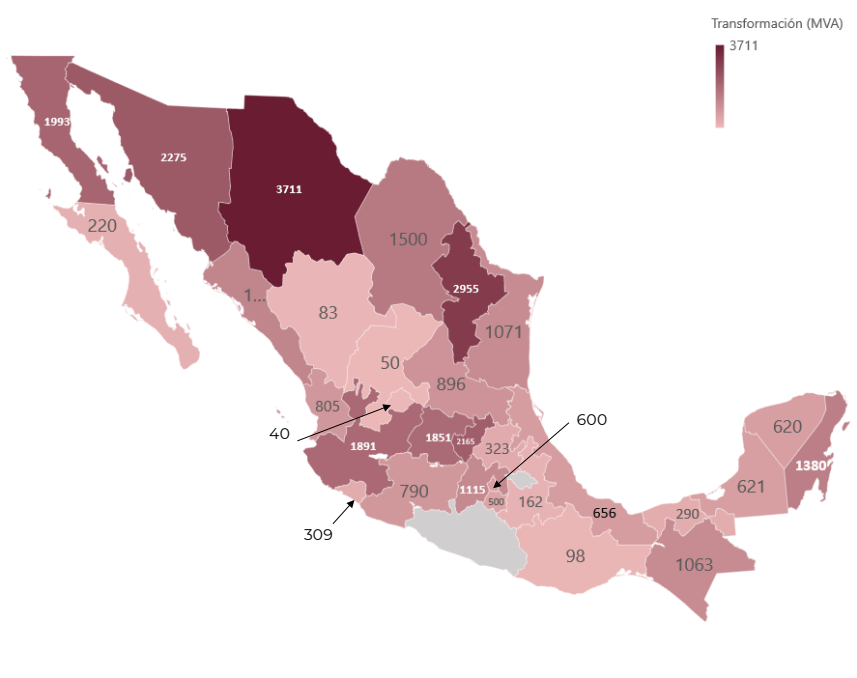


FIGURA 9.9.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LAS RGD DEL MEM TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

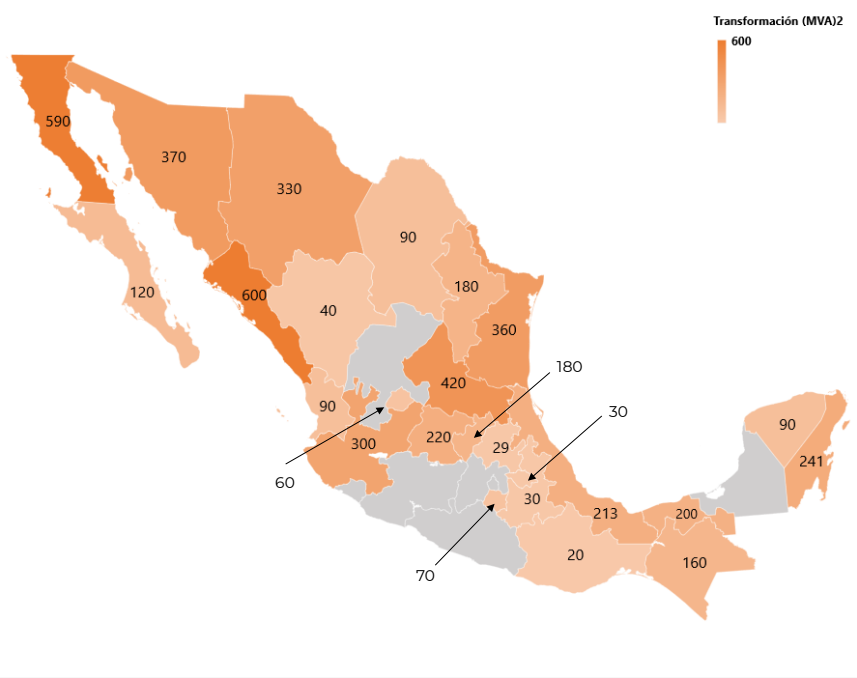


FIGURA 9.9.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

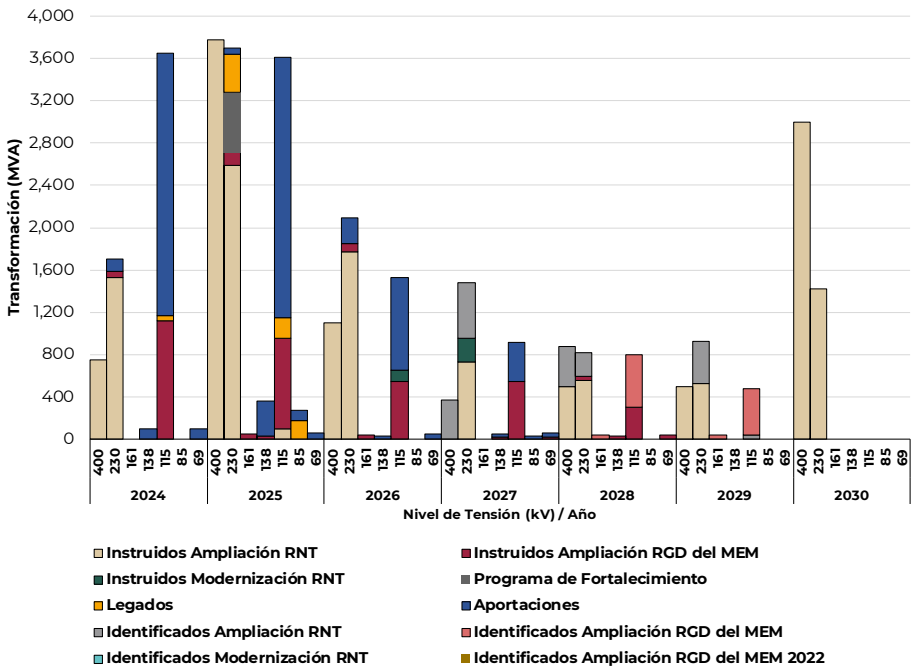


FIGURA 9.9.6 CAPACIDAD (MVAR) DE BANCOS DE COMPENSACIÓN DE LA RNT TOTALES POR ENTIDAD FEDERATIVA

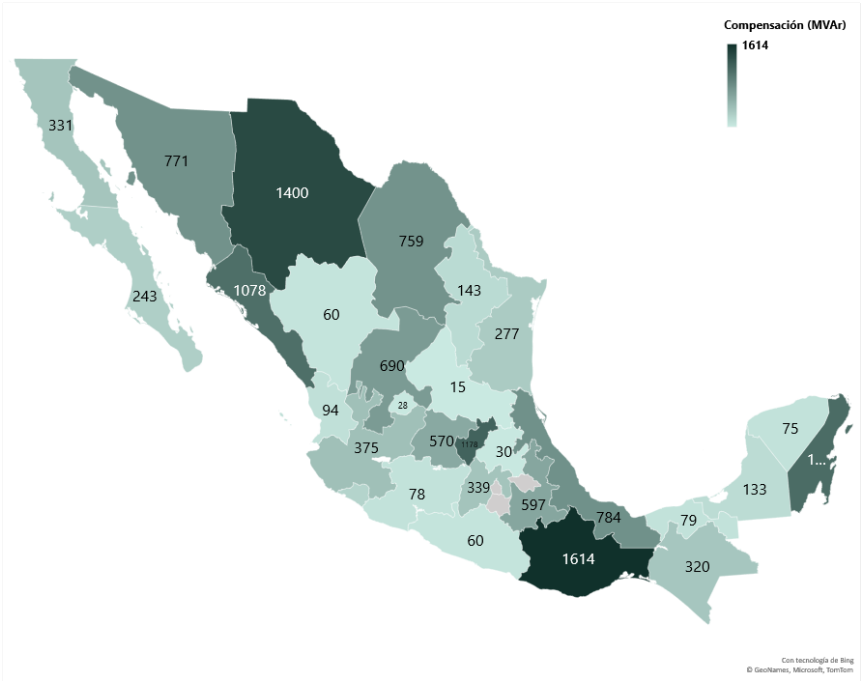
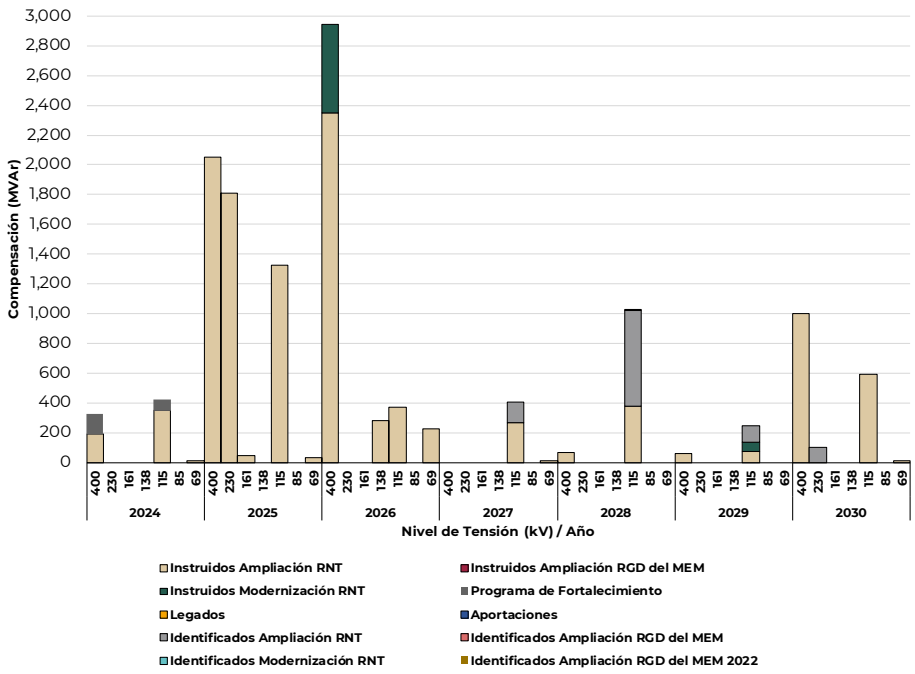


FIGURA 9.9.7 CAPACIDAD (MVAR) DE BANCOS DE COMPENSACIÓN TOTALES POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



9.10 PROYECTOS INSTRUIDOS CON CAMBIO DE ALCANCE

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión y principalmente para garantizar el Suministro Eléctrico confiables y seguro derivado del crecimiento de la demanda y consumo, así como la entrada de nuevos Centros de Carga que afectan la topología de la Red Eléctrica en diversas regiones del país, se han realizado en acuerdo con CFE Transmisión cambios de alcance de metas físicas a los siguientes proyectos para atender el Suministro Eléctrico y el desarrollo del Caso de Negocio para el proceso de contratación de la ejecución del proyecto, por lo que se informa a la Secretaría de Energía para su conocimiento y consentimiento de estos cambios de alcance con la aprobación del PAMRNT 2024-2038.

Cambio de alcance del proyecto Compensación Capacitiva Occidente

Año de instrucción:
2015

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.1:

CUADRO 9.10.1 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	Compensación Capacitiva Occidente	En construcción / En ejecución

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional, a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión y principalmente al crecimiento de la demanda y consumo y la entrada de nuevos Centros de Carga que afectan la topología de la Red Eléctrica de la región, particularmente en el ámbito de la GCR Occidental y GCR Central, el proyecto instruido Compensación Capacitiva Occidente ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto y que permite cumplir lo establecido en el CdR.

En el Cuadro 9.10.2 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto

CUADRO 9.10.2 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Guanajuato MVAr	Capacitor	115	15
Santa Fe II MVAr	Capacitor	115	15
Río Grande MVAr	Capacitor	115	15
Buenavista MVAr	Capacitor	115	22.5
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5
Lagos MVAr	Capacitor	115	15
Cerro Hueco MVAr	Capacitor	115	5.0
Total			**177.5**

En el Cuadro 9.10.3 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto Compensación Capacitiva Occidente, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas y acordadas por la GCR Occidental y CFE Transmisión para atender de manera expedita el crecimiento de la zona Querétaro una de las más dinámicas del país. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 69 y 115 kV.

CUADRO 9.10.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Guanajuato MVAr	Capacitor	115	22.5
Santa Fe II MVAr	Capacitor	115	30
Lagos Galera MVAr	Capacitor	115	22.5
Buenavista MVAr	Capacitor	115	22.5
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5
Cerro Hueco MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Total			**195.6**

Cambio de alcance del proyecto P16-OC1 Guadalajara Industrial

Año de instrucción:
2016

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.4:

CUADRO 9.10.4 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P16-OC1	Guadalajara Industrial	Por concursar

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, y debido a la entrada de nuevos Centros de Carga que incrementan los flujos de potencia en la zona de influencia, particularmente en el ámbito de la GCR Occidental, el proyecto instruido P16-OC1 Guadalajara Industrial ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto, y que principalmente incrementa flujo a través de Líneas de Transmisión involucradas, cambios acordados en reuniones entre la GCR Occidental y CFE Transmisión para cumplir con el objetivo del proyecto en su proceso de licitación.

En los Cuadros 9.10.5 a 9.10.7 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.5 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) / 1	230	1	4.5
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 2	69	1	4.5
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 3	69	1	1.8
Guadalajara Industrial - Las Pintas /4	69	1	2.8
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas – Álamos /4	69	2	4.5
Santa Cruz entronque San Agustín – Acatlán	69	2	0.2
Parques Industriales – Santa Cruz	69	1	1.5
Total		**9**	**19.8**

1/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Recalibración
4/ Tramos subterráneos

CUADRO 9.10.6 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	75.0	230/69
Total			**300.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.7 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Guadalajara Industrial	Alimentador Nuevo	4	69
Santa Cruz	Alimentador Ampliación	3	69
Total		**7**	

En los Cuadros 9.10.8 a 9.10.10 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P16-OC1 Guadalajara Industrial, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto solicitadas por CFE Transmisión de las cuales los costos se consideraron con la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas por esta empresa productiva subsidiara (EPS) de la CFE. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 69 kV.

CUADRO 9.10.8 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) / 1	230	1	4.5
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 2	69	1	4.5
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 3	69	1	1.8
Guadalajara Industrial - Las Pintas /4	69	1	2.9
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas – Álamos /4	69	2	9.0
Santa Cruz entronque San Agustín – Acatlán	69	2	0.4
Guadalajara I – Higuerillas /5	69	1	11.0
Guadalajara I – Miravalle /5	69	1	14.0
Total		**10**	**48.1**

1/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Recalibración
4/ Tramos subterráneos
5/ Recalibración conductor de alta temperatura.

CUADRO 9.10.9 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	75.0	230/69
Total			**300.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.10 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Guadalajara Industrial	Alimentador Nuevo	4	69
Guadalajara Industrial	Interruptor Amarre	1	69
Santa Cruz	Alimentador Ampliación	2	69
Higuerillas /1	Bus y Puentes sustitución	2	69
Miravalle /2	Bus y Puentes sustitución	1	69
Bugambilias /3	Bus y Puentes sustitución	2	69
San Agustín /4	Bus y Puentes sustitución	1	69
Santa Cruz /5	Bus y Puentes sustitución	1	69
Higuerillas /1	TC sustitución	2	69
Miravalle /2	TC sustitución	1	69
Bugambilias /3	TC sustitución	2	69
Guadalajara I /6	Interruptor	1	69
El Sol /7	Interruptor	4	69
Total		**24**	

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 108 MVA de la LT Guadalajara I-63150-Higuerillas y 80 MVA de la LT Guadalajara Industrial-Higuerillas.
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 108 MVA de la LT Guadalajara I-63170-Miravalle.
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 108 MVA de la LT Guadalajara Industrial-Bugambilias y 74 MVA de la LT San Agustín – 63A10 – Bugambilias.
4/ Para incrementar el límite de transmisión a 108 MVA de la LT Santa Cruz- San Agustín.
5/ Para incrementar el límite de transmisión a 108 MVA de la LT Santa Cruz- Acatlán.
6/ Capacidad mínima necesaria 40 kA (65010).
7/ Capacidad mínima necesaria 31.5 kA (62010, 62020, 63130 y 63200).

Cambio de alcance del proyecto P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.11:

CUADRO 9.10.11 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	En construcción / En ejecución

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de las problemáticas sociales detectadas por parte de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado) ha sufrido cambios en

sus metas físicas que robustecen el proyecto. En los Cuadros 9.10.12 y 9.10.13 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.12 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Irapuato I – Irapuato II (recalibración) /5	115	2	18
Total		**2**	**18**

/5 Recalibración.

CUADRO 9.10.13 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	33.3	230/115
Total			**133.3**	

AT. Autotransformador

En los Cuadros 9.10.14 a 9.10.16 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado), derivado de nuevas necesidades. Dichas necesidades se presentan por los problemas sociales presentados en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV. Adicionalmente, el transformador a trasladar será proveniente de la SE Potrerillos y no de Querétaro I. La reevaluación solicitada por CFE Transmisión considera estos cambios con base a la Investigación de Condiciones de Mercado presentada por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.14 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Repotenciación de LT's IRA-73590-IRP e IRA-73600-IRP /1	115	2	4.3
Irapuato II – Irapuato I /2	115	2	6
Total		**4**	**10.3**

/1 Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de los tramos de líneas existentes.
/2 Nuevo Circuito

CUADRO 9.10.15 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	33.3	230/115
Total			**133.3**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.16 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Irapuato II	Bus Recalibración	1	115
Irapuato Poniente	Bus Recalibración	1	115
Irapuato II	Cuchilla	1	115
Total		**3**	

Cambio de alcance del proyecto P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac.

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.17:

CUADRO 9.10.17 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P16-OC4	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	Por concursar

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P16-OC4 Línea de Transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac ha sufrido cambios en sus metas físicas ya reflejadas en el informe pormenorizado de CFE Transmisión que robustecen el proyecto y la Confiabilidad de la zona Querétaro dado el crecimiento de la demanda principalmente al oriente de la ciudad de Querétaro en los municipios de El Marqués, Colón y Pedro Escobedo. La FIP entregada a CFE Transmisión en 2023 tiene una relación Beneficio/Costo de 6.79 con un monto de inversión 14.7 % menor al monto de las obras que CFE Transmisión considera en el informe pormenorizado 2024. En los Cuadros 9.10.18 y 9.10.19 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.18 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Conín – Marqués Oriente /4	115	1	5.0
Tepeyac – San Ildefonso /4	115	1	9.5
Total		**2**	**14.5**

4/ Tendido del segundo circuito

CUADRO 9.10.19 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
El Marqués	Bus recalibración	1	115
Tepeyac	Alimentador ampliación	1	115
Conín	Alimentador ampliación	1	115
San Ildefonso / 1, 2, 3	TC sustitución	3	115
El Sauz / 1, 2	TC sustitución	2	115
Aeroespacial / 3	TC sustitución	1	115
Total		**9**	

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73810-El Sauz.
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73270-El Sauz.
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73200-Aeroespacial.

En los Cuadros 9.10.20 y 9.10.21 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P16-OC4 Línea de Transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de

servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV por la reubicación de empresas internacionales (nearshoring).

CUADRO 9.10.20 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS) /1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Tepeyac – San Ildefonso / 2	115	1	9.5
Conín – Marqués Oriente / 3	115	1	5.1
San Ildefonso – El Sauz / 4	115	1	17.7
Total		**3**	**32.3**

1/ Los valores son con base al pormenorizado de mayo 2024.
2/ 6.5 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes.
3/ 0.9 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes y 1.1 km en tramo subterráneo.
4/ Cambio de conductor sobre estructuras existentes.

CUADRO 9.10.21 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Tepeyac	Alimentador ampliación	1	115
Conín	Alimentador ampliación	1	115
San Ildefonso / 1, 2	TC sustitución	2	115
El Sauz / 1, 2	TC sustitución	2	115
San Ildefonso / 3	Cuchillas sustitución	3	115
Total		**9**	

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73810-El Sauz.
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73270-El Sauz.
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT San Ildefonso-73C20-Maniobras Vesta Park.

Cambio de alcance del proyecto P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2037 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.22:

CUADRO 9.10.22 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4	En construcción / En ejecución

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto. En los Cuadros 9.10.23 y 9.10.24 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.23 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	75	230/115
Total			**225**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.24 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Querétaro I / 1	Interruptor (sustitución)	1	115
Querétaro I / 1	Cuchilla (sustitución)	2	115
Querétaro Potencia / 2	Interruptor (sustitución)	3	115
Querétaro Potencia / 2	Cuchilla (sustitución)	9	115
Total		**15**	

1/ Capacidad mínima necesaria 40 kA.
2/ Capacidad mínima necesaria 40 kA

En los Cuadros 9.10.25 y 9.10.26 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV. La reevaluación solicitada por CFE Transmisión considera estos cambios con base a la Investigación de Condiciones de Mercado presentada por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.25 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	75	230/115
Total			**225**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.26 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Querétaro I / 1	Interruptor (sustitución)	1	115
Querétaro I / 1	Cuchilla (sustitución)	2	115
Querétaro Potencia / 2	Interruptor (sustitución)	3	115
Querétaro Potencia / 2	Cuchilla (sustitución)	9	115
Querétaro Maniobras / 3	Interruptor (sustitución)	2	115
Querétaro Potencia	Bus Recalibración	1	115
Total		**18**	

1/ Capacidad mínima necesaria 40 kA .
2/ Capacidad mínima necesaria 40 kA .
3/ Capacidad mínima necesaria 40 kA .
4/ Para soportar al menos 2260 A (450 MVA) en SE Querétaro Potencia.

Cambio de alcance del proyecto P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado).

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.27:

CUADRO 9.10.27 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	En construcción / En ejecución

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado) ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto y que no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica de las FIP entregadas a CFE Transmisión. La reevaluación solicitada por CFE Transmisión considera estos cambios con base a la Investigación de Condiciones de Mercado presentada por esta EPS de la CFE. En los Cuadros 9.10.28 y 9.10.29 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.28 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San Luis Potosí Banco 3 (Traslado) /1	4	AT	33.3	230/115
Total			**133.3**	

AT. Autotransformador

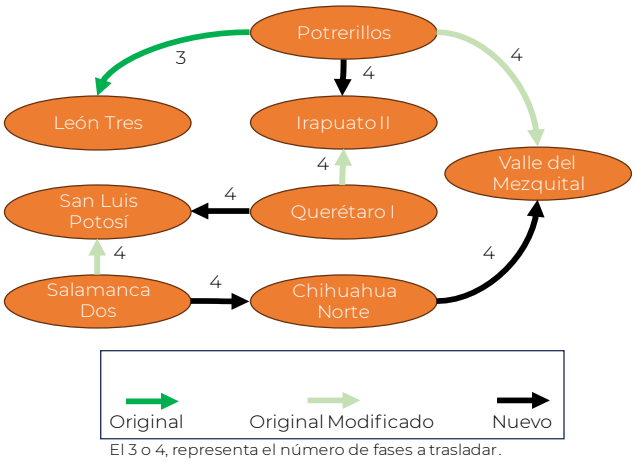
CUADRO 9.10.29 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
San Luis Potosí (amarre y comodín)	Alimentador/Ampliación	2	115
San Luis Potosí / 1	Cuchilla (sustitución)	11	115
Total		**13**	

En los Cuadros 9.10.30 y 9.10.31 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado), derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras, particularmente fue necesario el traslado del transformador de la SE Salamanca Dos hacia la SE Chihuahua Norte de manera urgente y temporal, el cual originalmente se trasladaría a la SE San Luis Potosí. Derivado de lo anterior y evitar mayores retrasos en el proyecto P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado), es conveniente trasladar el transformador de la SE Querétaro I hacia la SE San Luis Potosí, que originalmente estaba destinado a la SE Irapuato II como parte del proyecto P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado). Dichos cambios se muestran en la Figura 9.11.1.

Parte de los cambios también se dan por el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos centros de carga que buscan conectarse en la red de 115 kV.

FIGURA 9.11.1 TRASLADO DE TRANSFORMADORES.



El 3 o 4, representa el número de fases a trasladar.

CUADRO 9.10.30 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San Luis Potosí Banco 3 (Traslado) /1	4	AT	33.3	230/115
Total			**133.3**	

AT. Autotransformador
/1 Banco proveniente de la SE Querétaro 1

CUADRO 9.10.31 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
San Luis Potosí	TC (sustitución)	2	115
San Luis Industrial	TC (sustitución)	1	115
Barracuda	TC (sustitución)	1	115
San Luis Potosí	Cuchillas	11	115
San Luis Potosí	Bus Recalibración	1	115
Total			

TC. Transformador de Corriente.

Cambio de alcance del proyecto P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán.

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.32:

CUADRO 9.10.32 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC4	Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán ha sufrido cambios en sus metas físicas que no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica. Una vez que CFE Transmisión solicite la reevaluación del proyecto para su Caso de Negocios con la Investigación de Condiciones de Mercado que entrega a CENACE se entregara la nueva FIP con los cambios de alcance. En los Cuadros 9.10.33 a 9.10.36 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.33 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6
Pradera - Valle Verde	115	1	9
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30
Taretan - Uruapan III	69	1	1
Total		**8**	**63.0**

5/ Recalibración

CUADRO 9.10.34 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Parácuaro Banco 1	4	T	75.0	400/115
Total			**300.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.35 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1
Total			**8.1**

En los Cuadros 9.10.37 a 9.10.40 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en los análisis de impacto por retraso de los proyectos instruidos. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 y 69 kV.

CUADRO 9.10.36 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Parácuaro	Alimentador nuevo	2	400
Parácuaro	Alimentador nuevo	3	115
Pradera	Alimentador ampliación	2	115
Valle Verde	Alimentador ampliación	1	115
Taretan	Alimentador ampliación	1	69
Ario de Rosales	Alimentador ampliación	1	69
Uruapan III	Alimentador ampliación	1	69
Uruapan Potencia / 1	Cuchillas sustitución	2	115
La Esperanza / 5	TC sustitución	1	115
Mirador / 3	TC sustitución	1	115
Uruapan III / 2, 5	TC sustitución	2	115
Uruapan Potencia / 2, 3	TC sustitución	2	115
Total		**19**	

1/ Capacidad mínima necesaria 20 kA (77011, 77018)
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73720-Uruapan Potencia
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Mirador-73710-Uruapan Potencia
5/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73390-La Esperanza

CUADRO 9.10.37 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6
Pradera - Valle Verde	115	1	9
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30
Taretan - Uruapan III	69	1	1
Total		**8**	**63.0**

CUADRO 9.10.38 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Parácuaro Banco 1 / 23	4	T	125.0	400/115
Total			**500.0**	

T. Transformador.
23/ Proyecto con cambio de alcance (se incrementa su capacidad de 225 MVA a 375 MVA).

CUADRO 9.10.39 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1
Total			**8.1**

CUADRO 9.10.40 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Parácuaro	Alimentador nuevo	2	400
Parácuaro	Alimentador nuevo	3	115
Pradera	Alimentador ampliación	2	115
Valle Verde	Alimentador ampliación	1	115
Taretan	Alimentador ampliación	1	69
Ario de Rosales	Alimentador ampliación	1	69
Uruapan III	Alimentador ampliación	1	69
Uruapan Potencia / 1	Cuchillas sustitución	2	115
La Esperanza / 5	TC sustitución	1	115
Mirador / 3	TC sustitución	1	115
Uruapan III / 2, 5	TC sustitución	2	115
Uruapan Potencia / 2, 3, 4	TC sustitución	3	115
Apatzingán / 4	TC sustitución	1	115
Total		**21**	

1/ Capacidad mínima necesaria 20 kA (77011, 77018)
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73720-Uruapan Potencia
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Mirador-73710-Uruapan Potencia
4/ Para incrementar el límite de transmisión a 180 MVA de la LT Apatzingan-73280-Uruapan Potencia
5/ Para incrementar el límite de transmisión a 131 MVA de la LT Uruapan III-73390-La Esperanza

Cambio de alcance del proyecto P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.41:

CUADRO 9.10.41 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC8	Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto y no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica. En el Cuadro 9.10.42 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.42 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Álamos MVAr	Capacitor	69	24
Castillo MVAr	Capacitor	69	18
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Mojonera MVAr (traslado)	Capacitor	69	18
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24
Zapopan MVAr	Capacitor	69	24
Total			**116.1**

En el Cuadro 9.10.43 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 69 kV. Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.43 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Castillo MVAr	Capacitor	69	18
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1
Miravalle MVAr	Capacitor	69	24
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24
Pinar MVAr	Capacitor	69	24
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24
Total			**122.1**

Cambio de alcance del proyecto P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.44:

CUADRO 9.10.44 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P18-OC9	Compensación capacitiva de la Zona Querétaro	En construcción / En ejecución

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto y no implican cambios significativos en

su evaluación técnica y económica ya que se encuentra en ejecución el proyecto constructivo por parte de CFE Transmisión y con fechas de término mayo de 2024 reportado por CFE Transmisión. En el Cuadro 9.10.45 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.45 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Aeroespacial MVAr	Capacitor	115	22.5
Campanario MVAr	Capacitor	115	15
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30
Antea MVAr	Capacitor	115	22.5
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15
San Ildefonso MVAr	Capacitor	115	30
Total			**135.0**

En el Cuadro 9.10.46 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las Estudios de esta Zona. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV.

CUADRO 9.10.46 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Conín MVAr	Capacitor	115	22.5
Parque Innovación MVAr	Capacitor	115	15
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30
Antea MVAr	Capacitor	115	22.5
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15
Querétaro Potencia MVAr	Capacitor	115	30
Total			**135.0**

Cambio de alcance del proyecto P19-OC2 San José Iturbide Banco 4.

Año de instrucción:
2019

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.47:

CUADRO 9.10.47 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P19-OC2	San José Iturbide Banco 4	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P19-OC2 San José Iturbide Banco 4 ha sufrido cambios en sus metas físicas derivado de las condiciones de equipos instalados físicamente en la Red Eléctrica de la zona San Luis de la Paz no proporcionados en su momento para elaboración de la propuesta. En los Cuadros 9.10.48 y 9.10.49 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.48 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16
Total		**3**	**76**

CUADRO 9.10.49 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San José Iturbide Banco 4	4	AT	75	230/115
Total			**300**	

AT. Autotransformador

En los Cuadros 9.10.50 a 9.10.52 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P19-OC2 San José Iturbide Banco 4, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos centros de carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV.

Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas con las metas físicas actualizadas por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.50 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16
Total		**3**	**76**

CUADRO 9.10.51 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San José Iturbide Banco 4	4	AT	75	230/115
Total	**4**		**300**	

AT. Autotransformador.

CUADRO 9.10.52 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Las Delicias	Alimentador Nuevo	2	230
San José Iturbide	Alimentador Nuevo	2	230
San José Iturbide	Interruptor Amarre	1	230
San José Iturbide	Alimentador Nuevo	1	115
San José Iturbide	Interruptor Amarre	1	115
La Fragua	Alimentador Nuevo	1	115
San Luis de la Paz II / 1	Interruptor sustitución	5	115
San José Iturbide	Bus sustitución	1	115
La Soledad / 2	Bus y puentes sustitución	1	115
Total		**15**	

1/ Capacidad mínima necesaria 31.5 kA (73450, 73510, 73590, 72010, 72020)
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 119 MVA de la LT La Soledad-73450-San Luis de la Paz II

Cambio de alcance del proyecto P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa

Año de instrucción:
2020

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.53:

CUADRO 9.10.53 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P20-OC2	Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto, y si bien implica cambio de Alternativa a la solución de la problemática, sigue teniendo evaluaciones técnica y económica con resultados positivos. En los Cuadros 9.10.54 a 9.10.57 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.54 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Laguna de Sayula entronque MNZ-A3240-ATQ	400	2	0.2
Laguna de Sayula entronque CLJ-73OC0-Teocuitatlán	115	2	0.2
Laguna de Sayula entronque TLP-73OC0-Teocuitatlán	115	2	0.2
Laguna de Sayula-Sayula	115	1	28.0
Laguna de Sayula-Centro Logístico (Recalibración)	115	1	26.0
Total		**8**	**54.6**

CUADRO 9.10.55 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Laguna de Sayula Banco 1	4	T	125.0	400/115
Total	**4**		**500.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.56 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Laguna de Sayula	Alimentador Nuevo	2	400
Laguna de Sayula	Alimentador Nuevo	5	115
Sayula	Alimentador Ampliación	1	115
Melaque	TC (sustitución)	1	115
La Huerta	TC (sustitución)	1	115
Acatlán	TC (sustitución)	1	115
Centro Logístico Jalisco	TC (sustitución)	1	115
Melaque	Bus (recalibración)	1	115
La Huerta	Bus (recalibración)	1	115
Total		**14**	

CUADRO 9.10.57 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Tuxpan MVAr	Capacitor	115	15
Tecolotlán MVAr	Capacitor	115	7.5
Mezquitan MVAr	Capacitor	115	7.5
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5
Atequiza (traslado)	Reactor	400	60
Total			**97.5**

En los Cuadros 9.10.58 a 9.10.61 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, además del cambio en los indicadores económicos con lo que se modificó la Alternativa de solución a la problemática detectada.

La FIP entregada a la EPS de CFE Transmisión en 2020 proponía la Alternativa 2 de Laguna Sayula y en 2021 se cambió por la Alternativa 1. En 2021 CFE Transmisión solicitó reevaluar el proyecto y se envió la actualización para que CFE Transmisión elabore el Caso de Negocio siendo mejor la Alternativa de Tuxcacuesco. Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su nuevo Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la actualización de la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas con las metas físicas actualizadas por esta EPS de la CFE.

Ambas Alternativas aumentan la Confiabilidad al dar soporte a la zona y atender el crecimiento de la carga para no depender de la disponibilidad de las SE Acatlán y Ciudad Guzmán, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia y aumentando la flexibilidad para mantenimiento.

CUADRO 9.10.58 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Tuxcacuesco entronque MNZ-A3230-ATN	400	2	0.2
Tuxcacuesco entronque AUT-73300-GRU	115	2	70.0
Tuxcacuesco-Juan Rulfo	115	1	10.5
Total		**5**	**80.7**

CUADRO 9.10.59 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Tuxcacuesco Banco 1	4	T	125.0	400/115
Total	**4**		**500.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.60 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Tuxcacuesco	Alimentador Nuevo	2	400
Tuxcacuesco	Alimentador Nuevo	3	115
Juan Rulfo	Alimentador Ampliación	1	115
Juan Rulfo	TC (sustitución)	1	115
Sayula	TC (sustitución)	1	115
Melaque	TC (sustitución)	1	115
La Huerta	TC (sustitución)	1	115
Melaque	Bus (recalibración)	1	115
La Huerta	Bus (recalibración)	1	115
Total		**12**	

CUADRO 9.10.61 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Ciudad Guzmán MVAr	Capacitor	115	30.0
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	7.5
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5
Sayula MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0
Total			**130.5**

Cambio de alcance del proyecto P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)

Año de instrucción:
2020

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.62:

CUADRO 9.10.62 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P20-OC3	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV) ha sufrido cambios en sus metas físicas, esto derivado de la complejidad constructiva y de espacio limitado en el predio, además de los costos asociados a su ejecución, dichas restricciones implican el cambio de Alternativa por encontrarse una mejor evaluación técnica y económica. En 2021 CFE Transmisión solicitó reevaluar el proyecto y se envió la actualización para que CFE Transmisión elabore el Caso de Negocio. Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su nuevo Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la actualización de la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas con las metas físicas actualizadas por esta EPS de la CFE. Por lo anterior, a continuación, se desglosan los cambios para una fácil referencia y actualización de las metas físicas del proyecto. En los Cuadros 9.10.63 a 9.10.65 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.63 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
El Salto Jalisco entronque Guadalajara II – 93730 - Atequiza	230	2	0.2
El Salto Jalisco – Castillo	69	1	6
El Salto Jalisco – Parque Industrial	69	1	9.5
Total		**4**	**15.9**

CUADRO 9.10.64 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
El Salto Jalisco Banco 2	4	T	75.0	230/69
Total	**4**		**300.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.65 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
El Salto Jalisco	Alimentador (ampliación)	2	230
El Salto Jalisco	Alimentador (ampliación)	1	69
Parque Industrial	Alimentador (ampliación)	1	69
Guadalajara II	TC's (sustitución)	2	69
El Salto Jalisco	TC's (sustitución)	1	69
Parque Industrial	TC's (sustitución)	1	69
Atequiza	Alimentador (sustitución)	2	69
Guadalajara II	Cuchillas (sustitución)	36	69
Total		**46**	

En los Cuadros 9.10.66 a 9.10.68 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV), derivado de las nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras, la restricción de espacio para llevar a cabo el proyecto, el elevado costo en la infraestructura de las Subestaciones Encapsuladas y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 69 kV.

CUADRO 9.10.66 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0
Guadalajara II – Parque Industrial	69	1	4.0
Castillo – Parque Industrial (recalibración) /1	69	1	12.15
Total		**3**	**22.15**

/1 En caso de que las estructuras no soporten el nuevo conductor, la LT deberá recalibrarse con un conductor de alta temperatura que tenga una cargabilidad equivalente al de un 795 KCM tipo ACSR.

CUADRO 9.10.67 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Guadalajara II Banco 5	3	T	33.33	230/69
Total			**100.0**	

T. Transformador

CUADRO 9.10.68 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Guadalajara II	Alimentador (ampliación)	1	69
Parque Industrial	Alimentador (ampliación)	1	69
Guadalajara II	Subestación (reubicación de equipo eléctrico)	1	---
Guadalajara II	TC's (sustitución)	2	69
El Salto Jalisco	TC's (sustitución)	1	69
Parque Industrial	TC's (sustitución)	1	69
Atequiza	Interruptor (sustitución)	2	69
Guadalajara II	Cuchillas (sustitución)	36	69
Total		**45**	

Cambio de alcance del proyecto P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí

Año de instrucción:
2020

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAM 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.69

CUADRO 9.10.69 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P20-OC4	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Occidental, el proyecto instruido P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto, y si bien no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica, pudieran generar dudas para llevar a cabo su ejecución.

En los Cuadros 9.10.70 a 9.10.72 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.70 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW – San Luis Potosí	230	2	7.3
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente – San Luis Potosí	230	2	0.4
Laguna San Vicente II entronque La Pila – Maniobras WTC y La Pila – Barracuda	115	4	9.8
Laguna San Vicente II – Logistik	115	1	3.65
Laguna San Vicente II – Logistik (parques industriales)	115	1	4.7
Modernización San Luis Industrial – San Luis Potosí	115	1	1.2
Total		**11**	**27.05**

CUADRO 9.10.71 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	75.0	230/115
Total	**4**		**300.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.72 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Laguna San Vicente II	Alimentador	4	230
Laguna San Vicente II	Alimentador	6	115
Tres Naciones	TC (sustitución)	1	115
La Pila	TC (sustitución)	1	115
Total		**12**	

En los Cuadros 9.10.73 a 9.10.75 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes, además de nuevos Centros de Carga que buscan conectarse en la Red Eléctrica de 115 kV. La reevaluación solicitada en 2023 por CFE Transmisión considera estos cambios con base a la Investigación de Condiciones de Mercado presentada por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.73 OBRAS DE TRANSMISIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW – San Luis Potosí	230	2	7.3
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente – San Luis Potosí	230	2	0.4
Laguna San Vicente II entronque La Pila – Maniobras WTC y La Pila – Barracuda	115	4	9.8
Laguna San Vicente II – Logistik	115	1	3.65
Laguna San Vicente II – Logistik (parques industriales)	115	1	4.7
Modernización San Luis Industrial – San Luis Potosí	115	1	1.2
Total		**11**	**27.05**

CUADRO 9.10.74 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	75.0	230/115
Total	**4**		**300.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.75 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Laguna San Vicente II	Alimentador	4	230
Laguna San Vicente II	Alimentador	6	115
Laguna San Vicente II	Interruptor (Amarre)	1	230
Laguna San Vicente II	Interruptor (Amarre)	1	115
Tres Naciones	TC (sustitución)	1	115
La Pila	TC (sustitución)	1	115
San Luis Industrial	TC (sustitución)	1	115
San Luis Potosí	TC (sustitución)	1	115
San Luis Industrial	Cuchilla	1	115
San Luis Industrial	Bus (recalibración)	1	115
San Luis II	Banco (traslado a Villa de Reyes)	1	230/115
Villa de Reyes	Banco (traslado a San Luis II)	1	230/115
Total		**20**	

Cambio de alcance del proyecto P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos

Año de instrucción:
2021

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAM 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.76:

CUADRO 9.10.76 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P21-OC2	Incremento de transformación en la zona Los Altos	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de nuevos estudios y revisión en sitio para el complemento del proyecto instruido P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos ha sufrido ligeros cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto, y no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica. En los Cuadros 9.10.77 a 9.10.80 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.77 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San Juan II Banco 2	3	230/115	75.0	230/115
Total	**3**		**225.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.78 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Jalostotitlán	Cambio de TC	2	115
San Juan II	Cambio de TC	1	115
San Juan de los Lagos	Cambio de TC	2	115
Encarnación de Díaz	Cambio de TC	1	115
Total		**6**	

CUADRO 9.10.79 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Capilla de Guadalupe	Capacitor	115	15.0
Tepatitlán	Capacitor	115	22.5
Peñuelas (traslado)	Capacitor	115	18.0
Total			**55.5**

En los Cuadros 9.10.80 a 9.10.82 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en sitio para el proyecto.

CUADRO 9.10.80 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
San Juan II Banco 2	3	230/115	75.0	230/115
Total			**225.0**	

AT. Autotransformador

CUADRO 9.10.81 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Capilla de Guadalupe	Bus Nuevo	1	115
Jalostotitlán / 1, 3	Cambio de TC	2	115
San Juan II / 1	Cambio de TC	1	115
San Juan de los Lagos / 2, 3	Cambio de TC	2	115
Encarnación de Díaz / 2	Cambio de TC	1	115
Total		**7**	

1/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de la LT Jalostotitlán-73390-San Juan II
2/ Para incrementar el límite de transmisión a 133 MVA de la LT San Juan de los Lagos-73450-Encarnación de Díaz
3/ Para incrementar el límite de transmisión a 133 MVA de la LT Jalostotitlán-73430-San Juan de los Lagos

CUADRO 9.10.82 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Capilla de Guadalupe	Capacitor	115	15.0
Tepatitlán	Capacitor	115	22.5
Peñuelas (traslado)	Capacitor	115	18.0
Total			**55.5**

Cambio de alcance del proyecto P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago

Año de instrucción:
2022

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAM 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, ver Cuadro 9.10.83:

CUADRO 9.10.83 ESTADO QUE GUARDA EL PROYECTO INSTRUIDO CON CAMBIO DE METAS FÍSICAS

PEM	Proyecto	Estado Real que Guarda el Proyecto \1
P22-OC3	Compensación reactiva para la zona Santiago	En análisis

\1 Información en base a la última información proporcionada por CFE Transmisión, febrero de 2024

Justificación:

Derivado de nuevos estudios para el complemento del proyecto instruido P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago tuvo ligeros cambios en sus metas físicas que robustecen el proyecto y no implican cambios significativos en su evaluación técnica y económica. En los Cuadros 9.10.84 y 9.10.85 se muestran las metas físicas originales, del año en que fue instruido el proyecto.

CUADRO 9.10.84 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Santiago	TC	4	115
Peñitas	TC	2	115
Total		**6**	

CUADRO 9.10.85 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Peñitas MVAr (incluye alimentador) /1	Capacitor	115	15
Acaponeta MVAr (incluye alimentador) /2	Capacitor	115	9
Total			**24.0**

1/ Incremento de 7.5 a 15 MVAR.
2/ Incremento de 5 a 9 MVAR.

En los Cuadros 9.10.86 y 9.10.87 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas para el proyecto.

Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su nuevo Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la actualización de la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas con las metas físicas actualizadas por esta EPS de la CFE.

CUADRO 9.10.86 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)
Santiago	TC	4	115
Peñitas	TC	2	115
Total		**6**	

CUADRO 9.10.87 OBRAS DE COMPENSACIÓN (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)
Peñitas MVAr (incluye alimentador) /1	Capacitor	115	15
Acaponeta MVAr (incluye alimentador) /2	Capacitor	115	12
Total			**27.0**

1/ Incremento de 7.5 a 15 MVAR.
2/ Incremento de 5 a 12 MVAR.

Cambio de Alcance del Proyecto P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Año de instrucción:
2015

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, el estatus del proyecto se encuentra en: **En análisis**.

El Cuadro 9.10.88 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **"P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza"**.

CUADRO 9.10.88. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EN LA SE ESPERANZA (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2023	GCR	Estado
Esperanza MVAr	Reactor	13.8	21.0	oct-26	Noroeste	Sonora
Total			**21.0**			

Justificación:

El proyecto P15-NO3 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta julio de 2025. Sin embargo, se tienen las siguientes consideraciones.

En 2024, motivado por la saturación de la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma de 225 MVA de capacidad, se realizará un proyecto temporal que considera trasladar el equipo de transformación de la SE Esperanza a la SE Hermosillo Loma, y en su lugar se instalará un equipo de transformación de 100 MVA proveniente de la SE Cananea, por lo que la entrada en operación del proyecto Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza se ajustará hasta que el equipo de transformación de 225 MVA regrese a la SE Esperanza y pueda conectarse al terciario del AT. La fecha tentativa de regreso del equipo de transformación a la SE Esperanza que se prevé es posterior a la entrada en operación del proyecto P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo con fecha factible de noviembre 2027. Por tanto, el requerimiento del proyecto de compensación capacitiva reactiva se difiere a diciembre de 2027.

En el Cuadro 9.10.89 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto “Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza”.

CUADRO 9.10.89. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EN LA SE ESPERANZA (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2024	GCR	Estado
Esperanza MVAr	Reactor	13.8	21.0	dic-27	Noroeste	Sonora
Total			**21.0**			

Cambio de Alcance del Proyecto D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1

Año de instrucción:
2021 (julio)

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1, el estatus del proyecto se encuentra en: **Por autorizar**.

En los Cuadros 9.10.90 se muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **“Villa Mercedes Banco 1”**.

CUADRO 9.10.90. OBRAS DEL PROYECTO VILLA MERCEDES (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible PAMRNT 2023	Área	Estado
Villa Mercedes entronque Hermosillo Loma – Quiroga	115	2	8.8	abr-25	Noroeste	Sonora
Total			**8.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible PAMRNT 2023	Área	Estado
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	Noroeste	Sonora
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2023	Área	Estado
Villa Mercedes MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	Noroeste	Sonora
Total			**2.4**			

Justificación:

Derivado del diferimiento de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Noroeste y específicamente al proyecto P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo que registra una fecha factible de entrada en operación de noviembre de 2027 y que considera dentro del alcance del proyecto la LT Hermosillo Loma – Quiroga, la cual sería utilizada para conectar el proyecto instruido D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1 en abril de 2025, por lo que se requiere de cambios en la conectividad del proyecto que modificarán sus metas físicas y que permitirán la realización del proyecto D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1 permitiendo el suministro de la carga y lo establecido en el Código de Red.

La nueva conexión de la SE Villa Mercedes se requiere interconectar en la LT Ladrilleras – Parque Industrial Hermosillo en 115 kV, sin embargo, para su puesta en operación se requiere una reconfiguración de elementos de transmisión en el área de influencia para incrementar la Confiabilidad. Mediante el **Oficio No. PLAN-314/2023**, por parte de la División de Distribución Noroeste hacia la GRTNO se pide gestionar los recursos para ejecutar la obra denominada **"Cambio de conductor 2 C 0.1 km de 1000 AL XLP CS, por conductor equivalente a una capacidad de 179 MVA, de la línea Hermosillo Loma-Pueblitos (73760) y Pueblitos-Ladrilleras (73M10)**". Es necesario realizar la recalibración de las LTCPS Hermosillo Loma – Pueblitos y Pueblitos – Ladrilleras, ambas en 115 kV para poder suministrar la demanda del área de influencia.

En el Cuadro 9.10.91 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas ante el diferimiento de la LT Hermosillo Lomas - Quiroga. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes.

CUADRO 9.10.91. OBRAS DEL PROYECTO VILLA MERCEDES (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible PAMRNT 2024	Área	Estado
Villa Mercedes entronque Ladrilleras – Parque Industrial Hermosillo	115	2	**8.0**	dic-25	Noroeste	Sonora
Total			**8.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible PAMRNT 2024	Área	Estado
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	dic-25	Noroeste	Sonora
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2024	Área	Estado
Villa Mercedes MVAr	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	Noroeste	Sonora
Total			**2.4**			

Cambio de alcance del proyecto Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur – Noroeste

Año de instrucción:
2015

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAM 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, el estatus del proyecto se encuentra en: **Por Concursar**.

El Cuadro 9.10.92 muestra un resumen de las Subestaciones Eléctricas en las cuales se instalará compensación capacitiva dentro del proyecto **"Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur - Noroeste"**, se pueden apreciar las metas físicas del proyecto original.

CUADRO 9.1.092. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO COMPENSACIÓN CAPACITIVA BAJA CALIFORNIA – BAJA CALIFORNIA SUR – NOROESTE (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

PEM	Subestación Eléctrica	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2023	Área	Estado
P15-NO2	Guamuchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	ene-24	Noroeste	Sinaloa
P15-BC3	Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	ene-24	Baja California	Baja California
	Parque Industrial San Luis MVAr	Capacitor	161	21.0	ene-24	Baja California	Sonora
P15-BC4	San Simon MVAr	Capacitor	115	7.5	ene-24	Baja California	Baja California
P15-BC5	México MVAr	Capacitor	69	16.0	ene-24	Baja California	Baja California
	Río MVAr	Capacitor	69	16.0	ene-24	Baja California	Baja California
P15-BS1	Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	dic-23	Baja California Sur	Baja California Sur
P15-BS2	Bledales MVAr	Capacitor	115	12.5	dic-23	Baja California Sur	Baja California Sur

Justificación:

Derivado de los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión y modificaciones topológicas motivadas por Red Eléctrica de transmisión asociada a proyectos

estratégicos y aunado al crecimiento acelerado en los últimos años que se ha registrado en el SIBC y el SIBCS en el ámbito de la Gerencia de Control Baja California, los proyectos P15-BS2 Bledales MVAr y P15-BC3 Parque Industrial San Luis MVAr, pertenecientes al proyecto instruido Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur - Noroeste se presentan modificaciones en sus metas físicas que permitirán cumplir lo establecido en el CdR.

Las obras de compensación "Packard MVAr" y "Parque Industrial San Luis MVAr" fueron propuestas desde el PAMRNT 2015-2029 e instruidas por SENER en 2015 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2017. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2025, sin embargo, motivado por la futura entrada en operación del proyecto CCC SLRC estimada en abril de 2025 y que entre su obras de refuerzo asociadas la barra de 161 kV en la SE Parque Industrial será eliminada por la necesidad de implementar un cambio de tensión en la operación de la Red Eléctrica de la zona San Luis Río Colorado, se requiere que el proyecto Parque Industrial MVAr sea instalado otra Subestación Eléctrica.

En primera instancia el banco de capacitores, que originalmente se instalaría en la SE Parque Industrial San Luis se reprogramó para entrar en operación en la nueva SE Paredones Potencia en 161 kV, pero debido a los retrasos en la construcción de ésta Subestación Eléctrica que se ha diferido a abril de 2026, se reprograma a la nueva ubicación en la SE Carranza en 161 kV, la cual se encuentra en operación y pertenece al área de influencia que atiende la problemática de soporte de potencia reactiva de manera local para mejorar los niveles de tensión en condiciones normales y ante contingencia.

El incremento en la capacidad del banco de capacitores en la SE Bledales en 115 kV obedece a las necesidades de potencia reactiva de manera local para mantener el nivel de tensión en límites de operación permitidos y a la homologación con las capacidades comerciales y que se tienen a nivel nacional. En 2023 para su Caso de Negocio para el proceso de contratación CFE Transmisión solicitó la reevaluación solicitada por CFE Transmisión considerando la Investigación de Condiciones de Mercado presentada por esta EPS de la CFE.

En el Cuadro 9.10.93 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto "Compensación capacitiva Baja California – Baja California Sur – Noroeste".

CUADRO 9.10.93. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO COMPENSACIÓN CAPACITIVA BAJA CALIFORNIA – BAJA CALIFORNIA SUR – NOROESTE (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

PEM	Subestación Eléctrica	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2024	Área	Estado
P15-NO2	Guamuchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-25	Noroeste	Sinaloa
P15-BC3	Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-25	Baja California	Baja California
	Carranza MVAr (antes Parque Industrial San Luis MVAr)	Capacitor	161	21.0	abr-25	Baja California	Baja California
P15-BC4	San Simon MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	Baja California	Baja California
P15-BC5	México MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-25	Baja California	Baja California
	Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-25	Baja California	Baja California
P15-BS1	Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	Baja California Sur	Baja California Sur
P15-BS2	Bledales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	Baja California Sur	Baja California Sur

Cambio de Alcance del Proyecto CFE20-GCC-R Obras de Refuerzo C. C. C. González Ortega

Año de instrucción:
2021 (febrero)

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, CFE20-GCC-R Obras de refuerzo C. C. C. González Ortega, el estatus del proyecto se encuentra en: **Contratación**.

El Cuadro 9.10.94 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **"CFE20-GCC-R Obras de refuerzo C. C. C. González Ortega"**.

CUADRO 9.10.94. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO DE REFUERZOS DE LA C. C. C. GONZÁLEZ ORTEGA (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible PAMRNT 2023	GCR	Estado
La Rosita - La Herradura / 3, 7	400	2	112.0	ene-24	Baja California	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3	230	2	16.0	ene-24	Baja California	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	ene-24	Baja California	Baja California
Total			**128.4**			

3/ Tendido del primer circuito

7/ Operación Inicial en 230 kV

Justificación:

El proyecto estratégico instruido CFE20-GCC Obras de Refuerzo CCC González Ortega ha sufrido cambios en sus metas físicas que robustecen y optimizan las inversiones futuras en el ámbito de la GCRBC permitiendo así cumplir lo establecido en el CdR. La actualización de las metas físicas fue autorizada por SENER a CFE Transmisión y se reevaluó el proyecto, se indica para que se consideren estas en los PAMRNT futuros.

El proyecto CFE20-GCC considera la interconexión de unidades de Centrales Eléctricas de Generación que integran el proyecto en los niveles de tensión de 230 kV y 161 kV, de manera que sea posible incorporar los requerimientos de energía eléctrica al oriente de la ciudad de Mexicali, que ha resultado ser el lugar de mayor déficit en cuanto a recursos de potencia activa y reactiva. Adicionalmente, con la finalidad de evacuar los excedentes de generación de energía eléctrica que se registren en condiciones de baja demanda en la zona Valle del SIBC, se requiere incrementar la capacidad de transmisión entre la región Valle y la Región Costa, lo que permitirá despachar la Central Eléctrica sin restricciones físicas en los elementos de transmisión y transformación para satisfacer la demanda de energía eléctrica del SIBC, lo que resultaría en una disminución del costo de operación en el nivel sistema.

En el Cuadro 9.10.95 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto CFE20-GCC-R Obras de Refuerzo C. C. C. González Ortega, derivado de nuevas necesidades para estar en condiciones de incrementar la capacidad de transmisión entre la región Valle y la Región Costa.

CUADRO 9.10.95. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO DE REFUERZOS DE LA C. C. C. GONZÁLEZ ORTEGA (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Factible PAMRNT 2024	GCR	Estado
La Rosita - La Herradura / 3, 4, 5, 6	400	2	224.0	**oct-25**	Baja California	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3, 4	230	2	32.0	**oct-25**	Baja California	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	**oct-25**	Baja California	Baja California
Total			**256.4**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

5/ Operación Inicial en 230 kV

6/ Considera la conectividad de la LT Wisteria – La Rosita a la nueva LT para formar la LT Wisteria – Herradura.

Cambio de Alcance del Proyecto P16-BS2 Camino Real MVAr

Año de instrucción:
2018

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAM 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, P16-BS2 Camino Real MVAr, el estatus del proyecto se encuentra en: **En análisis**.

El Cuadro 9.10.96 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **"Camino Real MVAr"**.

CUADRO 9.10.96. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P16-BS2 CAMINO REAL MVAR (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

PEM	Nombre	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2023	Área	Estado
P16-BS2	Camino Real MVAr	Capacitor	115	12.5	ago-27	Baja California	Baja California

Justificación:

Derivado de la priorización de obras instruidas en la RNT a nivel nacional y a los retrasos en la ejecución de obras instruidas por parte de CFE Transmisión, y debido a la entrada de nuevos Centros de Carga que incrementan los flujos de potencia en la zona de influencia, particularmente en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California, el proyecto instruido P16-BS2 Camino Real MVAr ha sufrido cambios en sus metas físicas debido a los crecimientos en las necesidades de la suministro en la carga que se ha registrado en los últimos años en el área de influencia de la SE Camino Real. Por tanto, se realizaron los estudios y se reevaluó el proyecto en 2022 a solicitud de CFE Transmisión para su Caso de Negocio para el proceso de contratación por parte de esta EPS de CFE, para finalmente concluir la necesidad de incrementar la capacidad de suministro de potencia reactiva, con lo cual permitirá cumplir lo establecido en el CdR. En el Cuadro 9.10.97 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto P16-BS2 Camino Real MVAr, derivado de nuevas necesidades de alcance detectadas en las reevaluaciones del proyecto. Dichas necesidades se presentan por el retraso en la construcción de las obras y el incremento en la demanda de la zona, tanto residencial como de servicios e industrias existentes en 115 kV.

CUADRO 9.10.97. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO P16-BS2 CAMINO REAL MVAR (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

PEM	Nombre	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2024	Área	Estado
P16-BS2	**Camino Real MVAr**	Capacitor	115	**22.5**	**jul-27**	Baja California	Baja California

Cambio de fecha de entrada en operación del Proyecto CFE20-PCC-R SE Olas Altas Banco 2 (Antes Obras de Refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur)

Año de instrucción:
2021 (febrero)

Estatus:
Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, CFE20-PCC SE Olas Altas Banco 2 (antes Obras de refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur), el estatus del proyecto se encuentra en: **Construcción / Ejecución** que considera únicamente el equipo de transformación Olas Altas Banco 2 como obras de refuerzo.

El Cuadro 9.10.98 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **CFE20-PCC-R SE Olas Altas Banco 2 (antes Obras de refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur)**.

CUADRO 9.10.98. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CFE20-PCC OLAS ALTAS BANCO 2 (ANTES OBRAS DE REFUERZO ASOCIADAS A LA CC BAJA CALIFORNIA SUR) (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible PAMRNT 2023	GCR/Estado
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	feb-24	Baja California Sur
Total			**100.0**			

Justificación:

La SENER clasificó como proyectos estratégicos a nuevas Centrales Eléctricas que por su contribución e implicación en el fortalecimiento de la política energética nacional son de gran importancia para el desarrollo del país y que se encuentran relacionados con el PND 2019-2024, fueron seis proyectos incluidos en el PIIRCE 2020-2034 y posteriormente fueron publicados en el PAMRNT 2020-2034, entre los proyectos se encuentra el Proyecto Estratégico Central Ciclo Combinado Baja California Sur (CCC BCS), inicialmente se consideró incorporar las unidades de generación dentro del predio de la Central Punta Prieta y una parte de los refuerzos asociados a la entrada en operación del proyecto CCC BCS incorporaba un nuevo equipo de transformación con una capacidad de 100 MVA que se instalaría en la SE Olas Altas, se registró una fecha de entrada en operación factible en abril de 2024.

Posteriormente, se realizaron estudios técnicos que determinaron la imposibilidad de adicionar nuevas unidades de generación en el predio de la Central Eléctrica Punta Prieta y se modificó su Red Eléctrica de interconexión ya se estableció un nuevo sitio para emplazar la CCC BCS colindante a la CE Baja California Sur y que enviaría la energía eléctrica a la SE Coromuel en el nivel de tensión de 115 kV, a este proyecto, se le asoció como refuerzo de Red de Transmisión la realización del banco de Transformación Olas Altas Banco 2 con una FEOF de noviembre de 2025.

Sin embargo, por la necesidad de reducir el déficit de generación en el corto plazo en el SIBCS, CFE realizó la incorporación de nuevas unidades turbogás que fueron instaladas en la Central Baja California Sur en 230 kV (4 unidades de 36 MW cada una) y dos unidades de 36 MW se instalaron en la Central Punta Prieta, por esta razón, se difirió el proyecto de la Central de Ciclo Combinado Baja California Sur.

Actualmente, se presenta una alta concentración de unidades de generación en la zona La Paz en el nivel de 115 kV que deben ser transmitidos mediante los enlaces de interconexión existentes entre la zona La Paz y Los Cabos para atender el suministro de la carga en la zona Los Cabos. Los excedentes de generación en Zona Constitución originan que el excedente de energía se envíe hacia la red de 115 kV de Zona La Paz. A su vez, el incremento de la capacidad de generación el cual se ubica principalmente en zona La Paz al nivel de 115 kV ocasiona que se tenga que enviar hacia la Red Eléctrica de 230 kV por medio del Autotransformador AT-10 de Olas Altas para su transmisión hacia la zona deficitaria de energía que es la zona Los Cabos.

Al alcanzar su límite de operativo de transmisión en 85 MW a través del Banco 1 de Olas Altas, se presenta una congestión en el elemento de transformación que ante la contingencia de propio equipo de transformación o falla sencilla de la LT El Triunfo – Santiago en 115 kV lleva al SIBCS a una condición de emergencia cuando se tiene indisponible o en mantenimiento una unidad de generación en la CCI Baja California Sur y se presenta una falla en cualquiera de las unidades instaladas en la CCI BCS, por lo que se realizarían las acciones correctivas con lo que activa el DAG o DAC para mantener la Confiabilidad y seguridad en el SIBCS, esta condición de operación se presenta en algunos escenarios de demanda particularmente en el día en diferentes periodos estacionales, lo que repercute en la Confiabilidad y en el incremento en los costos de operación del SIBCS o ENS.

Por tanto, será posible incrementar la capacidad de transformación en el área de influencia mediante un nuevo banco de transformación que resulta en la ampliación en la capacidad de transformación en la SE Olas Altas Banco 2 que permitirá incrementar la capacidad de transformación y de transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos, lo que permitirá disponer de la totalidad de la generación instalada y conectada en la Red Eléctrica en 115 kV hacia el resto del SIBCS.

Con este proyecto se atenderá uno de los objetivos estratégicos de satisfacer la oferta y la demanda de energía eléctrica optimizando el despacho de energía eléctrica cumpliendo con los parámetros establecidos en el CdR; y permite la integración gradual de Energía Limpia en las zonas de Constitución y La Paz para el cumplimiento de las Metas de reducción de emisiones de GEI.

Actualmente, la fecha estimada de entrada en operación del proyecto estratégico C. C. C. Baja California Sur se detecta en el PIIRCE que derivado de la obsolescencia por antigüedad y la tasa de salida forzada del parque de generación que debe estar para el segundo semestre de 2026, mientras que la fecha estimada de entrada en operación de banco de transformación Olas Altas Banco 2 es noviembre de 2024, para finalmente, realizar el resto de las obras de interconexión previo a la entrada del al Central Eléctrica.

En el Cuadro 9.10.99 se muestran las metas físicas actualizadas del proyecto de obras de refuerzo de la C. C. C. Baja California Sur derivado de modificaciones en las fechas estimadas.

CUADRO 9.10.98. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO CFE20-PCC OLAS ALTAS BANCO 2 (ANTES OBRAS DE REFUERZO ASOCIADAS A LA CC BAJA CALIFORNIA SUR), (METAS FÍSICAS ACTUALIZADAS)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Factible PAMRNT 2024	GCR/Estado
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	nov-24	Baja California Sur
Total			**100.0**			

Cambio de Alcance del Proyecto P20-BS3 Solución Integral al Suministro de Energía Eléctrica de La Zona Constitución

Año de instrucción:
2021 (febrero)

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de CFE Transmisión, durante el ejercicio del PAMRNT 2024-2038 se cuenta con la siguiente información referente al proyecto, el estatus del proyecto se encuentra en: **En análisis**.

El Cuadro 9.10.100 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **"P20-BS3 Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución"**.

CUADRO 9.10.100. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EN LA ZONA CONSTITUCIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2023	GCR	Estado
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	mar-27	Baja California Sur	Baja California Sur
Total			**100**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Justificación:

Motivado por lo observado en PIIRCE del CCC Baja California Sur para segundo semestre 2026, se tiene un balance carga -generación limitado que no permite reducir en los periodos de alta demanda la generación de mayor costo en el SIBCS con combustible diésel y combustóleo de la Central Agustín Olachea, por tal motivo, no es posible transmitir excedentes de generación de la zona La Paz a la zona Constitución al no tener en operación nuevos proyectos. Por tanto, el proyecto P20-BS3 **Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución** será necesario hasta que se tengan en operación los nuevos proyectos de Ciclo Combinado operando en la zona La Paz.

Actualmente CFE Transmisión tiene el proyecto en análisis, una vez que solicite la reevaluación del proyecto para su nuevo Caso de Negocio para la contratación de este, se entregará la nueva FIP con la actualización de la Investigación de Condiciones de Mercado proporcionadas con las metas físicas actualizadas por esta EPS de la CFE.

En el Cuadro 9.10.101 se muestran la modificación en la fecha de entrada en operación del proyecto de compensación dinámica en la zona Constitución.

CUADRO 9.10.101. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO EN LA ZONA CONSTITUCIÓN (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Factible PAMRNT 2024	GCR	Estado
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	dic-27	Baja California Sur	Baja California Sur
Total			**100**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Cambio de Alcance del Proyecto P19-NO2 Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste.

Año de instrucción:
2019

Estatus:

El proyecto P19-NO2 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019 a CFE, con una fecha de entrada en operación de abril de 2023. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2026 y motivado por el costo del proyecto se pretende realizarlo por fases para dar prioridad a los enlaces que presentan problemática de sobrecarga con Red Eléctrica completa.

El Cuadro 9.10.100 muestra un resumen de las metas físicas que originalmente tenía el proyecto **"P19-NO2 "Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste"**.

CUADRO 9.10.100. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Zona	Fecha Operación	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud del tramo subterráneo (km-c)	Metas físicas del proyecto (km-c)
1	Nogales Aeropuerto - 73640 – Industrial San Carlos	Nogales	2005	AL-XLP-750	1.670	1.670
2	Nogales - 73B00 - Industrial San Carlos	Nogales	2009	AL-XLP-750	1.670	1.670
3	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech	Hermosillo	1984	AL-XLP-750	1.574	1.700
4	Hermosillo Cuatro - 73000 – Hermosillo Seis	Hermosillo	2001	AL-XLP-1000	2.532	2.300
5	Hermosillo Uno - 73280 – Hermosillo Nueve	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	1.020	0.100
6	Dynatech - 73D20 – Rolando García Urrea	Hermosillo	2009	AL-XLP-750/CU XLP 1000	3.073/3.827	6.970
7	Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	0.40	0.40
8	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	Hermosillo	2011	AL-XLP-1000	8.680	6.970
9	Hermosillo Loma - 73160 – Hermosillo Dos	Hermosillo	2010	CU-XLP-750/AL XLP 1000	3.460/2.040	5.650
10	Hermosillo Loma - 73770 – Hermosillo Misión	Hermosillo	2002	CU-XLP-750	4.500	4.650
11	Hermosillo Loma - 73760 - Pueblitos	Hermosillo	2002	AL-XLP-1000	0.100	0.100
12	Hermosillo Uno - 73080 - Rolando García Urrea	Hermosillo	2002	CU-XLP-1000	7.070	9.800
13	Hermosillo Seis - 73170 – Hermosillo Misión	Hermosillo	2008	CU XLP 1000/CU XLP 750/AL-XLP-1000	1.150/1.635/0.688	3.600
14	Portales - 73M20 – Hermosillo Dos	Hermosillo	1966	CU XLP 1000/CU XLP 750/AL-XLP-750/AL XLP 1000	0.697/0.700/4.989/0.350	6.500
15	Bácum - 73590 – Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	CU-XLP-1000/AL XLP 1000	2.700/1.510	4.210
16	Bácum - 73930 - Providencia	Obregón	2009	AL-XLP-1000	0.250	0.250
17	Providencia - 73990 – Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	CU-XLP-1600/AL XLP 1000	2.700/1.390	4.090
18	Ciudad Obregón Cuatro - 73970 – Obregón Uno	Obregón	2009	AL-XLP-1000	4.960	11.000
19	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Obregón	2008	CU-XLP-750	2.344	2.344
20	Louisiana - 73230 - Centenario	Los Mochis	2002	AAC-XLP-750	4.000	3.600
21	Louisiana - 73210 – Mochis Centro	Los Mochis	2002	AL-XLP-1000	3.500	3.700
22	Culiacán Cuatro - 73950 – Costa Rica	Culiacán	1982	AL-XLP-750	1.201	1.300
23	Culiacán Tres - 73890 – Culiacán Centro	Culiacán	1992	CU XLP 1000/AL-XLP-750	1.448/.800	2.248
24	Culiacán Tres - 73880 – Isla Musala	Culiacán	1992	CU-XLP-1000	1.300	1.300
25	Culiacán Uno - 73J00 – Jaime Sevilla Poyastro	Culiacán	2009	AL-XLP-750/CU XLP 1000	3.500/1.883	5.333
26	Culiacán Oriente - 73J10 – Isla Musala	Culiacán	2011	CU XLP 1000/AL-XLP-750	0.450/2.500	2.950
27	Mazatlán Uno - 73560 – Mazatlán Centro	Mazatlán	2003	CU-XLP-750	2.492	2.492
28	Mazatlán Dos - 73K40 – Subestación Villa Unión	Mazatlán	2014	AL-XLP-750	9.373	9.310
29	Mazatlán Dos - 73K00 – Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	9.130	10.510
30	Mazatlán Aeropuerto - 73K10 - Subestación Villa Unión	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	1.200	1.200
31	Mazatlán Norte - 73550 – Del Mar	Mazatlán	1988	CU-XLP-750	3.632	3.632
Total					**113.688**	**121.549**

Justificación:

Motivado por el diferimiento del proyecto P19-NO2, en las zonas de carga de la GCR Noroeste se tienen restricciones de transmisión en diversas Líneas de Transmisión con nivel de operación en 115 kV que se componen de tramos que contienen Cable de Potencia Subterráneos, por tal motivo, se han implementado Estrategias Operativas que temporalmente permiten el suministro de la carga degradando la vida útil de elemento de transmisión o realizando redespachos que terminan incrementando el costo de operación.

Actualmente CFE Transmisión tiene la intención de solicitar la reevaluación del proyecto P19-NO2 para su Caso de Negocio y posterior contratación, CENACE entregará la nueva FIP con la actualización de costos en concordancia con la Investigación de Condiciones de Mercado que proporciona CFE Transmisión y se actualizarán las metas físicas del proyecto.

SENER solicitó al CENACE un estudio integral para eliminar las problemáticas de transmisión, transformación y compensación en la zona Nogales motivado por el desarrollo de tres polos de desarrollo industrial, por tanto, se ha propuesto una alternativa de solución que permite eliminar la restricción de los tramos con Cable de Potencia Subterráneo de la dos Líneas de Transmisión registradas en el proyecto P19-NO2, lo que permitirá realizarla a la brevedad en el corto plazo.

En el Cuadro 9.10.101 se muestran metas físicas del proyecto al eliminar las dos Líneas de Transmisión de la zona Nogales que estaban asociadas al proyecto P19-NO2, por lo que se reducen a 29 enlaces con problemática de sobrecarga.

CUADRO 9.10.101. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO (METAS FÍSICAS ORIGINALES)

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Zona	Fecha Operación	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud del tramo subterráneo (km-c)	Metas físicas del proyecto (km-c)
1	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech	Hermosillo	1984	AL-XLP-750	1.574	1.700
2	Hermosillo Cuatro - 73000 – Hermosillo Seis	Hermosillo	2001	AL-XLP-1000	2.532	2.300
3	Hermosillo Uno - 73280 – Hermosillo Nueve	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	1.020	0.100
4	Dynatech - 73D20 – Rolando García Urrea	Hermosillo	2009	AL-XLP-750/CU XLP 1000	3.073/3.827	6.970
5	Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	0.40	0.40
6	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	Hermosillo	2011	AL-XLP-1000	8.680	6.970
7	Hermosillo Loma - 73160 – Hermosillo Dos	Hermosillo	2010	CU-XLP-750/AL XLP 1000	3.460/2.040	5.650
8	Hermosillo Loma - 73770 – Hermosillo Misión	Hermosillo	2002	CU-XLP-750	4.500	4.650
9	Hermosillo Loma - 73760 - Pueblitos	Hermosillo	2002	AL-XLP-1000	0.100	0.100
10	Hermosillo Uno - 73080 - Rolando García Urrea	Hermosillo	2002	CU-XLP-1000	7.070	9.800
11	Hermosillo Seis - 73170 – Hermosillo Misión	Hermosillo	2008	CU XLP 1000/CU XLP 750/AL-XLP-1000	1.150/1.635/0.688	3.600
12	Portales - 73M20 – Hermosillo Dos	Hermosillo	1966	CU XLP 1000/CU XLP 750/AL-XLP-750/AL XLP 1000	0.697/0.700/4.989/0.350	6.500
13	Bácum - 73590 – Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	CU-XLP-1000/AL XLP 1000	2.700/1.510	4.210
14	Bácum - 73930 - Providencia	Obregón	2009	AL-XLP-1000	0.250	0.250
15	Providencia - 73990 – Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	CU-XLP-1600/AL XLP 1000	2.700/1.390	4.090
16	Ciudad Obregón Cuatro - 73970 – Obregón Uno	Obregón	2009	AL-XLP-1000	4.960	11.000
17	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Obregón	2008	CU-XLP-750	2.344	2.344
18	Louisiana - 73230 - Centenario	Los Mochis	2002	AAC-XLP-750	4.000	3.600
19	Louisiana - 73210 – Mochis Centro	Los Mochis	2002	AL-XLP-1000	3.500	3.700
20	Culiacán Cuatro - 73950 – Costa Rica	Culiacán	1982	AL-XLP-750	1.201	1.300
21	Culiacán Tres - 73890 – Culiacán Centro	Culiacán	1992	CU XLP 1000/AL-XLP-750	1.448/.800	2.248

22	Culiacán Tres - 73880 – Isla Musala	Culiacán	1992	CU-XLP-1000	1.300	1.300
23	Culiacán Uno - 73J00 – Jaime Sevilla Poyastro	Culiacán	2009	AL-XLP-750/CU XLP 1000	3.500/1.883	5.333
24	Culiacán Oriente - 73J10 – Isla Musala	Culiacán	2011	CU XLP 1000/AL-XLP-750	0.450/2.500	2.950
25	Mazatlán Uno - 73560 – Mazatlán Centro	Mazatlán	2003	CU-XLP-750	2.492	2.492
26	Mazatlán Dos - 73K40 – Subestación Villa Unión	Mazatlán	2014	AL-XLP-750	9.373	9.310
27	Mazatlán Dos - 73K00 – Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	9.130	10.510
28	Mazatlán Aeropuerto - 73K10 - Subestación Villa Unión	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	1.200	1.200
29	Mazatlán Norte - 73550 – Del Mar	Mazatlán	1988	CU-XLP-750	3.632	3.632
Total					**110.348**	**118.209**

10

Modernización de la RNT y las RGD del MEM

10. MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

Como lo define la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la Comisión Federal de Electricidad a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

Desde 2017, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras de modernización con base en las propuestas realizadas por CFE Transmisión a CENACE en cada PAMRNT; las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos modernización del SEN para el suministro de energía eléctrica en el mediano plazo.

Es relevante indicar que se ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y se ha confirmado su requerimiento, mediante la revisión de la fecha de entrada necesaria. Estos proyectos son congruentes con la política energética de la presente Administración Pública Federal.

De 2017 a diciembre de 2023, la SENER ha instruido 45 proyectos de Modernización de la RNT, todos los proyectos fueron asignados a CFE Transmisión para su realización.

En el Cuadro 10.1.1 se presenta un resumen de los proyectos instruidos de Modernización de la RNT por la SENER de 2017 a diciembre de 2023, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo 8.

Adicionalmente, se incluyen los avances constructivos y las fechas factibles de término de cada proyecto, esto es, considerando la información con actualización de Fechas de Entrada en Operación Factibles proporcionadas en mayo de 2024 por CFE Transmisión.

CUADRO 10.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-24	2017	Ejecución o Construcción / 72 %
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	jun-25	2018	Ejecución o Construcción / 55.3 %
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	abr-25	2018	Por concursar / 0 %
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	nov-26	2018	Actividades y Estudios Previos / 0 %
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-30	2019	En Revisión / 0 %
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	oct-26	2018	En Revisión / 0 %
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	oct-26	2019	En Revisión / 0 %
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-27	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de Líneas de Transmisión Subterráneas en la Zona de Carga Veracruz	M23-OR1	dic-24	dic-26	2023	En Revisión / 0 %
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	M20-CE1	jun-23	jul-28	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	jul-28	2021 (julio)	En Revisión / 0 %

... Continuación

CUADRO 10.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	dic-30	2019	En Revisión / 0 %
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	jul-26	dic-27	2023	En Revisión / 0 %
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	M20-OR2	jun-23	dic-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	oct-26	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-27	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-30	2019	En Revisión / 0 %
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115 kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	jul-30	2022	En Revisión / 0 %
Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	jul-28	2018	En Revisión / 0 %
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	dic-27	2018	En Revisión / 0 %
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	oct-26	2019	En Revisión /} 0 %
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	dic-30	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %

... Continuación

CUADRO 10.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Etapa
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam	M21-NO2	abr-22	dic-30	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	dic-27	2021 (febrero)	En Revisión / 0 %
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	dic-30	2019	En Revisión / 0 %
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-27	2021 (julio)	En Revisión / 0 %
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	jul-27	2017	En Análisis / 0 %
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	abr-26	dic-30	2022	En Revisión / 0 %
Modernización de arreglo de barras en la SE Puerto Peñasco en 115 kV	M23-NO1	abr-25	dic-27	2023	En Revisión / 0 %

En la Figura 10.1.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT instruidos por SENER de 2015 a 2022 y en la Figura 10.1.2 los instruidos en 2023.

Cabe mencionar que los proyectos “Red Eléctrica Inteligente (REI)”, “Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de Líneas de Transmisión limitadas por equipo serie” y “Sistema de Medición del MEM” comprenden a todo el SEN, por lo cual no se muestran en el mapa. De igual forma el proyecto “Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste” abarca a un número importante de Subestaciones Eléctricas en la GCR Noreste.

También, es importante recalcar que los proyectos de modernización de la RNT involucran la recalibración de 40 km-c de Líneas de Transmisión en 400 kV y de 96.6 km-c en 115 kV en los estados de Veracruz, Puebla, Durango y Chihuahua, se adicionan 43.5 km-circuito asociados a los proyectos de modernización que eliminan derivaciones de Líneas de Transmisión o tramos para conectar Subestaciones Eléctricas, particularmente en los estados de Sinaloa, Hidalgo y Sonora.

Adicionalmente, se reemplazarán 1,661.6 MVA de transformación de la RNT, al haber cumplido su vida útil, en los estados de Baja California, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz. Esto permitirá mantener la Confiabilidad en el suministro eléctrico en las zonas de influencia de dichos bancos de transformación.

En cuanto a compensación de potencia reactiva, se reemplazará el CEV en la SE Temascal III al haber cumplido su vida útil, con una capacidad de ±300 MVAr y se modernizarán equipos de protección y control, sistema de enfriamiento y válvulas de tiristores en siete CEV adicionales. De igual forma se modernizarán los equipos de protección y control de la compensación serie instalada en las SE Donato Guerra y Temascal III. Se modernizará el Controlador y equipos asociados, Protecciones, válvulas de Tiristores y Sistema de Enfriamiento del CEV de la SE Nopala y finalmente, se sustituirán 67.5 MVAr de compensación capacitiva en la zona Los Cabos ya que los equipos instalados se han degradado en su aporte de potencia reactiva.

Dichos proyectos de modernización permitirán aumentar la Confiabilidad de la RNT y permitirán mantener las capacidades de transmisión existentes en los enlaces de transmisión involucrados.

Finalmente, se tienen diferentes proyectos de modernización de Subestaciones Eléctricas, ya se

va la modificación del arreglo de barras o de la sustitución de equipo que sobrepasa su capacidad nominal en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Durango, Coahuila, Veracruz y Quintana Roo. Estas obras permitirán aumentar la Confiabilidad del suministro eléctrico y brindarán una mayor seguridad al personal y al equipo instalado en dichas Subestaciones Eléctricas

FIGURA 10.1.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER DE 2015 A 2022

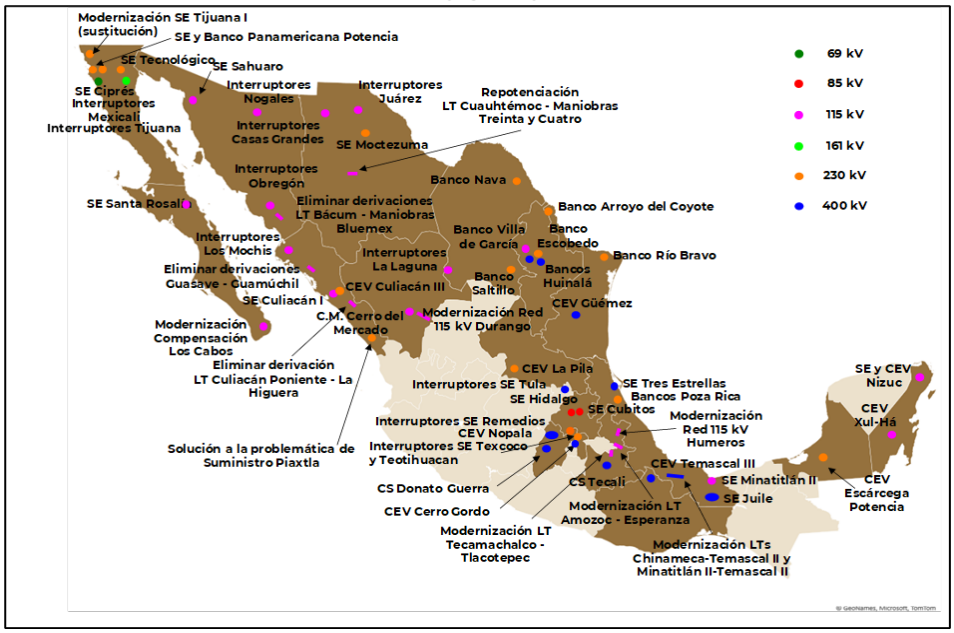
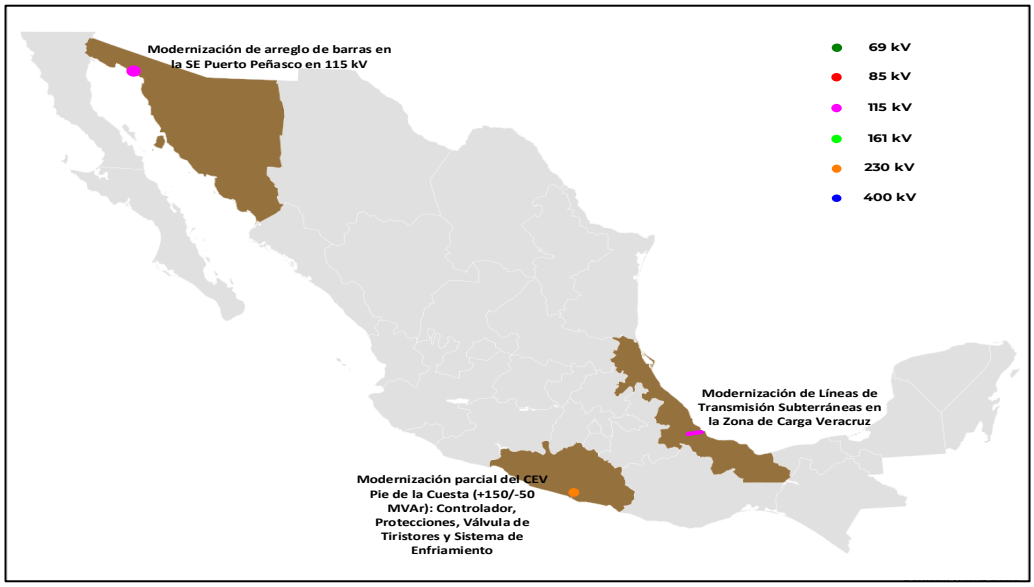


FIGURA 10.1.2. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2023



10.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

PROYECTOS PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA RNT

En reuniones de trabajo entre las GCR del CENACE y las GRT de CFE Transmisión se revisaron las propuestas de modernización de equipo eléctrico a cargo de la empresa productiva del Estado.

Como resultado de la interacción CENACE – CFE Transmisión, CENACE considera solo aquellos proyectos que cumplen con los criterios descritos en la sección 10.1 para su justificación técnica y económica.

En el Cuadro 10.2.1 se muestran los proyectos de modernización identificados por CFE Transmisión y acordados con CENACE. Adicionalmente en el Cuadro 10.2.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2024 – 2038 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT

CUADRO 10.2.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2024-2038

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Incremento de Confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac	M24-OR1	Oriental	sep-23	d	El proyecto consiste en la modernización integral del arreglo en la SE Zocac, para las secciones de 230 y 115 kV.
Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	M24-BC1	Baja California	abr-29	d	El proyecto consiste en modificación de topología que permite reducir la energía no suministrada ante contingencia

Categorías aplicables

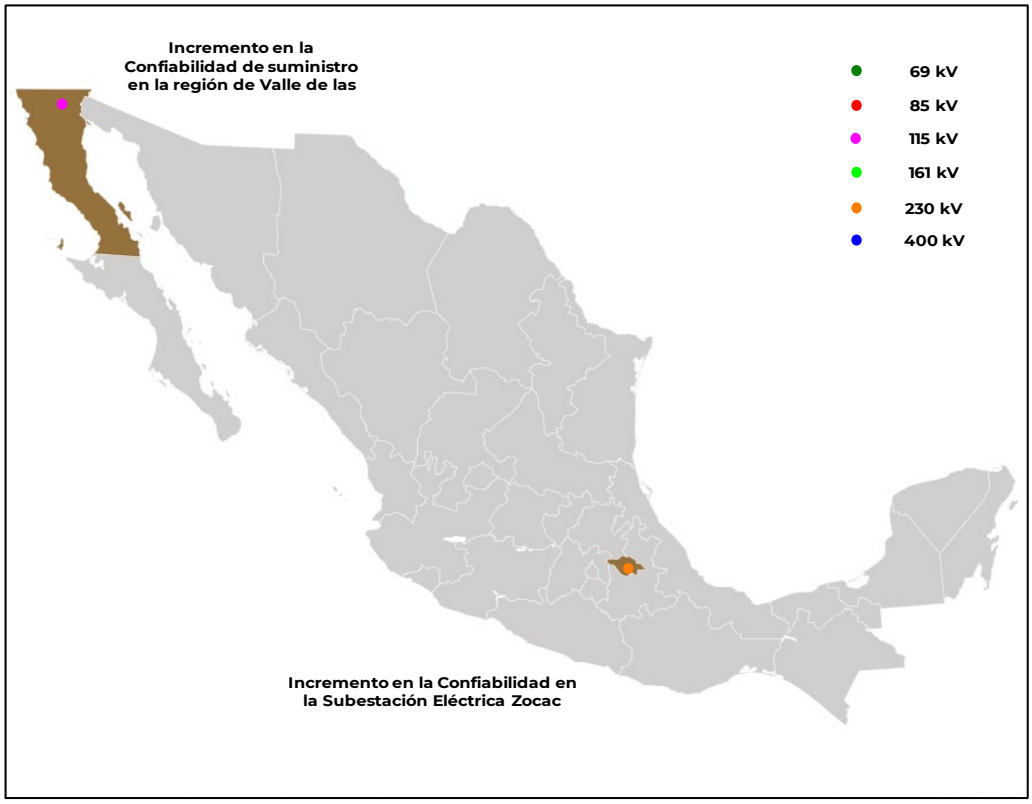
a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
c. Equipo con Daño.
d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

CUADRO 10.2.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PAMRNT 2024 – 2038 PARA LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Incremento de Confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac	M24-OR1	Oriental	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	M24-BC1	Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la Figura 10.2.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT propuestos e identificados por CENACE.

FIGURA 10.2.1. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN 2024



FICHA DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PERTENECIENTE A LA GCR ORIENTAL

M24-OR1 Incremento de Confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac

Diagnóstico

La SE Zocac data su puesta en servicio desde enero de 1981. En el nivel de tensión de 230 kV, está formada por 6 bahías de Línea de Transmisión, 2 bahías de banco de Transformación de 100 MVA con relación 230/115 kV cada uno y una bahía para el interruptor de trasferencia, el arreglo de subestación es de Barra 1 y Barra 2/Barra de Trasferencia.

En el nivel de tensión de 115 kV está formada por 5 bahías de Línea de Transmisión, las 2 bahías de banco de Transformación (mencionados previamente) y una bahía para el interruptor de trasferencia, su arreglo de subestación es de Barra 1 y Barra de Trasferencia.

Debido a la topología actual en la Red Eléctrica de 230 kV que conecta con la SE Zocac, se presentan flujos de potencia provenientes desde Poza Rica hasta llegar a Puebla y Tlaxcala, adicionalmente en la zona se tienen 3 Parques Fotovoltaicos con capacidad total instalada de 620 MW y una Central Hidroeléctrica con capacidad instalada de 220 MW. La potencia transmitida a través de dicha Red Eléctrica incide en las Barras de 230 kV de la SE Zocac, lo que ocasiona incremento en las corrientes circulantes en el Equipo Eléctrico Primario (EEP) dentro de la SE Zocac en 230 kV.

Del 2020 al cierre del 2023, se han concedido 42 licencias para la atención de puntos calientes en la SE Zocac en 230 kV. El día 02 de abril del 2022 a las 12:15:54 horas se alcanzó un flujo de potencia máximo de

418.9 MVA en una sección de la Barra 2 en 230 kV de la SE Zocac, que representa un 109 % de su capacidad nominal de la Barra (386 MVA). Adicionalmente en una sección de la Barra 1 se alcanzó un flujo de 388.5 MVA, lo que representó un 101 % de la capacidad nominal de la Barra.

La SE Zocac en 115 kV suministra energía eléctrica para los Usuarios Finales de la zona de carga Tlaxcala, parte de Tecamachalco y San Martin, está diseñada con arreglo Barra Principal y Barra de Transferencia, lo que disminuye la flexibilidad y frecuencia para el mantenimiento del EEP, principalmente todas las cuchillas conectadas directamente a la Barra Principal. Por otro lado, la falta de infraestructura en las Redes Generales de Distribución imposibilita la transferencia de carga en su totalidad de la SE Chignahuapan.

Del 2005 hasta 2022, solo se ha logrado conceder la salida de EEP que conectan directamente a la Barra Principal como cuchillas e interruptores en 15 ocasiones. También del 2005 al 2022 ha ocurrido 3 fallas en la barra 1 de 115 kV dejándola fuera de servicio.

Problemática que resolver

La problemática que actualmente se tiene en esta Subestación Eléctrica es la poca flexibilidad para el mantenimiento en 115 kV, denota un riesgo cada vez más latente de una falla de la Barra Principal, comprometiendo el suministro de la energía eléctrica en aproximadamente 78,571 Usuarios Finales.

En las Barras de 230 kV se tiene incremento en las corrientes circulantes en el EEP dentro de la SE Zocac en 230 kV, generando puntos calientes. Actualmente se estima que una afectación permanente en dicha Subestación Eléctrica ocasionará la afectación a 368,766 Usuarios Finales.

El no contar con la recalibración de las barras en 230 kV y con la modernización del arreglo de barras B1 y B2 como BT se presentaría un riesgo en la Confiabilidad operativa y entre sus impactos tendríamos:

- Indisponibilidad de Equipo Eléctrico Primario.
- Indisponibilidad que afectará la adecuada operación en la RNT.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización integral de la SE Zocac. El proyecto consiste en la sustitución de conductor en las Barras de 230 kV, por doble conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para alcanzar una capacidad de conducción de corriente de 2,220 Amperes. Y en la normalización del arreglo de Barras de 115 kV, para obtener el arreglo de Barra 1 y Barra 2/Barra de Transferencia. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 10.2.1.1. y en la Figura 10.2.1.1. muestra el diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado por CFE de Transmisión de **54.36 millones de pesos de 2024** (2.638 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: septiembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: septiembre de 2029.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto propuesto se incrementa la confiabilidad y se mantiene la continuidad del suministro de energía eléctrica a los 368,766 usuarios.
Con base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que el proyecto de obra propuesto es la solución más factible para resolver el problema.

Alternativas analizadas

Debido a que la problemática consiste en la saturación de la capacidad de conducción en las Barras de 230 kV y a la poca flexibilidad para permitir la salida completa de los equipos conectados a la Barra de 115 kV.

Se considera como Alternativa 2, la sustitución del conductor en las Barras 1 y Barra 2/Barra de Transferencia de 230 kV con un conductor por fase de alta temperatura calibre 1966 kcmil, tipo ACCC lapwing HVCRC/TW, con capacidad de conducción de corriente (2,000 Amperes a 115.9 °C, 796.7 MVA) y normalización del arreglo de barras de 115 kV, para obtener el arreglo de Barra 1 y Barra 2/Barra de Transferencia.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de 54.59 millones de pesos de 2024 (2.65 millones de dólares de 2024 considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Sin embargo, la Alternativa 1 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

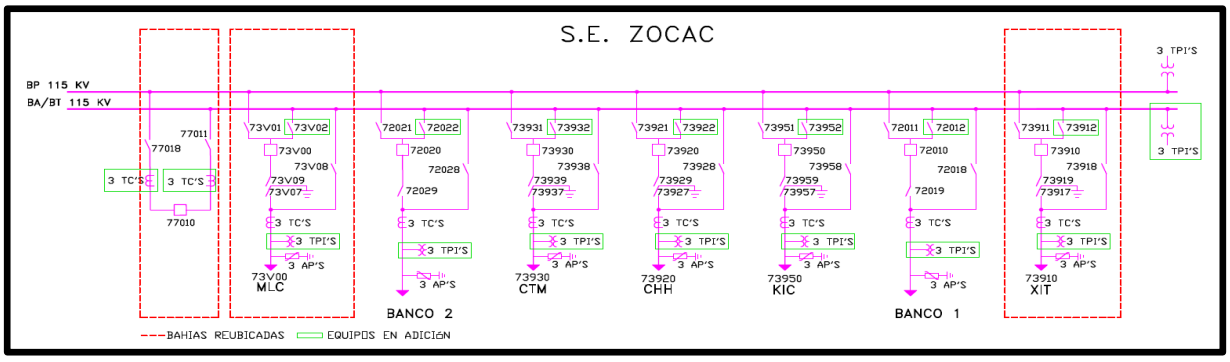
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrá considerando que el equipo saliera de servicio por falla o mantenimiento.

La propuesta tiene una relación B/C de 2.35, un VPN de 73.51 millones de pesos y una TIR de 24.8 %. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de 2.34, un VPN de 73.28 millones de pesos y una TIR de 24.7 %.

CUADRO 10.2.1.1. OBRAS ASOCIADAS A LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Recalibración de Barras 0.108 km lineales (B1 y BT/BT)	1	230	sep-23	sep-29	Oriental
Modernización de arreglo de barras B1 y B2 como BT	1	115	sep-23	sep-29	Oriental

FIGURA 10.2.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE ZOCAC



FICHA DE INFORMACIÓN DE PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PERTENECIENTE A LA GCR BAJA CALIFORNIA

M24-BC1 Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformada por dos regiones de carga, la región Valle y la región Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali en Baja California y San Luis Rio Colorado en el estado de Sonora, mientras que la segunda corresponde a las ciudades de Tecate, Tijuana, Rosarito y Ensenada.

Actualmente entre la zona Tijuana y la zona Ensenada se cuenta con un enlace de transmisión que opera en el nivel de tensión de 69 kV, tiene una longitud aproximada de 104 km e interconecta la zona Ensenada y La zona Tijuana, mediante este circuito se alimentan la zona rural y vinícola de la región Costa, destacando los poblados de Valle de Guadalupe y Valle de las Palmas.

La LT La Herradura (zona Tijuana-Tecate) - 63170 -Valle de Guadalupe – Lomas (zona Ensenada) es una Línea de Transmisión con una antigüedad de 62 años, que contiene múltiples calibres del conductor a lo largo de su trayectoria y que está autosoportada con estructuras y/o postes de madera. A lo largo de su trayectoria se han interconectado diversas cargas de tipo industrial, así como la SE Valle de las Palmas, SE Vallecitos y SE Valle de Guadalupe. En cuanto al comportamiento de la demanda en el corredor de la SE Herradura 69 kV a SE Lomas 69 kV, se tiene que el crecimiento promedio durante los últimos 10 años es de 4.1 %, llegando a alcanzar en 2023 un flujo máximo de 22.6 MW.

La carga más importante a lo largo de toda la trayectoria de interconexión es la de la SE Valle de Guadalupe, que registró un valor de 10.3 MW en 2023. Es importante mencionar que el tramo entre la SE Lomas y Valle de Guadalupe con 35 km de longitud, cuenta con equipo de conexión y desconexión en ambos extremos lo que permite mantener el suministro de la carga en la SE Valle de Guadalupe incluso en condición de contingencia sencilla, mientras que el resto de la Línea de Transmisión en la cual se tienen derivaciones hacia Subestaciones Eléctricas o cargas, no cuenta con medios de conexión y desconexión en forma automática por lo que una falla sencilla resulta en ENS lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de esta región de Valle de Palmas.

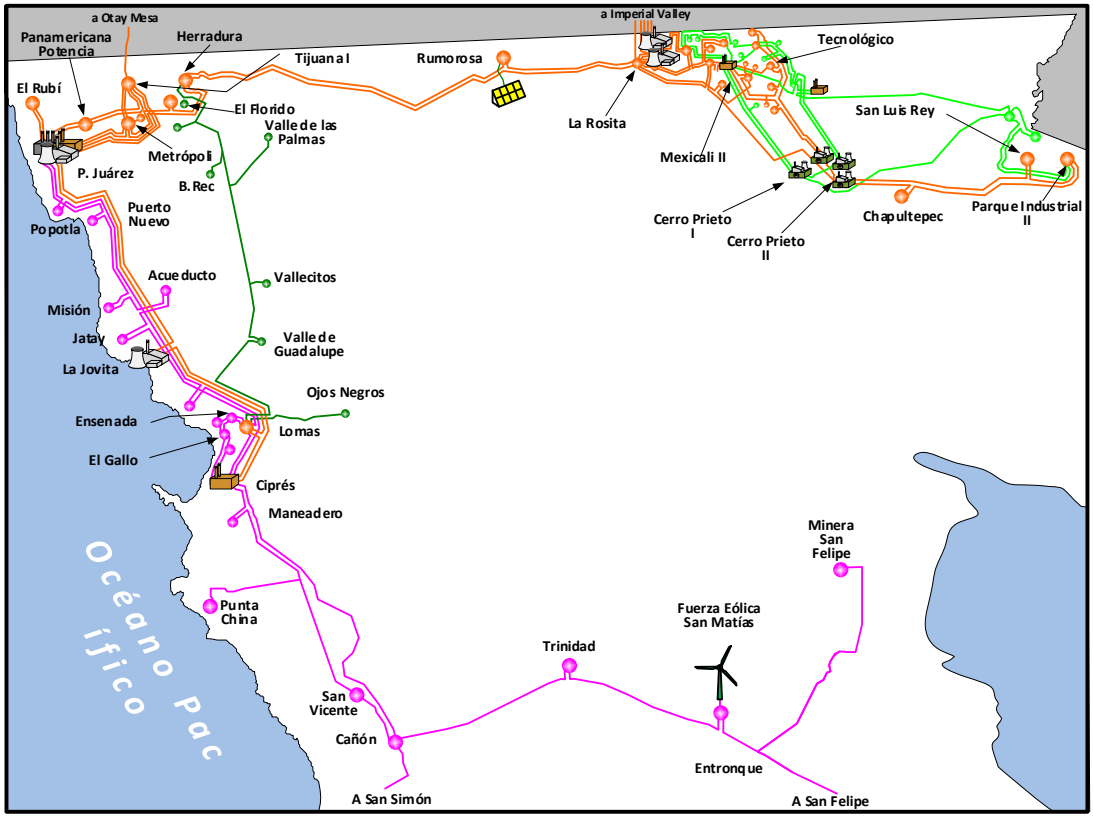
La LT Herradura – 63170 - Valle de Guadalupe tiene una longitud aproximada de 69 km y presenta varios calibres de conductor, siendo el de menor calibre y el más resistivo de 2/0 Cobre que determina una capacidad de transmisión de 36 MW en condición normal, el resto de los calibres son conductores de 3/0 Cu, 266 kcmil ACSR, 795 kcmil ACSR y 477 kcmil ACSR. Además, su infraestructura tiene antigüedad que data del año de 1962, sin embargo, a lo largo del tiempo, se han realizado obras de infraestructura que han reducido considerablemente la ENS ante falla sencilla en parte de la trayectoria de la Línea de Transmisión, particularmente en la SE Valle de Guadalupe, donde se han registrado crecimientos muy importantes en la región.

La SE Valle de las Palmas se ubica al sur de la ciudad de Tecate, Baja California, se encuentra conectada en forma de Tap (derivación en “T”) de la LT La Herradura -63170-Derivación Valle de Las Palmas, cuenta con una capacidad instalada de 20 MW con 2 alimentadores de media tensión, satisfaciendo una demanda máxima de 3.65 MW registrada en mayo de 2023 que incluye la carga de la SE Vallecitos, mientras que el valor máximo registrado en 2023 para la SE Valle de las Palmas es de 2.84 MW. La SE valle de las Palmas es una Subestación Eléctrica tipo rural que no cuenta con los medios de conexión/desconexión automática y no esta normalizada, por lo que requiere de grandes inversiones que involucra la construcción de bus y bahía de transferencia y nuevas bahías para las Líneas de Transmisión y equipo de transformación, con ello se incrementaría la Confiabilidad para las Líneas de Transmisión asociadas y para el transformador, ya que sería posible realizar el mantenimiento a los interruptores en la barra de 69 kV sin afectar al elemento asociado. Actualmente el T20 en la SE Valle de las Palmas no

cuenta con interruptor en su lado de alta tensión (protegido por fusibles). Ante fallas permanentes en la Línea de Transmisión, no se cuenta con Red Eléctrica en media tensión para recuperar la carga al 100 %.

Las cargas industriales De Acero SAPI DE CV y Administradora Alpha SAPI DE CV representan 5.4 MW, por lo que la carga total que se alimenta a través del enlace de transmisión es de 9 MW y considerando la SE Valle de Guadalupe se tiene alrededor de 20 MW de demanda a suministrar entre las zonas Tijuana-Tecate y Ensenada. La Figura 10.2.2.1 muestra el diagrama unifilar simplificado de la región Costa del SIBC y del área de influencia de Valle de las Palmas que involucra las cargas en el nivel de 69 kV entre la zona Tijuana-Tecate y Ensenada.

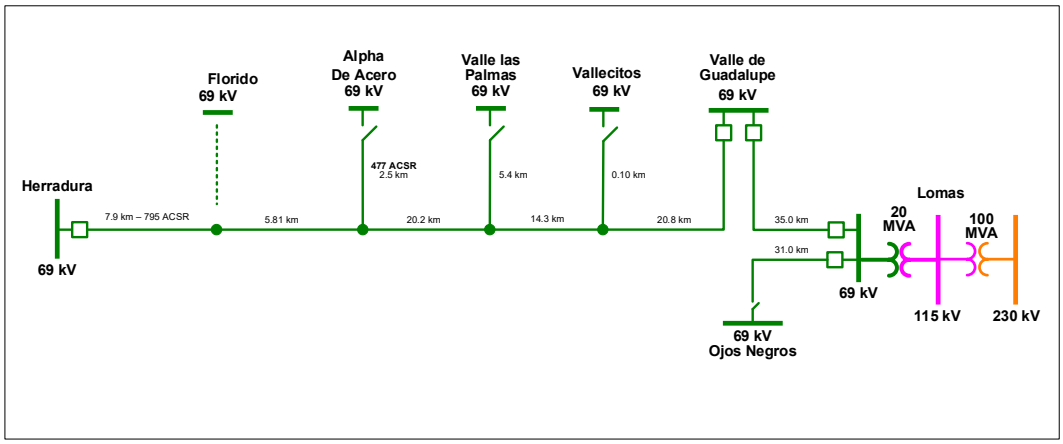
FIGURA 10.2.2.1. DIAGRAMA DE LA REGIÓN COSTA EN BAJA CALIFORNIA



La LT Herradura – 63170 – Valle de las Palmas cuenta 4 conexiones en forma de TAP a lo largo de toda su trayectoria. Las derivaciones con la que cuenta son la SE Valle de Las Palmas, SE Vallecitos y 2 Centros de Carga en Alta Tensión denominadas Administradora Alpha y De Acero. La Figura 10.2.2.2 muestra el corredor en 69 kV de La Herradura hacia la SE Lomas, se aprecia la configuración mencionada.

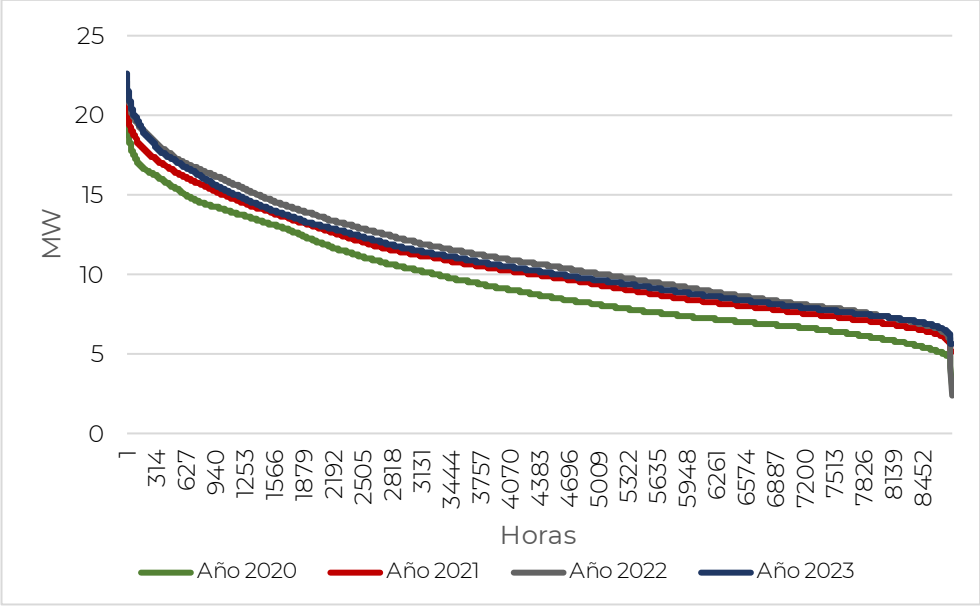
Durante los últimos 6 años se han presentado 40 eventos de falla en la LT Herradura – 63170 - Valle de Guadalupe, los cuales han ocurrido en las diferentes temporadas del año, afectando, más de 121 MW de carga acumulada en los años registrados, lo cual se traduce en 67.19 MWh de ENS.

FIGURA 10.2.2.2 DIAGRAMA DE LA LT HERRADURA – VALLE DE GUADALUPE- LOMAS 2024



La Figura 10.2.2.3 muestra el historial de crecimiento de carga del corredor Herradura – Lomas en 69 kV, siendo el periodo de principios de julio a finales de septiembre los meses de mayor cargabilidad en condiciones de Red Eléctrica completa, durante este periodo la carga llega a superar la capacidad de transformación del banco de SE Lomas de 20 MVA con relación de transformación 115/69 kV. Sin embargo, la problemática de saturación en la capacidad de transformación será subsanada mediante el proyecto identificado P24-BC1 que considera un nuevo equipo de transformación y compensación capacitiva adicional que resuelve la problemática de tensión ante contingencia sencilla en la SE Valle de Guadalupe, sin embargo, la problemática de confiabilidad al mantener cargas en derivación se mantendrá hasta la entrada en operación del proyecto de modernización identificado con PEM M24-BC1.

FIGURA 10.2.2.3. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DE LA TRAYECTORIA HERRADURA–LOMAS EN 69 KV



La trayectoria geográfica de la Línea de Transmisión y su distancia generan también que los tiempos de atención ante fallas sean prolongados por la lejanía de desde los principales centros de servicios de la CFE para las zonas responsables del mantenimiento, Zona de Distribución Tijuana y Zona de Distribución Ensenada.

Ante alguna falla en la trayectoria de la Línea de Transmisión, se tiene afectación del total de la carga entre la SE Herradura y Valle de Guadalupe en 69 kV que al 2023 alcanza valores de 10 MW y debido a la topología de la Red Eléctrica, no es posible recuperar carga de las Subestaciones Eléctricas afectadas mediante las RGD.

El Cuadro 10.2.2.1 muestra la estadística de disparo de la LT Herradura – 63170 – Valle de las Palmas en el periodo del 2018 al 2023, con un acumulado de 40 eventos en los últimos años, siendo el más significativo el ocurrido el 4 de septiembre del 2019 con 17.643 MWH de Energía No Suministrada.

Por tanto, surge la necesidad de incrementar la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región de Valle de las Palmas mediante una modernización de barras que en conjunto con nueva Red Eléctrica eliminaría la condición radial de la SE Valle de las Palmas o bien una nueva Subestación Eléctrica de maniobras aislada en 115 kV y operada inicialmente en 69 kV que permitiría incrementar la Confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica al reducir la ENS en falla para las cargas derivadas que se suministran a través de la LT Herradura -Valle de Guadalupe entre las zonas Tijuana-Tecate y Ensenada, reduciendo el costo de operación en el largo plazo. Al tener bahías de entrada y salida, se dividiría en dos la LT Herradura – 63170 – Valle de las Palmas y considera una derivación hacia la SE Valle de las Palmas, por tanto, se reducirá la ENS de la SE Valle de Las Palmas ante diversas contingencias sencillas a lo largo de la trayectoria de la LT herradura -Vallecitos – Valle de Guadalupe, manteniendo el sistema interconectado y únicamente dejaría de suministrarse la carga en la sección fallada.

Con la construcción de bus y bahía de transferencia en la SE Valle de las Palmas o bien, una nueva SE de maniobras, se incrementará la Confiabilidad y será posible realizar el mantenimiento a los interruptores en la barra de 115 kV (operada inicialmente en 69 kV) sin afectar al elemento asociado. Con la nueva infraestructura, se garantizan los criterios definidos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el SIBC. Los equipos de nueva tecnología proporcionan a su vez, selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, permitiendo menor afectación a la RNT y tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los clientes. Adicionalmente, se salvaguarda la integridad física de los trabajadores y de las instalaciones.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Se han identificado dos alternativas para resolver la problemática de incrementar la Confiabilidad en el suministro de la región Valle de las Palmas, preservando el suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema permitiendo así atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio; las alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Equipo en Subestación Eléctrica:

- Una nueva Subestación Eléctrica denominada El Fortín Maniobras.
- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Fortín Maniobras, operará inicialmente en 69 kV.

Alternativa 2

Transmisión:

- Una nueva LT Valle de las Palmas entronque Herradura – Valle de Guadalupe en 115 kV, doble circuito, 5.0 km, 795 kcmil ACSR, operación inicial en 69 kV. (Utilizará el mismo derecho de vía de circuito existente)

Equipo en Subestación Eléctrica:

- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Valle de las Palmas, se considera un arreglo de barra principal y una barra de transferencia aislada en 115 kV que operaría inicialmente en 69 kV. Dos alimentadores serán para las Líneas de Transmisión adyacentes y un alimentador para el equipo de transformación existente en la SE Valle de las Palmas.

CUADRO 10.2.2.1. HISTORIAL DE EVENTOS DE LA LÍNEA HRA-63170-VLP DE 2018 AL 2023

FECHA INICIAL	FECHA FINAL	TIEMPO FUERA (HRS)	CVE	NODO INICIO	EQUIPO	MW AFECTADOS	ENS >5 MIN	TRANSITORIA / PERMANENTE
09/01/2018 05:38:00	09/01/2018 05:40:00	0.033	D/C	HRA	LT 63170 VLP	1.5	0.00	TRANSITORIA
01/10/2018 17:19:00	01/10/2018 17:20:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.1	0.00	TRANSITORIA
26/10/2018 08:18:00	26/10/2018 08:19:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	6	0.00	TRANSITORIA
25/06/2019 21:07:00	27/06/2019 12:10:00	39.050	D	HRA	LT 63170 VLP	4	10.38	PERMANENTE
29/07/2019 11:03:00	29/07/2019 11:04:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
04/09/2019 13:34:00	04/09/2019 13:35:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.3	0.00	TRANSITORIA
04/09/2019 13:38:00	05/09/2019 18:05:00	28.450	D	HRA	LT 63170 VLP	3.3	17.64	PERMANENTE
08/09/2019 19:26:00	08/09/2019 22:39:00	3.217	D	VLP	LT 63170 HRA	3	5.72	PERMANENTE
09/10/2019 10:44:00	09/10/2019 10:45:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	7	0.00	TRANSITORIA
24/10/2019 22:00:00	24/10/2019 22:08:00	0.133	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.2	0.00	TRANSITORIA
25/10/2019 00:12:00	25/10/2019 12:40:00	12.467	D	HRA	LT 63170 VLP	2.1	0.88	PERMANENTE
31/10/2019 07:19:00	01/11/2019 19:58:00	36.650	D	HRA	LT 63170 VLP	7	5.79	PERMANENTE
28/11/2019 11:16:00	28/11/2019 11:17:00	0.017	D	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
09/06/2020 14:19:00	11/06/2020 13:28:00	47.150	D	VLP	LT 63170 HRA	2.7	2.41	PERMANENTE
13/09/2020 02:55:00	13/09/2020 02:56:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	8	0.00	TRANSITORIA
25/10/2020 23:23:00	26/10/2020 13:04:00	13.683	D	HRA	LT 63170 VLP	2	2.10	PERMANENTE
19/01/2021 17:37:00	09/02/2021 11:30:00	497.883	D	HRA	LT 63170 VLP	2.2	5.28	PERMANENTE
22/01/2021 17:50:00	22/01/2021 17:51:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
18/04/2021 13:50:00	18/04/2021 13:51:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2	0.00	TRANSITORIA
10/05/2021 23:04:00	11/05/2021 19:30:00	20.433	D	HRA	LT 63170 VLP	3	7.49	PERMANENTE
11/05/2021 07:33:00	11/05/2021 07:34:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
04/10/2021 18:46:00	04/10/2021 18:47:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2	0.00	TRANSITORIA
04/10/2021 23:03:00	04/10/2021 23:04:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
10/11/2021 15:01:00	10/11/2021 15:03:00	0.033	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.6	0.00	TRANSITORIA
12/11/2021 06:33:00	12/11/2021 17:40:00	11.117	D	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	PERMANENTE
03/09/2022 12:08:00	03/09/2022 12:09:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.8	0.00	TRANSITORIA
24/11/2022 08:54:00	24/11/2022 08:57:00	0.050	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.5	0.00	TRANSITORIA
02/12/2022 11:23:00	02/12/2022 13:36:00	2.217	D/C	HRA	LT 63170 VLP	0.4	0.91	PERMANENTE
25/12/2022 00:47:00	25/12/2022 00:49:00	0.033	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2.05	0.00	TRANSITORIA
01/01/2023 16:27:00	01/01/2023 16:29:00	0.033	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2.41	0.00	TRANSITORIA
01/01/2023 16:38:00	01/01/2023 16:39:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2.41	0.00	TRANSITORIA
01/01/2023 16:39:00	02/01/2023 11:16:00	18.617	D	HRA	LT 63170 VLP	2.41	8.59	PERMANENTE
26/01/2023 11:27:00	26/01/2023 11:28:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	1.7	0.00	TRANSITORIA
26/01/2023 11:32:00	26/01/2023 11:33:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	1.4	0.00	TRANSITORIA
26/01/2023 11:37:00	26/01/2023 11:38:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	1.3	0.00	TRANSITORIA
21/03/2023 12:29:00	21/03/2023 12:31:00	0.033	D/C	HRA	LT 63170 VLP	2.9	0.00	TRANSITORIA
03/05/2023 10:43:00	03/05/2023 10:46:00	0.050	D/C	HRA	LT 63170 VLP	0	0.00	TRANSITORIA
10/06/2023 11:14:00	10/06/2023 11:15:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3.8	0.00	TRANSITORIA
30/10/2023 15:48:00	30/10/2023 15:48:00	0.000	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA
30/10/2023 15:51:00	30/10/2023 15:52:00	0.017	D/C	HRA	LT 63170 VLP	3	0.00	TRANSITORIA

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 10.2.2.4 y 10.2.2.5 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado en color rojo se indican las obras propuestas.

FIGURA 10.2.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 1

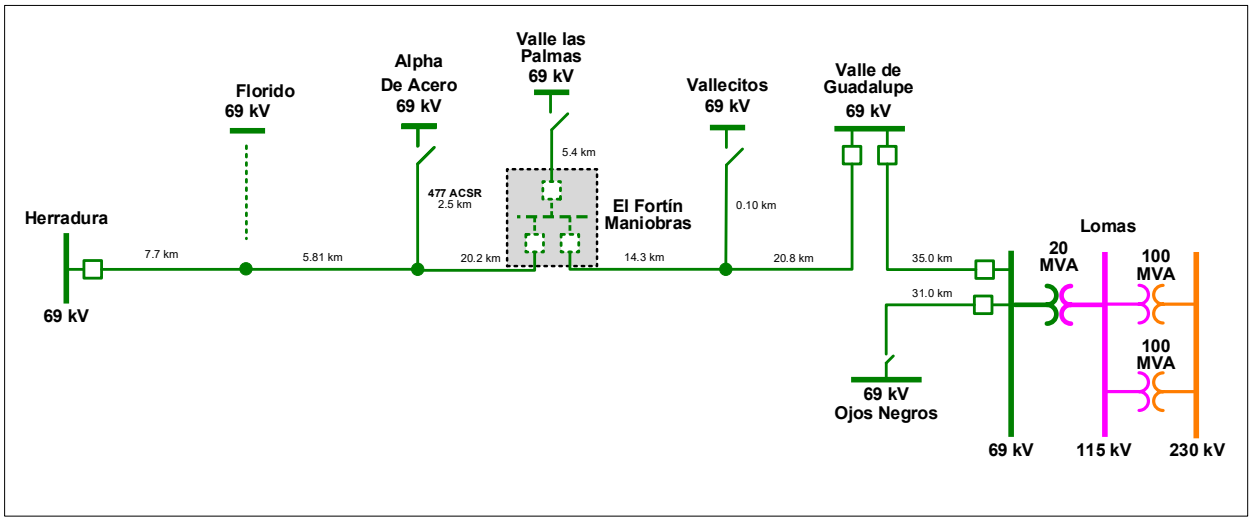
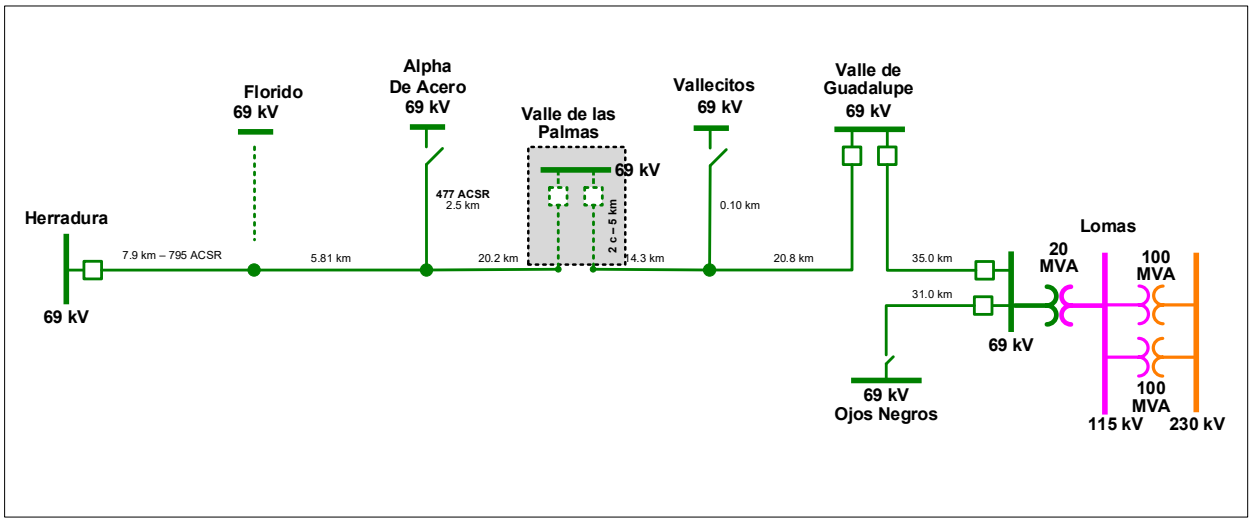


FIGURA 10.2.2.5 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA 2



Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el suministro confiable y seguro en la región de Valle de las Palmas, además, se reduce considerablemente el monto de ENS ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o de transformación en la trayectoria de la LT Herradura – 63170 – Valle de Guadalupe en 69 kV.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** tiene un costo de inversión de **93.271 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **4.530 millones de dólares de 2023**.

La solución técnica corresponde al incremento en la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de la región de Valle de las Palmas, por tanto, la **Alternativa 1** consiste en la incorporación de una nueva Subestación Eléctrica de Maniobras denominada El Fortín Maniobras, un alimentador será para la LT

Herradura – Valle de las Palmas y el segundo alimentador para la LT Valle de las Palmas – Vallecitos – Valle de Guadalupe, y el tercer alimentador alimentará la SE Valle de las Palmas, de esta forma se dispondrá de la infraestructura necesaria para proporcionar la confiabilidad requerida y reducir de la misma forma la Energía No Suministrada en el área de influencia.

El Cuadro 10.2.2.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 10.2.2.2 OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Fortín Maniobras 1/	Alimentador Ampliación	3	115	abr-29	abr-29	Baja California
Total		**3**				

1/ Operación inicial en 69 kV

Se analizó una opción alterna que consiste en ampliar la SE Valle de las Palmas, realizar una nueva barra (barra principal y barra de transferencia) aislada en 115 kV (considera tres interruptores) y un nuevo circuito entre las SE Valle de las Palmas y la derivación de la LT Valle de las Palmas entronque Herradura – Valle de Guadalupe, doble circuito, 795 kcmil ACSR, sobre el mismo derecho de vía del circuito existente que posteriormente será desmantelado.

La **Alternativa 2** tiene un costo de inversión de **141.510 millones de pesos de 2023**. Al utilizar una paridad de 20.6 pesos por dólar resulta en **6.860 millones de dólares de 2023**.

Los Cuadros 10.2.2.3 y 10.2.2.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 10.2.2.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de las Palmas entronque Herradura – Valle de Guadalupe	115	2	10.0	abr-29	abr-29	Baja California
Total			**10.0**			

CUADRO 10.2.2.4. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de las Palmas 1/ 2/	Alimentador Ampliación	3	115	abr-29	abr-29	Baja California
Total		**3**				

1/ Operación inicial en 69 kV
2/ Considera un alimentador para el Transformador

Indicadores técnicos y económicos

Con las Alternativas de Red Eléctrica, se podrá incrementar la capacidad y Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de la región de Valle de las Palmas, ambas Alternativas mejoran la capacidad de transmisión de energía eléctrica en condiciones de Red Eléctrica completa, así como también ante la contingencia sencilla más severa.

En los Cuadros 10.2.2.5. y 10.2.2.6. se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, se consigue una mayor confiabilidad de la Red Eléctrica y se podrán atender las solicitudes de nuevos centros de carga lo que propiciará el desarrollo regional.

CUADRO 10.2.2.5 RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 1

Millones de dólares $ en VP 2023

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.535	36.615	39.15	4.079	35.071	9.6

CUADRO 10.2.2.6 RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA 2

Millones de dólares $ en VP 2023

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2.535	36.615	39.15	6.319	32.831	6.2

El Cuadro 10.2.2.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 10.2.2.6. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD Y ECONÓMICAS DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2023)	93.271	141.510
Relación Beneficio/Costo	9.6	6.2

11

Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

11. PROYECTOS EN ESTUDIO IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

En este Capítulo[75] se presenta una serie de proyectos que se están estudiando por parte del CENACE y el Transportista. Algunos de los proyectos ya cuentan con Estudios económicos y Estudios electrotécnicos de estado estacionario y aún requieren de mayor análisis y definiciones de firmeza en proyectos de Centrales Eléctricas o Centros de Carga como es el P24-OR2

Otros tienen información preliminar por parte del CENACE como resultado del PIIRCE 2024-2038 y proyectos que el gobierno federal ha mencionado para el desarrollo de la península de Baja California y la integración de Energías Limpias en el noroeste y norte del país, así como los proyectos de modernización de CFE Transmisión. Se requiere de la retroalimentación de la SENER para que estos sean considerados en los Capítulos 9 y 10 de este ejercicio de planeación o en su caso como establece el artículo 9, fracción II del Reglamento de la LIE, que se presente un programa especial a fin de adelantar como proyectos prioritarios

11.1 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2028 – 2038

P24-OR2 Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec

Antecedentes.

La zona de carga Tehuantepec está ubicada al suroriente del estado de Oaxaca, dentro de las principales actividades económicas destacan la agricultura, comercio, industria (se encuentra la Refinería Antonio Dovalí Jaime), actividades portuarias y de transporte. Esta zona ha alcanzado una demanda máxima horaria integrada de 169 MWh/h al cierre del año 2023.

El suministro de energía a la zona de carga Tehuantepec, es realizado principalmente a través de los autotransformadores Juchitán II AT1 y AT2, cada uno con capacidad de 100 MVA, relación 230/115 kV, cuya fecha de entrada en operación data de 1986 y 2002 respectivamente.

Por otro lado, la zona de carga Tehuantepec cuenta con un gran potencial de Energía Limpia, lo cual propició la instalación de Centrales Eléctricas eólicas (interconectándose a la SE Juchitán II), a partir de 2007 con una capacidad instalada de 82 MW hasta alcanzar en 2018 un total de 873 MW. Dichos parques fueron interconectados en ambos niveles de tensión 230 kV (capacidad instalada total de 691 MW) y 115 kV (capacidad instalada total de 182 MW).

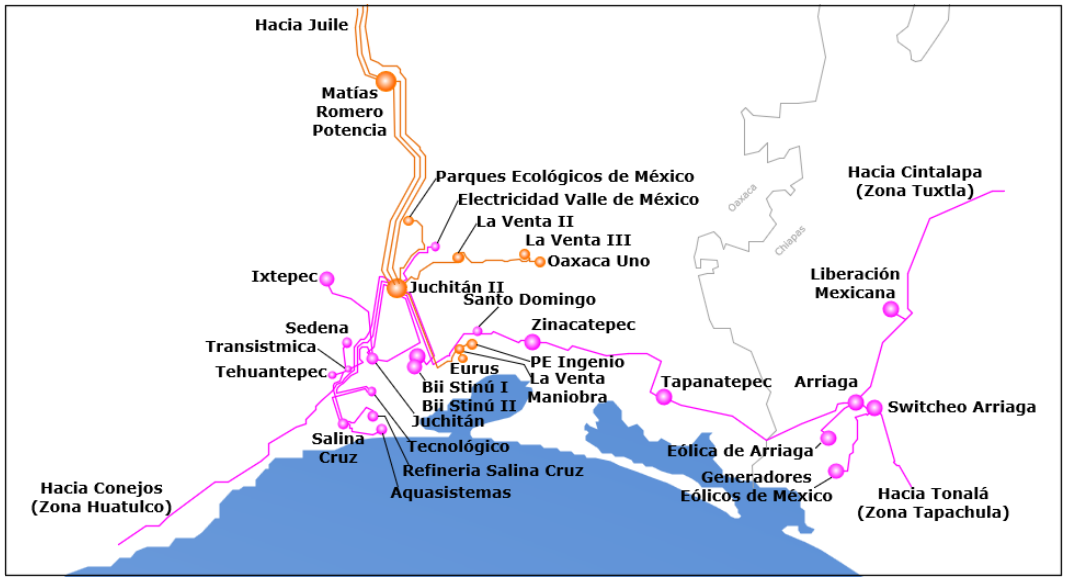
La naturaleza de la generación con este tipo de tecnología eólica propició la variabilidad de la carga en los bancos de Juchitán II, es decir, la potencia generada en el nivel de tensión de 230 kV incrementa la carga en ambos bancos, mientras que la potencia generada en el nivel de tensión de 115 kV reduce la carga en dichos bancos.

En la Figura 11.1.1.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, donde se observan las Subestaciones Eléctricas cuyo suministro de energía eléctrica depende de la Confiabilidad de los autotransformadores Juchitán AT1 y AT2, también se muestran las Centrales Eléctricas Eólicas de la región que impactan en la saturación de dichos bancos.

[75] La Figuras de esta sección No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

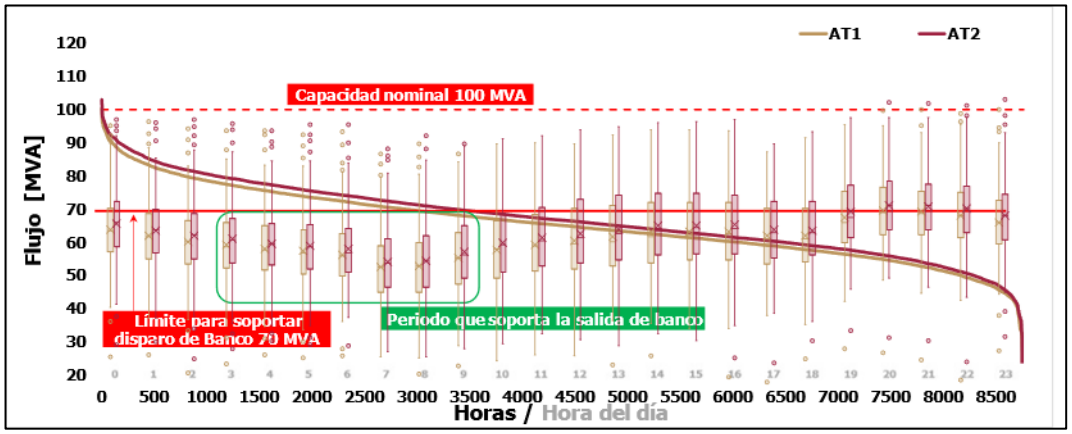
No obstante, la combinación del incremento natural de la demanda en la zona y la generación producida por los parques eólicos ha ocasionado la saturación de los autotransformadores Juchitán II AT1 y AT2, tal que, en el 2023 ambos bancos alcanzaron a operar al 100 % de su capacidad nominal, en condiciones de Red Eléctrica completa.

FIGURA 11.1.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2023



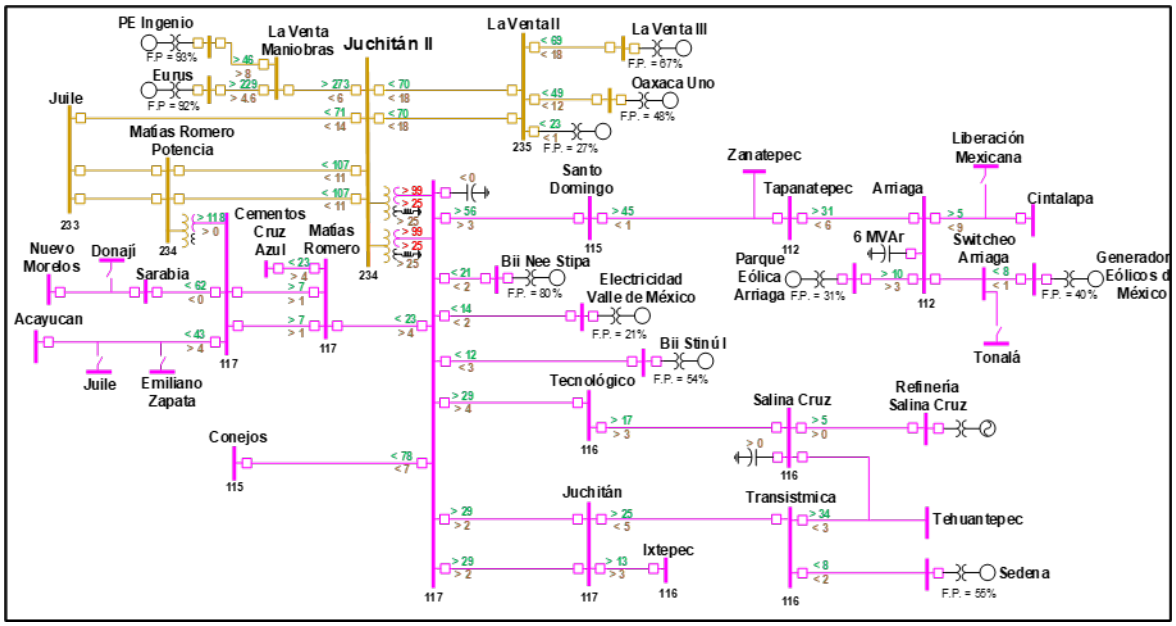
Por otro lado, la saturación gradual de los transformadores conforme incrementa la demanda, reduce la posibilidad para soportar la eventual salida de alguno de los bancos, sin que el banco paralelo opere a más del 120 % de su capacidad nominal, esta última condición también impacta en las posibilidades para la salida a mantenimiento, en la Figura 11.2.1.2, se puede observar que los bancos operan más de 3,000 horas al año con carga superior a 70 MVA (límite para soportar la salida de uno de los bancos y el otro no rebase el 120 % de su capacidad nominal) en horarios de 2:00 a 9:00 horas, dichas condiciones ponen en riesgo la Confiabilidad de los bancos de Juchitán II y en consecuencia el suministro de energía eléctrica a la zona de carga Tehuantepec.

FIGURA 11.1.1.2. CARGA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES JUCHITÁN AT1 Y AT2 DURANTE EL 2023.



En la Figura 11.1.1.3 se muestra un escenario con la distribución de flujos de potencia presentados en la Red Eléctrica de la zona de carga Tehuantepec, suscitado en julio de 2023 con horario de las 23:00 horas. Como puede observarse en dicho escenario, ambos autotransformadores Juchitán AT1 y AT2 alcanzan una saturación del 102 % de su capacidad nominal, producto de la combinación de los despachos de generación de las Centrales Eólicas a diferentes factores de planta (F.P.) y la demanda alcanzada en dicha zona.

FIGURA 11.1.1.3. FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED ELÉCTRICA DE TEHUANTEPEC, ESCENARIO JULIO DE 2023.



Crecimiento de la demanda.

El Cuadro 11.1.1.1 muestra el crecimiento de la demanda en la zona de carga Tehuantepec para diferentes escenarios de planeación de acuerdo con el PDS 2024-2038, en ellos se observa una TCMA del 1.7 % al 2.2 %.

CUADRO 10.1.1.1. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN LA ZONA DE CARGA TEHUANTEPEC

ESCENARIO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	TCMA
DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DE ZONA	169	172	175	181	186	191	196	202	205	209	214	218	222	226	231	235	2.2%
PRIMAVERA 14:00 HORAS	145	148	151	154	157	160	163	167	169	170	174	176	179	182	185	188	1.7%
PRIMAVERA 20:00 HORAS	161	165	169	173	178	184	189	193	196	199	203	207	210	214	218	222	2.2%
INVIERNO 04:00 HORAS	127	130	133	137	140	143	147	151	153	154	157	160	162	164	168	170	2.0%

Descripción de la Alternativa de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para lograr el suministro de energía eléctrica a la zona de carga Tehuantepec bajo los criterios de Continuidad y Confiabilidad y atender el crecimiento de la demanda en la zona de influencia, asegurando el óptimo desempeño de los equipos en los diferentes escenarios, se expone a continuación la siguiente propuesta de infraestructura.

Alternativa 1

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33.3 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación 230/115 kV (1)

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 2.5 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR, aislada en 230 kV y operando en 115 kV de la SE Tecnológico al entronque con la LT Juchitán II 73740 Conejos. (2)

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Transístmica. (3)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV en la SE Tapanatepec. (4)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

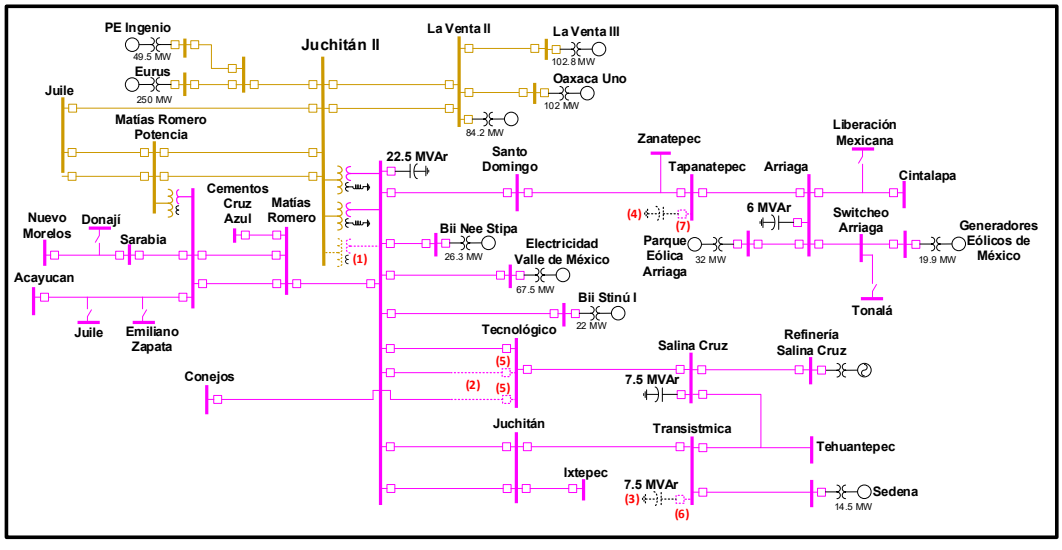
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE La Tecnológico para la conexión de la Línea de Transmisión (5)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Transístmica para la conexión del banco de capacitores. (6)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tapanatepec para la conexión del banco de capacitores. (7)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible estimadas par el proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: julio de 2023 por condición de generación.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En la figura 11.1.1.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.1.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

Esta alternativa tiene un costo de inversión estimado de 13.2 millones de dólares de 2027. Los Cuadros 11.1.1.2 al 11.1.1.5 muestran el resumen de las metas

CUADRO 11.1.1.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juchitán II	3	AT	33.3	230/115	jul-23	abr-29
Total			**100.0**			

AT. Autotransformador

CUADRO 11.1.1.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecnológico entronque Juchitán II – Conejos (73740)	230 kV (Operando en 115 kV)	2	2.5	jul-23	abr-29
Total			**5.0**		

CUADRO 11.1.1.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Transístmica	Capacitor	115	7.5	jul-23	abr-29
Tapanatepec	Capacitor	115	7.5	jul-23	abr-29
Total			**15**		

CUADRO 11.1.1.5. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecnológico	Alimentador ampliación	2	115	jul-23	abr-29
Transístmica	Alimentador ampliación	1	115	jul-23	abr-29
Tapanatepec	Alimentador ampliación	1	115	jul-23	abr-29
Total		**4**			

Indicadores técnicos y económicos.

A continuación, se presentan los resultados de la Evaluación Económica considerando la puesta en servicio del proyecto a partir de 2029.

Los beneficios totales se estiman a Valor Presente (VP) 2027 en 100.6 millones de dólares, los beneficios principales son 93.5 millones de dólares que corresponden al ahorro por costos de producción que incluyen los de operación y mantenimiento. Con un beneficio neto de 87.3 millones de dólares a VP 2027 y una relación beneficio costo de 7.6.

Los costos de la infraestructura se realizaron considerando el COPAR 2023, por lo que, se deberá una vez aceptado el proyecto para su inclusión en el capítulo 9 de proyectos identificados evaluar con COPAR, escenarios de demanda y consumo vigentes.

El Cuadro 11.1.1.6 muestra los indicadores económicos para el plan de expansión de transmisión. El Cuadro 11.1.1.7 muestra los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión. Estas sensibilidades muestran, que el proyecto soporta un incremento del 660 % en el costo de inversión para una relación beneficio-costo unitaria.

Conclusión

La infraestructura propuesta proporciona un incrementando a la capacidad de suministro de energía eléctrica en la Zona de Carga Tehuantepec, propiciando el desarrollo agrícola, comercial, industrial, portuario y de transporte, a su vez disminuirá los requerimientos de EAR para evitar saturación de los transformadores de la SE Juchitán II en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla, así como el riesgo de daño permanente en cualquiera de los bancos transformación derivado de la alta carga.

El proyecto se encuentra en estudio debido a la incertidumbre en montos esperados de demanda y proyectos de generación considerados como indicativos que aún no se han definido su firmeza o prelación.

CUADRO 11.1.1.6. RESUMEN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA ALTERNATIVA DE OBRA EN LA ZONA DE CARGA TEHUANTEPEC.

Inversión en Transmisión-Generación	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costo de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.0	7.1	93.5	0.0	100.6	13.2	87.3	7.6

CUADRO 11.1.1.7. SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA DE OBRA EN LA ZONA DE CARGA TEHUANTEPEC.

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	10	10.13	90.6
-20	11	9.49	90.0
-15	11	8.94	89.3
-10	12	8.44	88.6
-5	13	8.00	88.0
0	13	7.60	87.3
5	14	7.23	86.7
10	15	6.91	86.0
15	15	6.60	85.3
20	16	6.33	84.7
25	17	6.08	84.0
660	**101**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2027

P24-OC3 Soporte de Tensión para La zona Matehuala

Diagnóstico operativo.

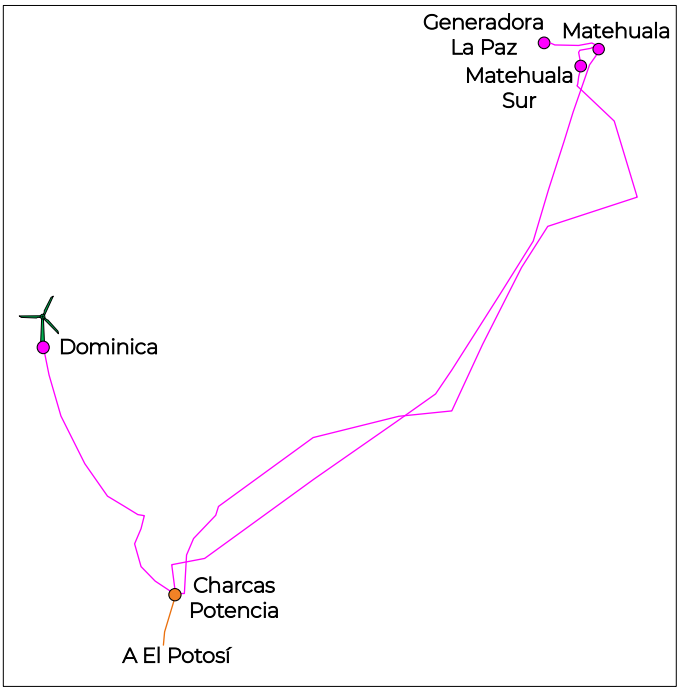
El suministro de energía eléctrica de la zona Matehuala localizada en el estado de San Luis Potosí tiene como fuente principal dos Líneas de Transmisión que se derivan de la SE Charcas Potencia, la cual cuenta con dos bancos de transformación de 100 MVA de capacidad nominal cada uno y relación de transformación 230/115 kV. Estas Líneas de Transmisión tienen una longitud superior a los 80 km. De forma adicional, se cuenta con la Central Eléctrica Dominica, con una capacidad de 200 MW basada en tecnología eólica.

La condición radial y longitudinal de la Red Eléctrica de la zona Matehuala, que se alimenta mediante las LT Charcas Potencia – 73720 – Matehuala y Charcas Potencia – 73640 – Matehuala Sur, provoca que actualmente se presenten problemas de tensión fuera de los rangos permitidos por el CdR en la zona, ante la contingencia de cualquiera de las Líneas de Transmisión anteriormente mencionadas.

Sin embargo, de acuerdo con las condiciones de demanda previstas para 2029 se espera que incluso se presenten problemas de bajas tensiones ante un escenario de Red Eléctrica completa, con la posibilidad de presentarse violaciones conforme lo establece el CdR, si no se toman acciones correctivas, que, a su vez, ponen en riesgo la Confiabilidad y la Continuidad del suministro eléctrico para la región. Las principales Subestaciones Eléctricas que conforman la demanda de energía eléctrica en la zona Matehuala son: Generadora la Paz, Matehuala, y Matehuala Sur.

En la Figura 11.1.2.1 se presenta un diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observan las trayectorias de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de la zona de influencia del proyecto.

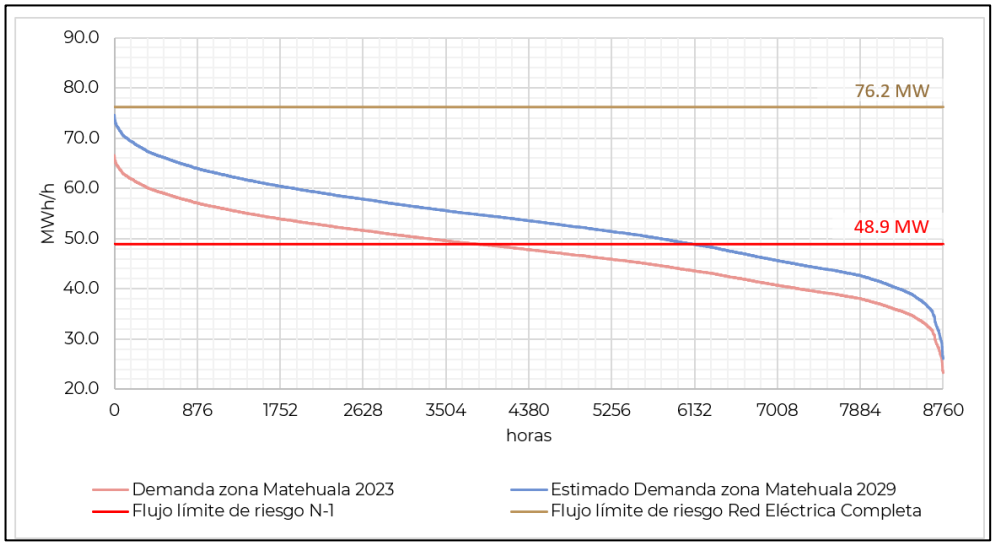
FIGURA 11.1.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA MATEHUALA AÑO 2024



Por la creciente demanda de energía eléctrica de la zona Matehuala, en el año 2023, durante aproximadamente el 44 % del tiempo, se tuvo el riesgo de que ante salida de operación de la LT Charcas Potencia – Matehuala Sur (73640), se presentara un colapso de tensión de la zona, implicando afectación del suministro eléctrico y poniendo en riesgo la integridad de equipos.

Esta condición se vuelve más severa para el año 2029. derivado del crecimiento natural de la demanda. Para este año el porcentaje de tiempo con riesgo de colapso de tensión, ante la salida de operación de la misma Línea de Transmisión, asciende a un 70 %. Ante los escenarios de demanda máxima esperada para el año 2029, también se presentan condiciones de baja tensión en la zona cuando se opera en Red Eléctrica completa. La proyección de la demanda de la zona Matehuala se puede observar en la curva de duración de carga de la Figura 11.1.2.2.

FIGURA 11.1.2.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA PARA LA DEMANDA DE LA ZONA MATEHUALA



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y futuras ante la salida de operación de la LT Charcas Potencia – Matehuala Sur (73640) o de la LT Charcas Potencia – Matehuala (73720), y la problemática que esto representa, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la zona Matehuala, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la actual LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala Sur en una nueva Subestación Eléctrica denominada “San José del Muerto” (1)
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.7 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la actual LT Charcas Potencia – 73720 – Matehuala en una nueva Subestación Eléctrica denominada San José del Muerto (2)

Compensación:

- Un banco de capacitores de 22.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Matehuala Sur (3)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cuatro alimentadores en 115 kV en la nueva SE San José del Muerto para la conexión de las LT Charcas Potencia – San José del Muerto (2 Líneas de Transmisión); San José del Muerto – Matehuala; y San José del Muerto – Matehuala Sur (4)
- Un alimentador en 115 kV en la SE Matehuala Sur para la conexión del banco capacitivo (5)
- Cambio de Transformador de Corriente (TC) en 115 kV en la SE Charcas Potencia de la LT Charcas – 73640 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (6)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala Sur de la LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (7)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Charcas Potencia de la LT Charcas Potencia – 73720 – Matehuala para alcanzar el límite térmico del conductor (8)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala de la LT Charcas Potencia – 73720 - Matehuala para alcanzar el límite térmico del conductor (9)

Alternativa 2

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de ±50 MVAr en 115 kV en la SE Matehuala (1)
- Traslado de un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV hacia la SE Matehuala Sur desde la SE Matehuala (2)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Matehuala Sur para la conexión del banco capacitivo (3)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Charcas Potencia de la LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (4)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala Sur de la LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (5)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Charcas Potencia de la LT Charcas Potencia – 73720 – Matehuala para alcanzar el límite térmico del conductor (6)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala de la LT Charcas Potencia – 73720 – Matehuala para alcanzar el límite térmico del conductor (7)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala de la LT Matehuala – 73600 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (8)
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Matehuala Sur de la LT Matehuala – 73600 – Matehuala Sur para alcanzar el límite térmico del conductor (9)

La fecha de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figuras 11.1.2.3 y 11.1.2.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.2.3. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1

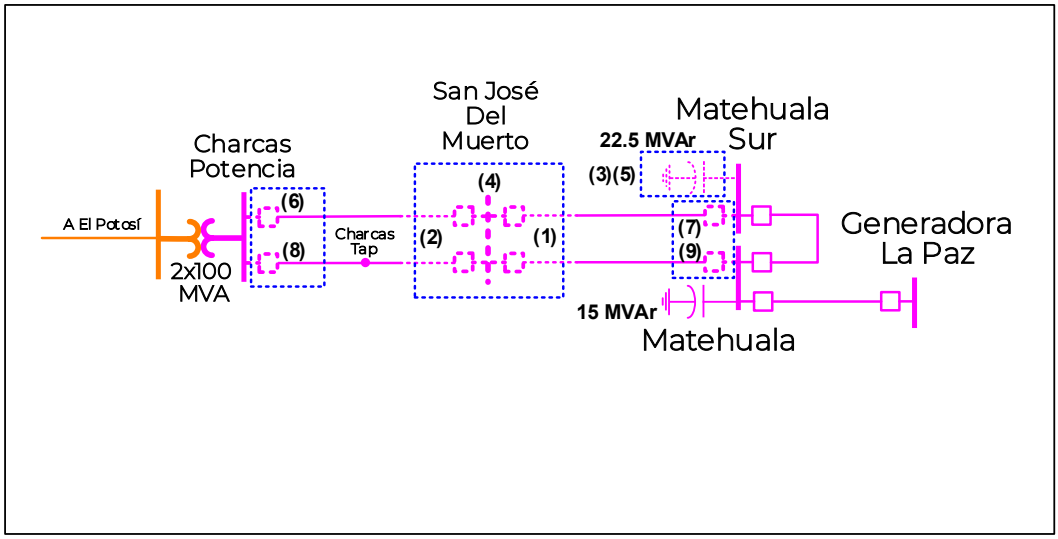
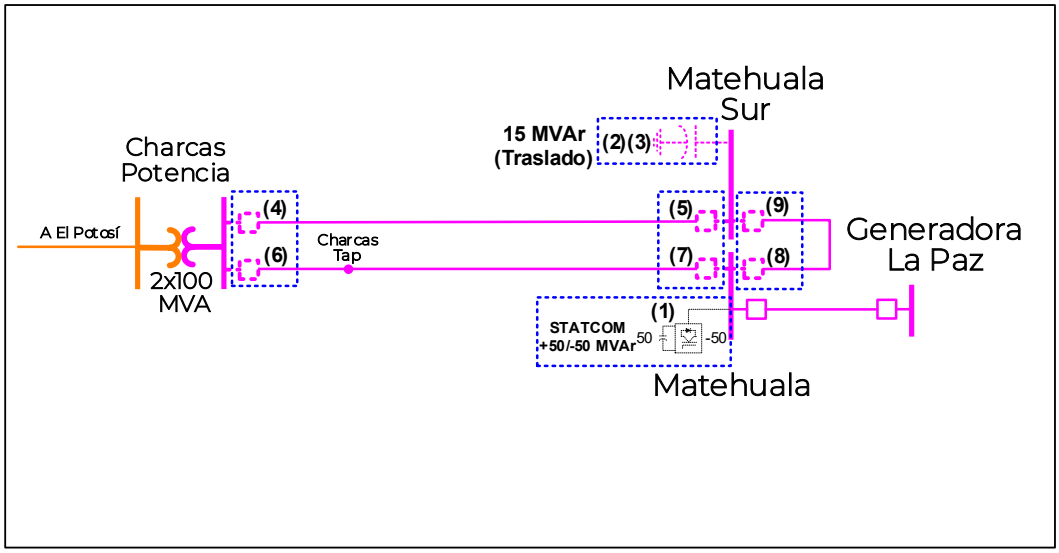


FIGURA 11.1.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de 207.6 millones de pesos de 2023 (10.08 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de 2 km-c de Línea de Transmisión, cinco alimentadores en 115 kV y 22.5 MVAr de compensación reactiva, así como el reemplazo de equipo serie para la modernización de las LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala y Charcas Potencia – 73720 – Matehuala Sur.

Los Cuadros 11.1.2.1 al 11.1.2.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

CUADRO 11.1.2.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LA ALTERNATIVA 11.1.1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San José del Muerto entronque Charcas Potencia – Matehuala Sur (73640)	115	2	0.6	abr-29	abr-29
San José del Muerto entronque Charcas Potencia – Matehuala (73720)	115	2	1.4	abr-29	abr-29
Total			2.0		

CUADRO 11.1.2.2. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Matehuala Sur	Capacitor	115	22.5	abr-29	abr-29
Total			**7.5**		

CUADRO 11.1.2.3. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San José del Muerto	Alimentador	5	115	abr-29	abr-29
Matehuala	TC's	1	115	abr-29	abr-29
Matehuala Sur	TC's	1	115	abr-29	abr-29
Charcas Potencia	TC's	2	115	abr-29	abr-29
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 314.6 millones de pesos de 2023 (15.27 millones de dólares considerando una paridad de 20.6 pesos por dólar). Esta alternativa consta de un STATCOM 50 (Cap.) / 50 (Ind.) MVAr de compensación reactiva dinámica, Traslado de 15 MVAr de compensación reactiva fija, así como el reemplazo de equipo serie para la modernización de las LT Charcas Potencia – 73640 – Matehuala, Charcas Potencia – 73720 – Matehuala Sur, y Matehuala – 73600 Matehuala Sur.

Los Cuadros 11.1.2.4 y 11.1.2.5 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

CUADRO 11.1.2.4. OBRAS DE COMPENSACIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Matehuala Sur (Traslado desde SE Matehuala)	Capacitor	115	15	abr-29	abr-29
Matehuala	STATCOM	115	50(Cap.) / 50(Ind.)	abr-29	abr-29
Total			**65 (Cap.)/50(Ind.)**		

CUADRO 11.1.2.5. OBRAS DE EQUIPO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Matehuala Sur	Alimentador	1	115	abr-29	abr-29
Matehuala	TC's	2	115	abr-29	abr-29
Matehuala Sur	TC's	2	115	abr-29	abr-29
Charcas Potencia	TC's	2	115	abr-29	abr-29
Total		**11**			

Indicadores económicos

En los Cuadros 11.1.2.6 y 11.1.2.7 se presentan los resultados de la evaluación económica con modelo de evaluación por demanda incremental y en el Cuadro 11.1.2.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

CUADRO 11.1.2.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
72.9	33.0	105.91	304.82	189.8	232.1	1.22

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 11.1.2.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ALTERNATIVA 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
29.2	38.09	848.1	547.4	284.2	300.7	1.06

Millones de pesos en VP 2027

CUADRO 11.1.2.8. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Límite de Transmisión	Igual	Mayor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2022)	207.6	314.6

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la zona Matehuala. Sin embargo, dada su baja relación beneficio costo, se deja a consideración de la Secretaría de Energía la inclusión de este proyecto dentro del paquete de proyectos a instruirse en el PAMRNT, toda vez que, ante la variación de sus montos de inversión, el proyecto podría dejar de ser económicamente factible todo esto de acuerdo con lo dispuesto en el CdR, así como en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.

P24-NT3 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Juárez

Diagnóstico operativo.

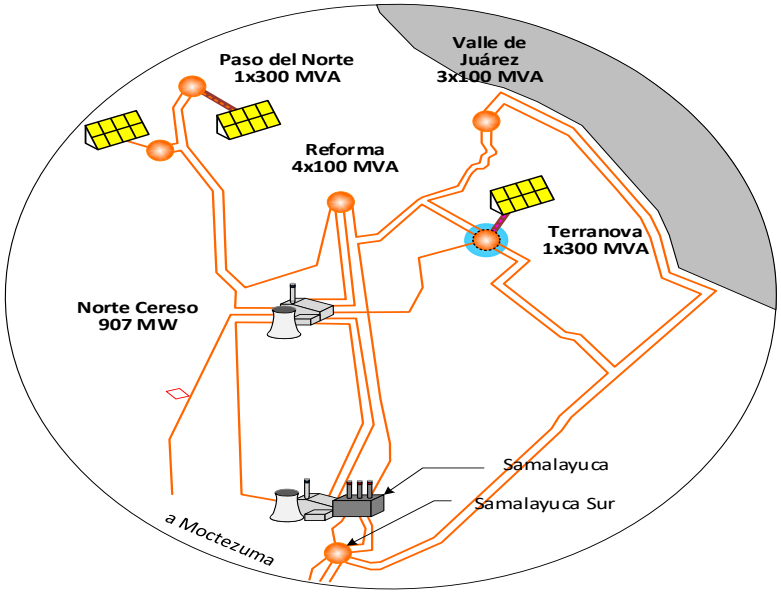
La zona urbana de Juárez atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez y su zona conurbada en el estado de Chihuahua, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen (Red Eléctrica mallada).

En la Red Eléctrica de transmisión de Ciudad Juárez se cuenta con cuatro proyectos fotovoltaicos, Border Solar de 150 MW en 230 kV, Parque Solar FV Conejos Médanos de 80 MW, El Rollo Solar y Juárez Renovables de 30 MW cada uno en 115 kV.

La alimentación principal de energía eléctrica de esta zona es a través de 4 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, una de estas SE es Terranova (1x300 MVA), Paso del Norte (1x300 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Reforma (4x100 MVA), para un total de 1,300 MVA de capacidad de transformación nominal.

En la Figura 11.1.3.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez en el estado de Chihuahua.

FIGURA 11.1.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



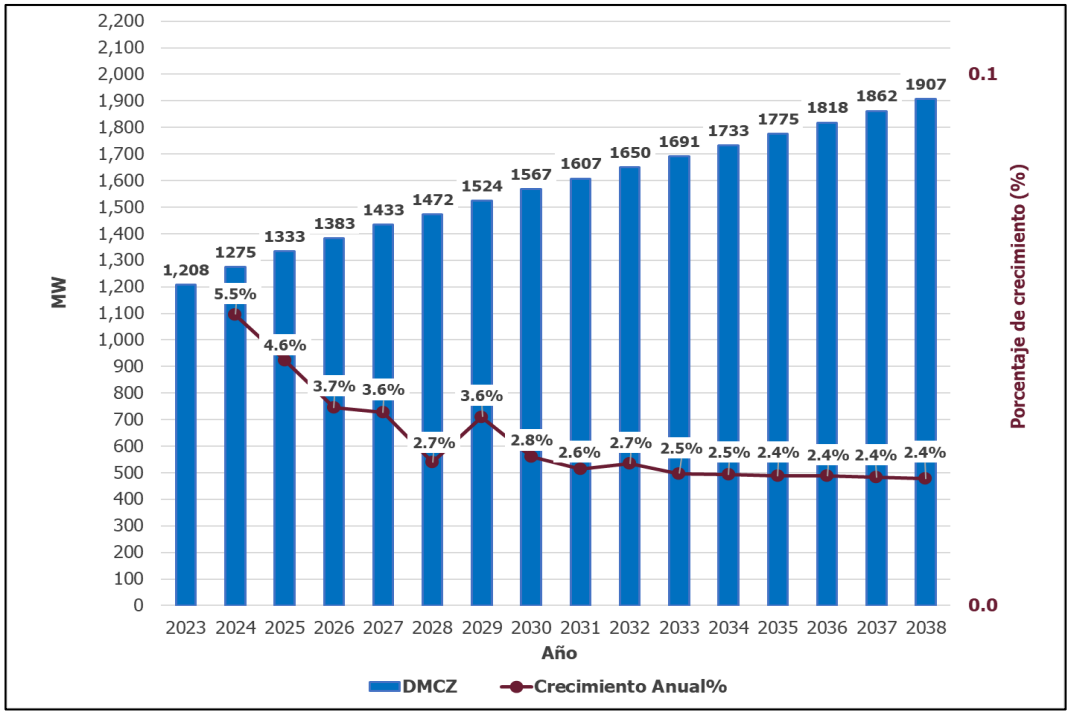
La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2023 en horario vespertino fue de 1,208 MW y en horario nocturno de 1,142 MW. Se pronostica que para el 2024, la demanda máxima en horario vespertino será de 1,275 MW y en horario nocturno de 1,205 MW lo que representa un crecimiento promedio del 5.5 % (Figura 11.2.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en el nivel de tensión de 115 kV, principalmente desde las SE Reforma y Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación de 230/115 kV de estas Subestaciones Eléctricas es de los más elevados y con mayor factor de carga de esta zona. De forma similar, se encuentran las SE Paso del Norte y Valle de Juárez, que por su ubicación cercana con el centro de la ciudad atienden gran parte de los Usuarios Finales dentro de la mancha urbana.

Durante 2023, debido a la diferencia en el diseño del autotransformador de la SE Reforma (REA AT-04) de 100 MVA con relación de transformación de 230/115 kV alcanzó un flujo máximo de 99 MVA, mientras

que en 2022 el flujo máximo reportado fue de 97 MVA, lo que representa un flujo de 99 % y 97 % de cargabilidad respectivamente, el autotransformador de la SE Terranova (TER AT-99) de 300 MVA con relación de transformación de 230/115 kV presentó valores máximos de carga de 342 MVA, mientras que en 2022 el flujo máximo reportado fue de 307 MVA, representando un 114 % y 102 % de cargabilidad respectivamente, además, el resto de los autotransformadores de las SE Reforma (4X100 MVA), Valle de Juárez (3x100 MVA) y Paso del Norte (300 MVA) han presentado cargas por arriba del 90 %.

En la Figura 11.1.3.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona urbana de Juárez de acuerdo con el PDS 2024-2038.

FIGURA 11.1.3.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA EN LA ZONA DE INFLUENCIA



Ante el disparo de cualquiera de los AT de 300 MVA de zona, se provocaría la sobrecarga de Líneas de Transmisión de 115 kV, de autotransformadores y el posible colapso de la zona urbana de Juárez. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un Esquema de Acción Remedial (EAR), afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto de un segundo autotransformador de 300 MVA con relación de transformación de 230/115 kV para la SE Terranova (P19-NT1), dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2024, sin embargo, el proyecto se ha pospuesto con fecha de entrada estimada para septiembre de 2024.

El proyecto P22-NT1 “Paso del Norte Banco 2” fue propuesto en el PAMRNT 2022-2036 e instruido por la SENER en 2022, con una fecha de entrada en operación en abril de 2026. Dicho proyecto considera la instalación de un segundo autotransformador de 300 MVA con relación de transformación de 230/115 kV en SE Paso del Norte y 105 MVAr de compensación de potencia reactiva en la Red Eléctrica de 115 kV a través de la instalación de bancos de capacitores. De acuerdo con información de CFE Transmisión la fecha de entrada en operación actualizada corresponde a agosto de 2028.

Cabe destacar que en 2023 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2”. En tanto no se

construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la zona urbana de Juárez.

Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la zona urbana de Juárez de 1,275 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2”, se estiman 5,878 MWh de ENS.

En las Figura 11.1.3.3 y 11.1.3.4 se muestran las curvas de duración de carga del autotransformador AT-99 de la SE Terranova y del autotransformador AT-04 de la SE Reforma en la condición de demanda máxima de 2024. El autotransformador de la SE Terranova (AT-99) operaría 357 MVA (345 MW) de carga. Además, el tiempo que operaría por arriba de su capacidad nominal es de 320 horas, impactando en la vida útil del equipo.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Terranova Banco 2”, se tendrían problemáticas de sobrecarga en autotransformadores, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV y ante falla de algún autotransformador existe la probabilidad de tener ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada. Además, no se podrían atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

FIGURA 11.1.3.3 CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE TERRANOVA AT-99 EN 2023

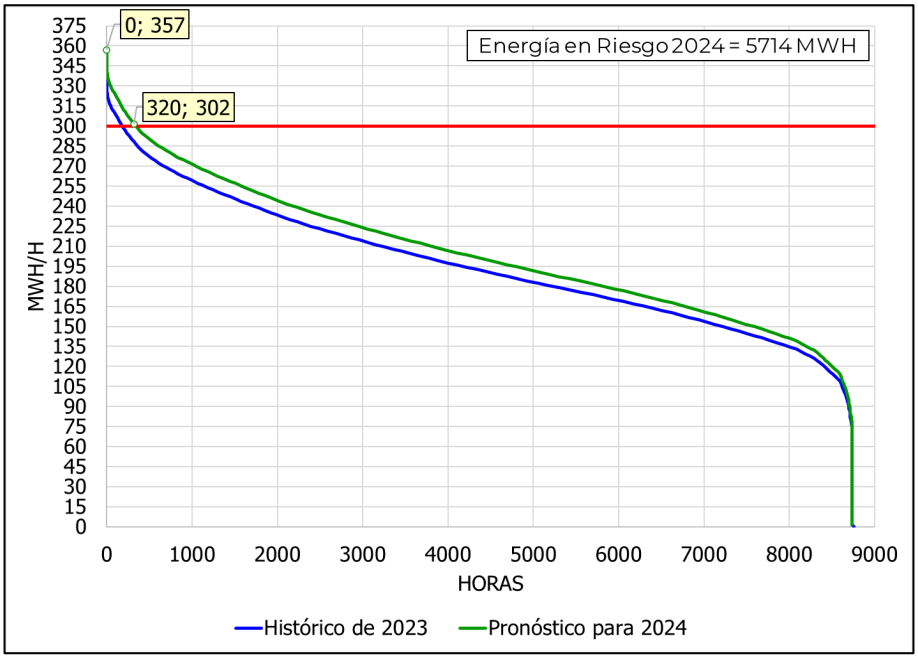
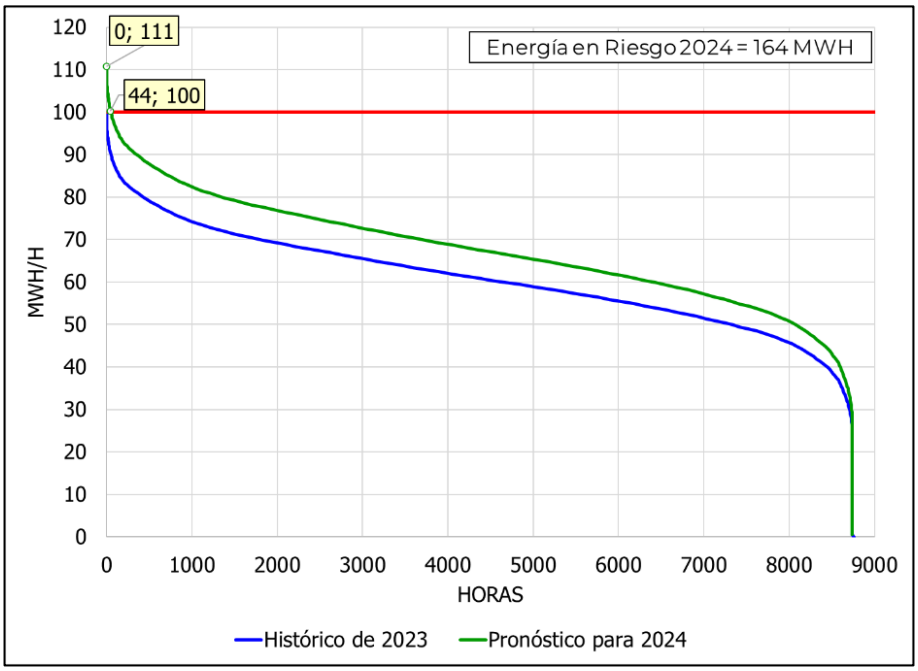


FIGURA 11.1.3.4 CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE REFORMA AT-04 EN 2023



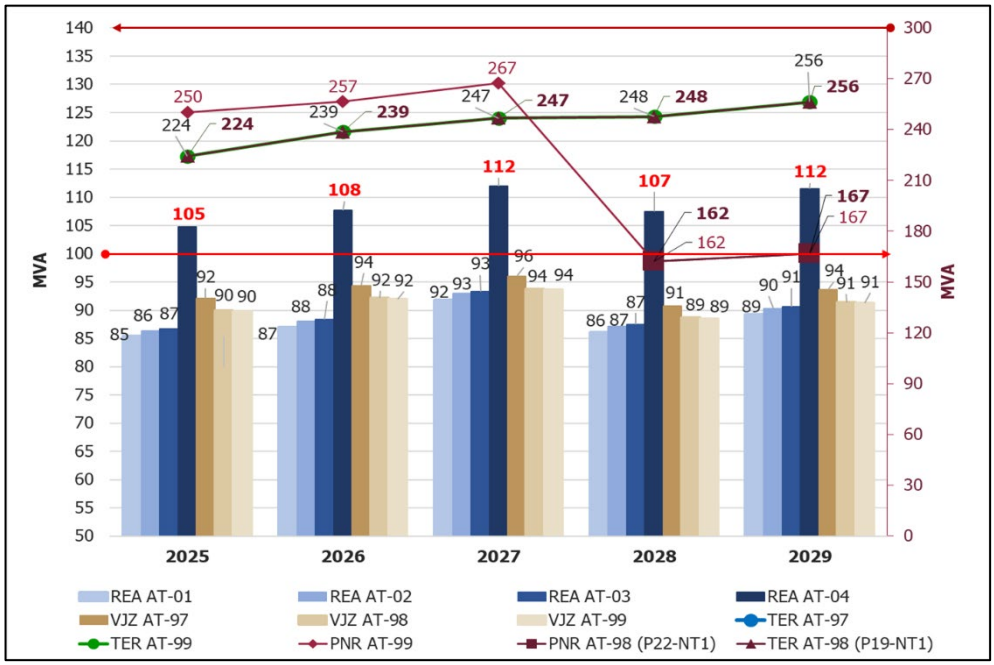
Considerando la infraestructura actual de transmisión y transformación de la Red Eléctrica de la zona y las obras programas como lo son el segundo autotransformador en las SE Terranova (instruido en 2019 con clave PEM P19-NT1) y Paso del Norte (instruido en 2022 con clave PEM P22-NT1) de 300 MVA cada uno y con la demanda máxima de la zona que de acuerdo con el PDS 2024-2038, para el 2029 será de 1,524 MW. La carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) del autotransformador en la SE Reforma (AT-04) de 100 MVA será de 112 % de su capacidad nominal, mientras que el resto de los AT de la SE Reforma y los de la SE Valle de Juárez estarían operando al 90 % de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de una contingencia sencilla de un elemento de la Red Eléctrica tanto en 230 como en 115 kV, se presentarían sobrecargas en los autotransformadores de la región por arriba del límite permitido del 120 % de la capacidad nominal, además de sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona. Para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR. Estas condiciones de operación se presentan debido a que no se contará con transformación suficiente.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es alto.

Por esta situación, en caso de no proponer obras de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras. Acción necesaria para mantener la Continuidad.

En la Figura 11.1.3.5 se muestra el comportamiento de la carga en los autotransformadores de la zona urbana de Juárez de acuerdo con la demanda pronosticada en el PDS 2024-2038.

FIGURA 11.1.3.5. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTANSFORMDORES DE LA ZONA JUÁREZ PARA DIFERENTES AÑOS



Descripción de la Alternativa bajo estudio.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la zona urbana de Juárez manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda de las Centros de Carga de la zona urbana de Juárez, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa en estudio

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 5 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para entroncar una Nueva SE Juárez Potencia en la actual LT Valle de Juárez – 93470 – Samalayuca Sur (1).
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 6 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar una Nueva SE Juárez Potencia en la actual LT Médanos – 73NT0 – Sauzal (2).
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 8 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar una Nueva SE Juárez Potencia en la actual LT Terranova – 73440 – Patria (3).
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 8 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar una Nueva SE Juárez Potencia en la actual LT Terranova – 73430 – Granjero (4).

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 100 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV, en la Nueva SE Juárez Potencia (3 unidades monofásicas y 1 unidad de reserva). Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (5)

- Intercambio (para traslados) de banco de transformación REA AT-04 por AOD AT-98 ambos de 100 MVA, compuestos de tres unidades monofásicas de 33.333 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV en SE Reforma y Ascensión Dos (6).

Compensación:

- Un banco de capacitores de 45 MVAr de capacidad en 115 kV en la Nueva SE Juárez Potencia. (7)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

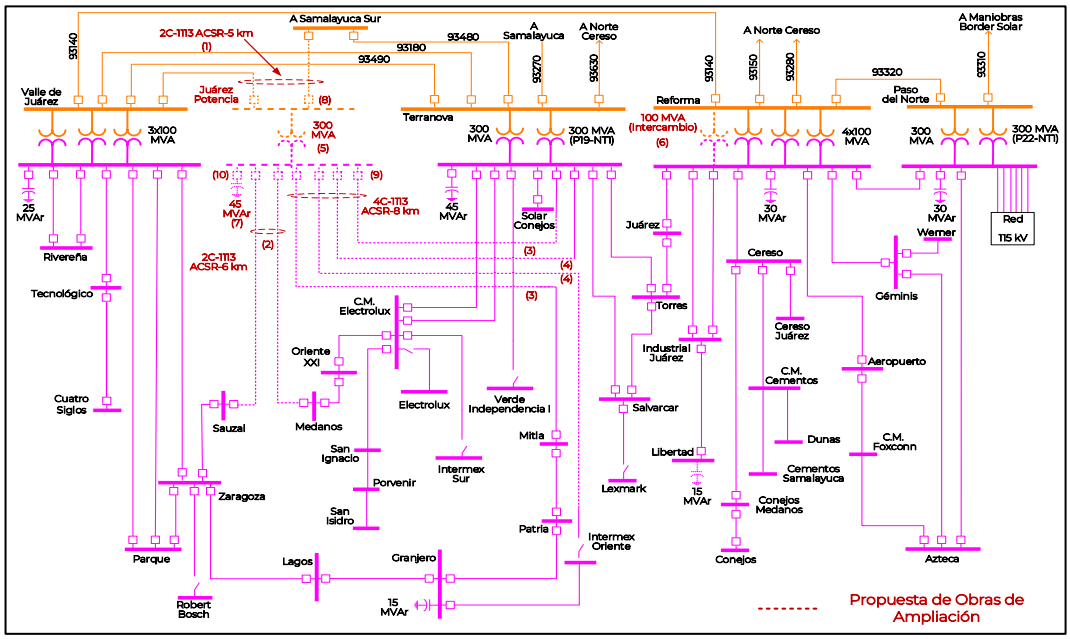
- Dos alimentadores en 230 kV en la Nueva SE Juárez Potencia para la normalización de las LT de entronque en Valle de Juárez – 93470 – Samalayuca Sur (8).
- Seis alimentadores en 115 kV en la Nueva SE Juárez Potencia para la normalización de las LT de entronque en Médanos – 73NT0 – Sauzal, Terranova – 73440 – Patria y Terranova – 73430 – Granjero (9).
- Un alimentador en 115 kV en la Nueva SE Juárez Potencia para la conexión del banco de capacitores de 45 MVAr. (10)
- Un alimentador en 230 kV en la nueva SE Juárez Potencia para el amarre de barras de 230 kV
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Juárez Potencia para el amarre de barras de 115 kV

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2030
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2030

En la Figura 11.1.3.6 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.3.6. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA



P24-NT4 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Chihuahua

Diagnóstico operativo.

La zona urbana de Chihuahua atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Chihuahua y sus zonas conurbadas en el estado de Chihuahua, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 400, 230 y 115 kV que interconectan las SE que la constituyen (red anillada).

La alimentación principal de energía eléctrica de esta zona es a través de 4 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, una de estas SE es Chihuahua Norte (3x100 MVA), Avalos (2x100 MVA), División del Norte (300 MVA) y Chuvíscar (300 MVA), para un total de 1,100 MVA de capacidad nominal.

En la Zona Urbana de Chihuahua se tiene una capacidad neta de interconexión de generación de 1,190 MW, de los cuales 1,183 MW se ubican en el nivel de tensión de 230 kV.

En la Figura 11.1.4.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las SE de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica de la Ciudad Chihuahua del estado de Chihuahua.

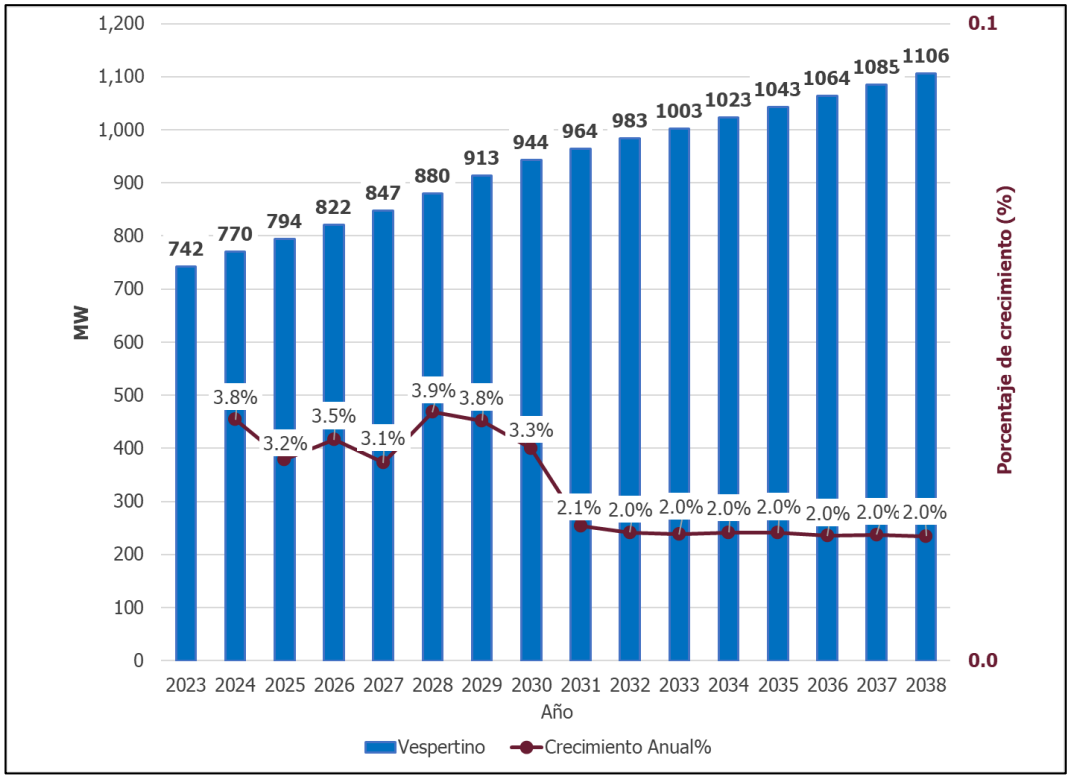
FIGURA 11.1.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA



La demanda máxima de Ciudad Chihuahua en 2023 en horario vespertino fue de 742 MW sin considerar las perdidas en el sistema, de acuerdo con el PDS 2024 – 2038, se espera una demanda máxima de 770 MW en 2024 lo que representa un crecimiento promedio del 3.8 % (Figura 1.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales que se encuentran al norte de Ciudad Chihuahua y se alimentan en nivel de 115 kV, Principalmente, desde la SE Chihuahua Norte, y los parques industriales que se encuentran al sur de Ciudad Chihuahua y se alimentan en nivel de 115 kV, desde las SE Avalos. Por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de estas SE es de los más elevados y con mayor factor de carga de esta zona.

En la Figura 11.1.4.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona urbana de Ciudad Chihuahua de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación.

FIGURA 11.1.4.2. PRONOSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA URBANA DE CHIHUAHUA



En el último año, los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 98 % y 99 % respectivamente y los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 100 % y 97 % respectivamente.

En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE P15-NT1 de un nuevo transformador de 300 MVA en 230/115 kV para la SE Chihuahua Norte, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de un transformador de 100 MVA de dicha Subestación Eléctrica hacia la SE Ávalos, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2021, sin embargo el proyecto se ha pospuesto con fecha de entrada estimada por CFE Transmisión a octubre de 2024 en último informe enviado por CFE Transmisión, con un avance del 41 %. Se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga de tipo industrial en la zona urbana de la ZOT Chihuahua condicionadas a la entrada en operación del nuevo transformador en la SE Chihuahua Norte de 300 MVA de capacidad.

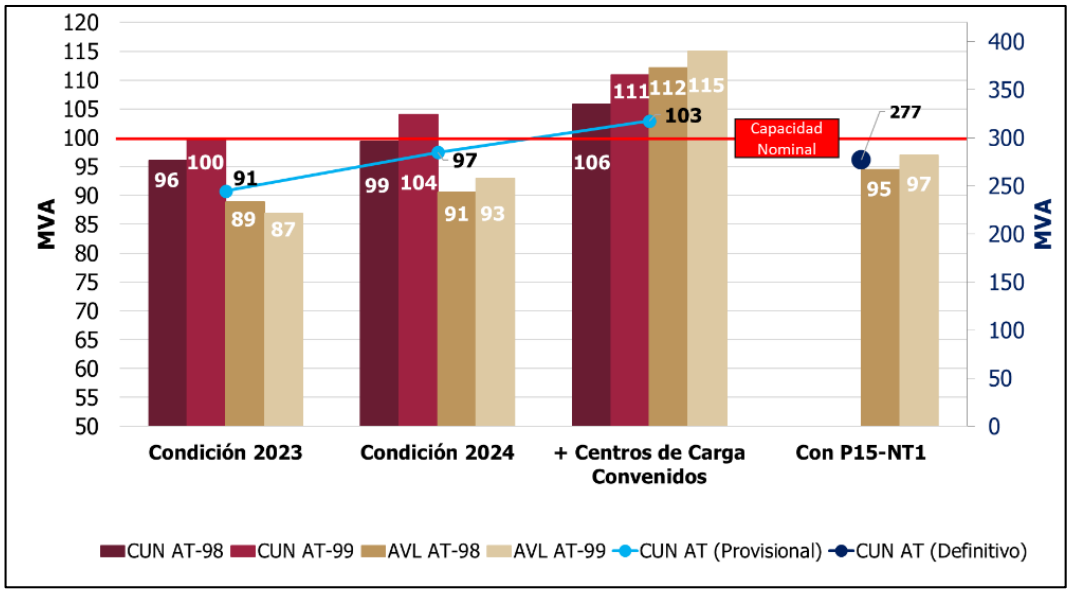
En 2018 se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga en los autotransformadores de dicha Subestación Eléctrica, actualmente este transformador ha sido retirado para llevar a cabo trabajos de instalación de un autotransformador provisional de 100 MVA, 230/115 kV (CUN AT-04), este entró en operación en marzo de 2023. Sin embargo, esta medida no fue suficiente.

El retraso de la construcción del proyecto P15-NT1 “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)” impacta en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la zona urbana de Chihuahua.

Cabe destacar que en 2023 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Chihuahua Norte de 300 MVA, 230/115 kV y el traslado de un AT de la SE Chihuahua Norte a la SE Avalos. En tanto no se construyan dichas obras, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión en la zona de influencia de la SE Chihuahua Norte.

En la figura 11.1.4.3 se muestra la carga presentada en los AT de la Zona Urbana de Chihuahua en 2023 y la pronosticada en 2024 previo a la entrada en operación del proyecto P15-NT1 “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”.

FIGURA 1.1.4.3 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTRANSFORMADORES DE CUN Y AVL



Con flujos de potencia altos en el enlace entre las ZOT Juárez y Chihuahua, en escenarios vespertinos ocasiona que se incremente el flujo de potencia por los autotransformadores de Chihuahua Norte (AT-98, AT-99 y AT-04).

Ante el disparo de cualquiera de los AT provocaría la sobrecarga de Líneas de Transmisión de 115 kV, autotransformadores y el posible colapso de la Zona Urbana de Chihuahua. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

Para el pronóstico de 2024, se espera una demanda de la zona urbana de Chihuahua de 770 MW, por lo que los AT de la SE Chihuahua Norte (AT-98, AT-99 y AT-04) y Avalos (AT-98 y AT-98) presentaran valores máximos de carga del 100 %.

En las Figuras de la 11.1.4.4 a la 11.1.4.7 se muestran las curvas de duración de carga de los autotransformadores de la zona urbana de Chihuahua, en la condición de demanda máxima de 2024, sin considerar la entrada en operación del AT provisional de 100 MVA en SE Chihuahua Norte, en donde se observa que los autotransformadores de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían con 131 y 137 MVA respectivamente y los autotransformadores de la SE Avalos (AT-98 y AT-99) operarían con 106 y 109 MVA de carga respectivamente. Además, el tiempo que los autotransformadores de Chihuahua Norte

(AT-98 y AT-99) operarían por arriba de su capacidad nominal es de 1,360 y 1,586 horas respectivamente y en Avalos (AT-98 y AT-99) es de 27 y 158 horas respectivamente, impactando en la vida útil de estos.

FIGURA 11.1.4.4. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE CHIHUAHUA NORTE AT-98 EN 2023

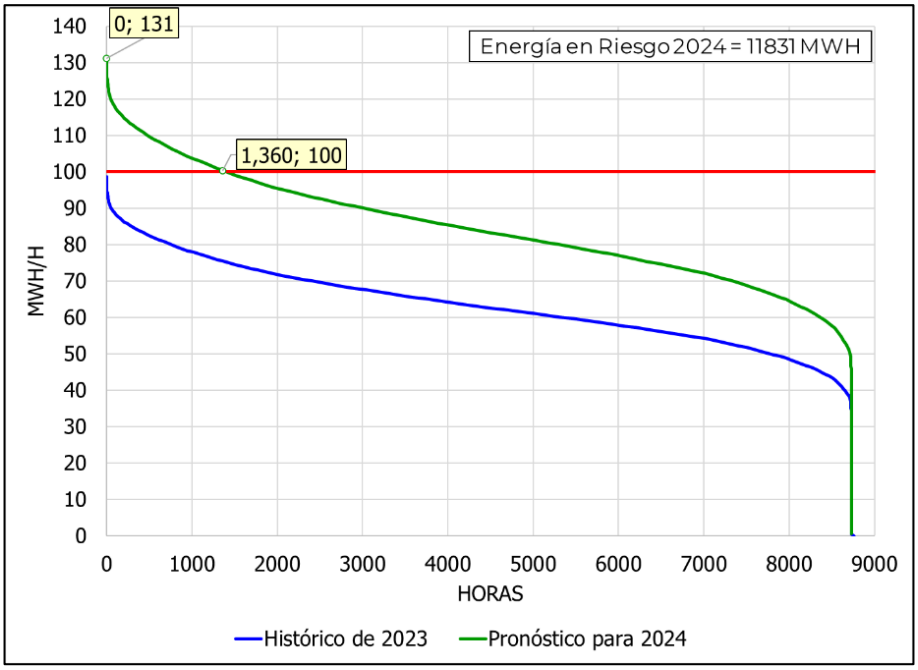


FIGURA 11.1.4.5. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE CHIHUAHUA NORTE AT-99 EN 2023

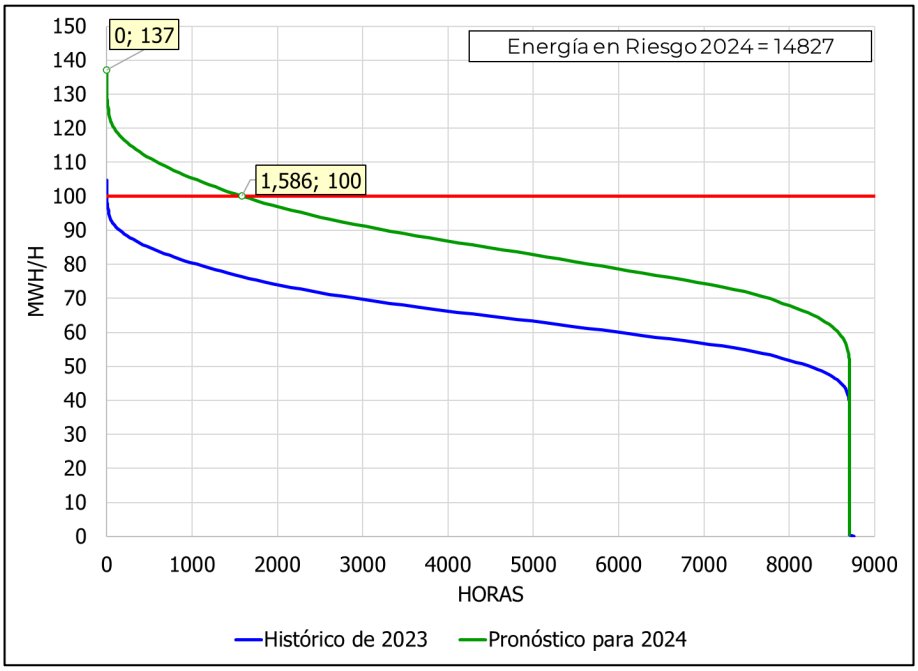


FIGURA 11.1.4.6. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ÁVALOS AT-98 EN 2023

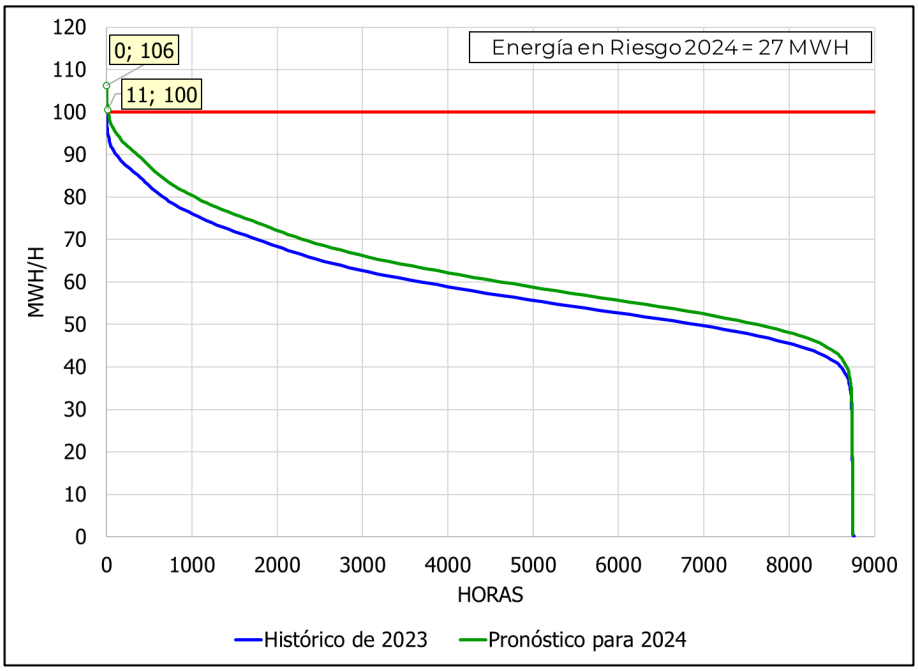
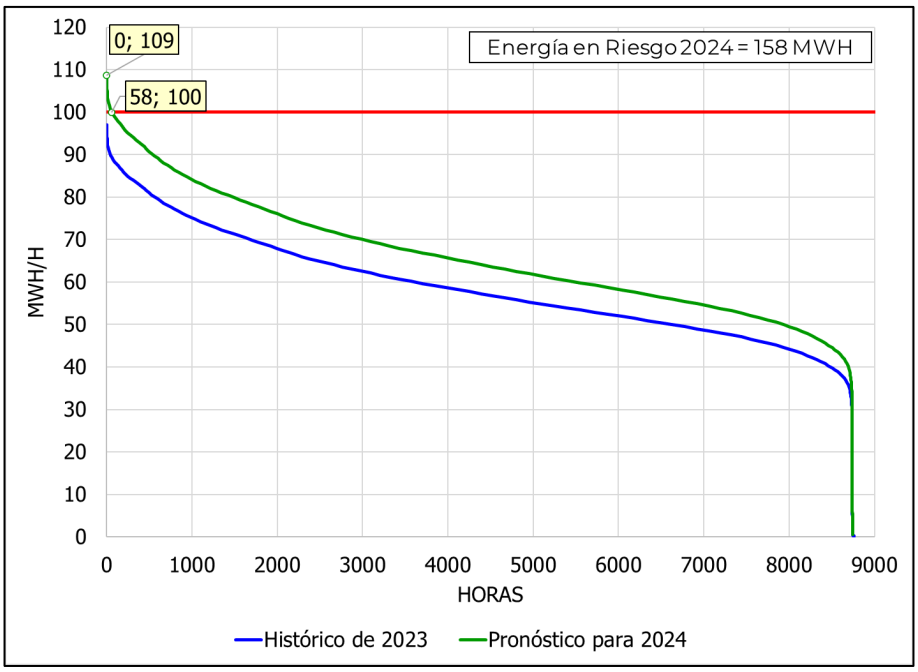


FIGURA 11.1.4.7. CURVA DE DURACIÓN DE LA CARGA DE ÁVALOS AT-99 EN 2023



Considerando la infraestructura actual de transmisión y transformación, así como las obras programadas y la demanda máxima en PDS 2024-2038 de la zona de influencia para 2028 de 880 MW; la carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) de los autotransformadores en la SE Chihuahua Norte y Avalos será estarán operando al 100 % o por arriba de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de contingencia sencilla de una de las Líneas de Transmisión en 230 kV y/o 115 kV y/o ante disparo de transformación de 230 a 115 kV ocasiona sobrecargas en los otros autotransformadores de la

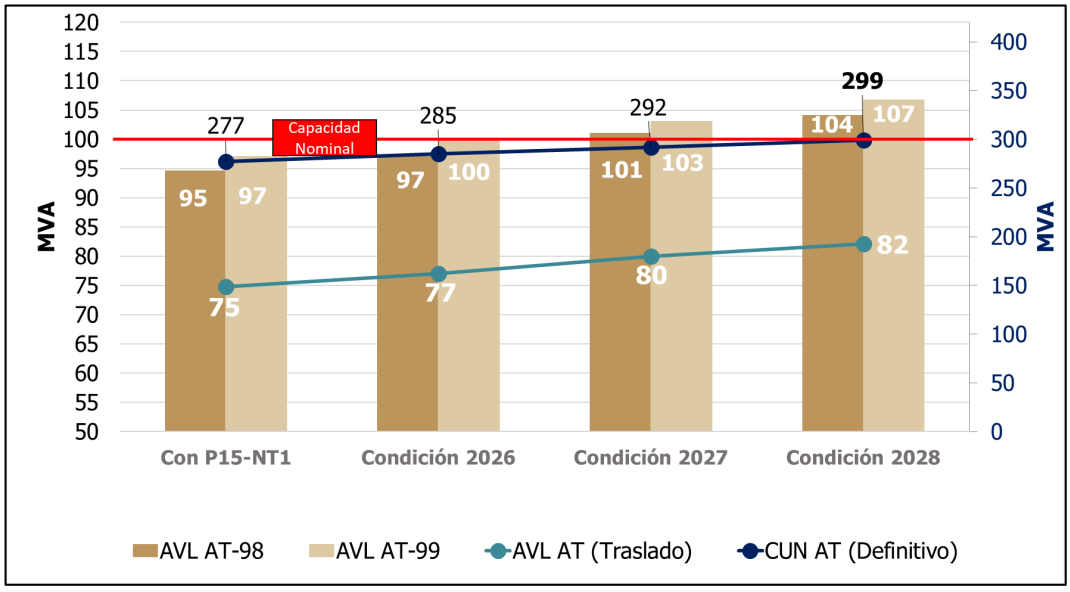
región, por arriba del límite permitido del 120 % de carga y sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona; para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es bastante alto.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras. Acción necesaria para mantener la Continuidad.

En la Figura 11.1.4.8 se muestra el comportamiento de la carga en los autotransformadores de la Zona Urbana de Chihuahua de acuerdo con la demanda pronosticada en PDS 2024-238.

FIGURA 11.1.4.8. COMPORTAMIENTO DE LA CARGA EN AUTOTANSFORMADORES DE LA ZONA URBANA DE CHIHUAHUA PARA DIFERENTES AÑOS



Descripción de la Alternativa bajo estudio

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028, se ha identificado una Alternativa para reforzar la Red Eléctrica de la Zona Urbana de Chihuahua manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda de las Zonas de Carga de la Zona Urbana de Chihuahua, la cual consiste en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para entroncar una Nueva SE Chihuahua Potencia en la actual LT Moctezuma – 93230 – Chihuahua Note (1).
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para entroncar una Nueva SE Chihuahua Potencia en la actual LT Chihuahua Norte – 73650- El Sauz (2).

Transformación:

- Traslado de cuatro unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV, de la SE Chihuahua Norte a la Nueva SE Chihuahua Potencia (3 unidades monofásicas y 1 unidad de reserva). Incluye alimentadores de 115 y 230 kV (3).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

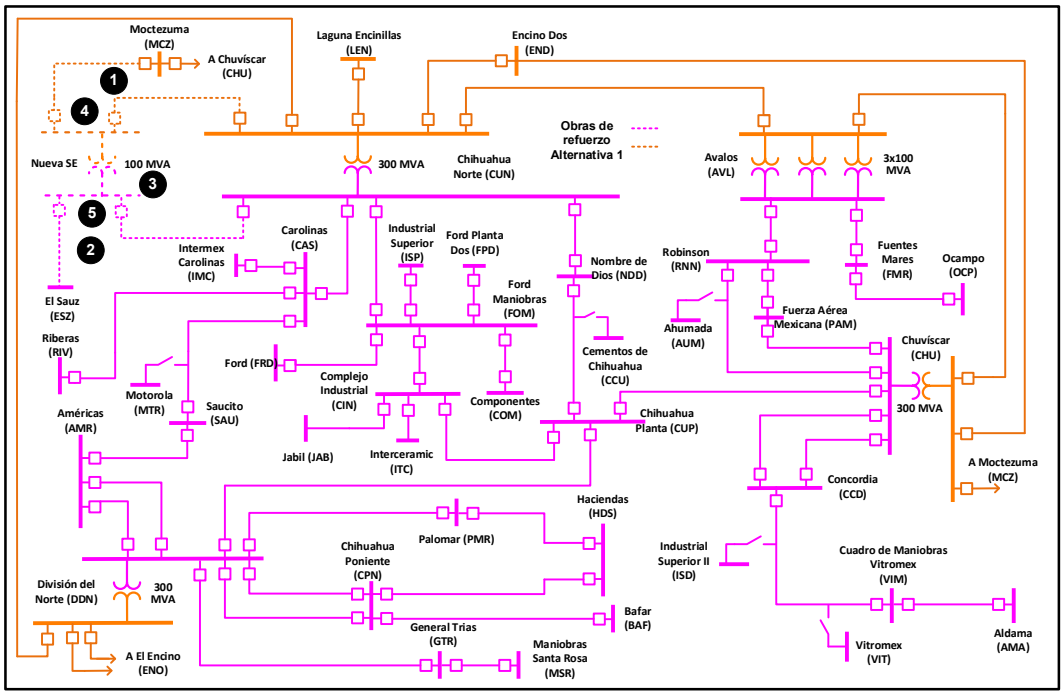
- Dos alimentadores en 230 kV en la Nueva SE Chihuahua Potencia para la LT de entronque en Moctezuma – 93230 – Chihuahua Note (4).
- Dos alimentadores en 115 kV en la Nueva SE Chihuahua Potencia para la LT de entronque en Chihuahua Norte – 73650- El Sauz (5).
- Un alimentador en 230 kV en la nueva SE Chihuahua Potencia para el amarre de barras de 230 kV.
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Chihuahua Potencia para el amarre de barras de 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2029.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2029.

En las Figura 11.1.4.9 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de ampliación.

FIGURA 11.1.4.9. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1



P24-NE2 ATENCIÓN AL SUMINISTRO DE ENERGÍA DE LA ZONA PONIENTE DEL ÁREA METROPOLITANA DE MONTERREY

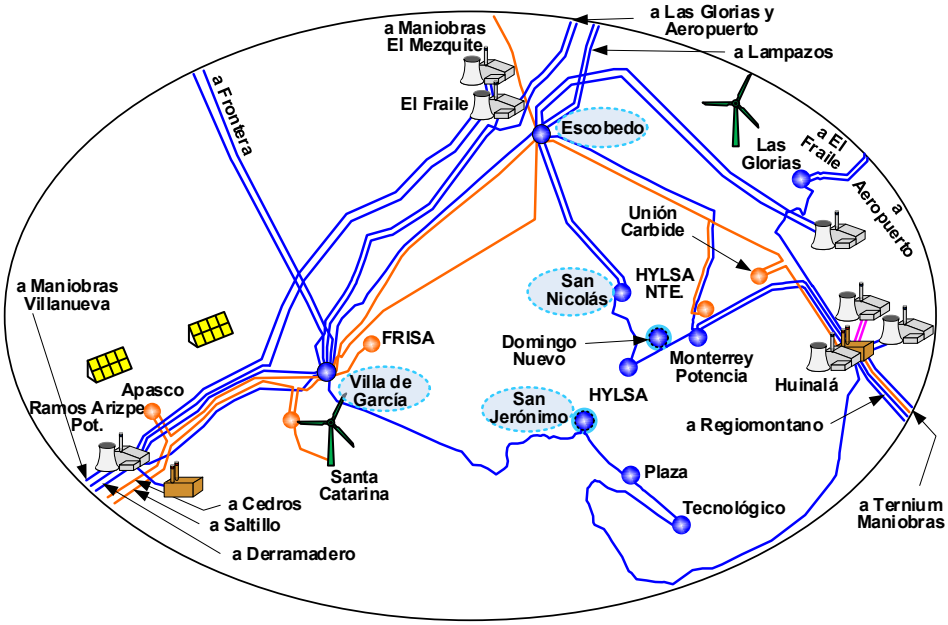
Diagnóstico operativo.

Derivado del gran crecimiento en la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), en cuanto al consumo final, los sectores de la mediana y gran industria son los sectores más sobresalientes. Para el año 2024, se espera que en conjunto representen 75.7 % del consumo final de la región, mientras que, para 2030 y 2038, su participación se incrementa a 76.1 % y 76.2 % respectivamente. El Desarrollo normal integrado por los sectores residencial, comercial y servicios inicia su participación en 2024 con 23.9 % y se espera que para 2030 y 2038 se ubique e 23.4 % recordando que representa el 97.4 % del total de Usuarios Finales.

De acuerdo con el PDS se espera que para el 2044 la demanda máxima de la Zona Metropolitana de Monterrey sea de 9,279 MW en horario vespertino, lo que representa un crecimiento promedio del 2.7 %.

En la Figura 11.1.5.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 400/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey. En la Figura 11.1.5.2 se muestra el comportamiento de la Curva de Duración de la Demanda de la ZMM a partir de 2023 y el pronóstico de los próximos años.

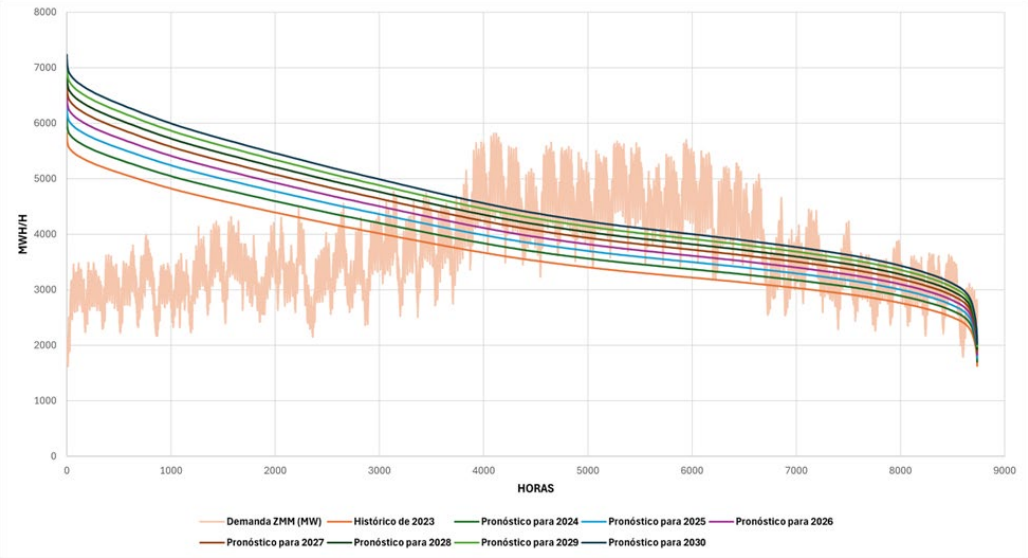
FIGURA 11.1.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZMM AÑO 2024



La Red Eléctrica en 115 kV de la ZMM cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a las Subestaciones Eléctricas de 400/115 y 230/115 kV como a las Centrales Eléctricas en 115 kV, lo cual hace a esta Red Eléctrica muy robusta en términos de flexibilidad operativa, sin embargo, también hacen que el Nivel de Cortocircuito (NCC) de un gran número de Subestaciones Eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos. El proyecto instruido P19-NE2 Reducción en el NCC de la Red Eléctrica de la ZMM, con fecha de entrada en operación en 2025, permite el decremento del NCC mediante la creación de dos anillos en la ZMM para satisfacer el crecimiento de la demanda a corto y mediano plazo. Por otra parte, para satisfacer los requerimientos de demanda a largo plazo, es necesario el seccionamiento de la Red Eléctrica de la ZMM formando subanillos que permitan incrementar la capacidad de transformación sin afectar el NCC del área de influencia.

Las cargas de las Zonas de Distribución Norte y Poniente son suministradas de energía eléctrica a través de los elementos de transformación con relación de 400/115 kV de las SE Escobedo, San Nicolás, Jerónimo Potencia y Villa de García, además de la generación de la CE Álcali. Esta área de influencia contempla la formación del denominado subanillo 1.

FIGURA 11.1.5.2. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA PARA LA DEMANDA DE LA ZONA METROPOLITANA DE MONTERREY



Descripción de la Alternativa bajo estudio

Por las condiciones operativas actuales y futuras ante la salida de operación de uno de los transformadores de 375 MVA de 400/115 kV de la SE Escobedo provocando una sobrecarga del 120 % de su capacidad en el transformador paralelo y la problemática que esto representa, se ha identificado una Alternativa para reforzar la Red Eléctrica del área de influencia y atender el crecimiento de la demanda, la cual consiste en las siguientes obras:

Alternativa

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una (con características similares a los existentes) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Escobedo. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (1)
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una (con características similares a los existentes) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Villa de García. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (2)

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de ± 150 MVAr en 115 kV para instalarse en la SE Villa de García (3)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

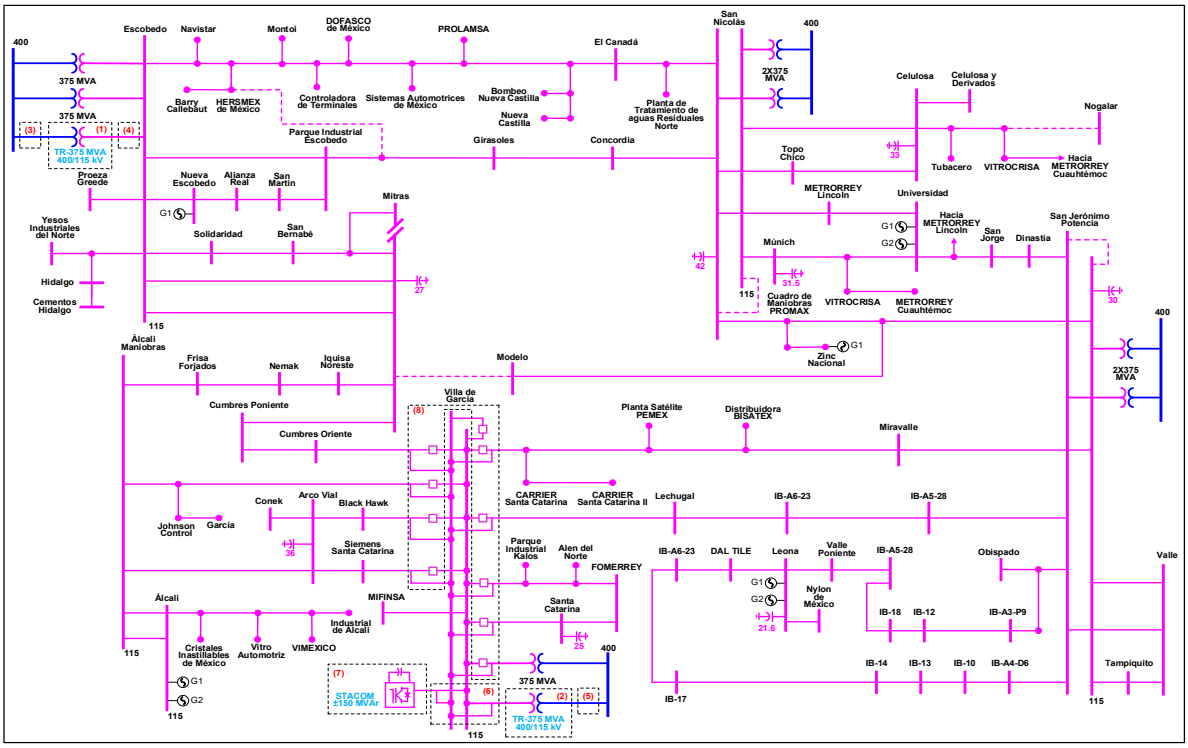
- Cambio de 10 interruptores en 115 kV de la SE Villa de García (4)

La fecha de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2028.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2028.

En la Figura 11.1.5.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.5.3 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA



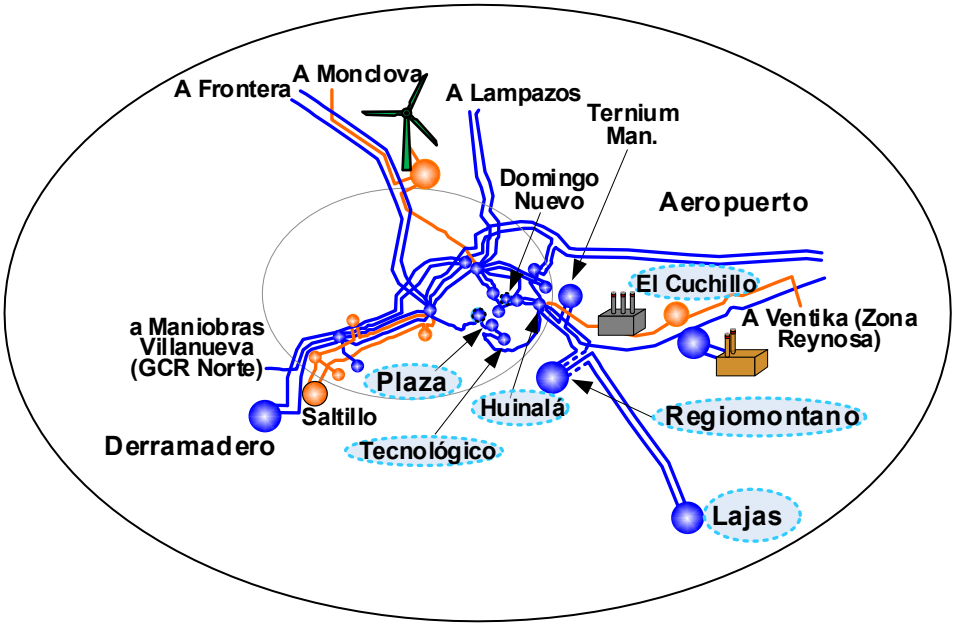
P24-NE3 ATENCIÓN AL SUMINISTRO DE ENERGÍA DE LA ZONA SUR DEL ÁREA METROPOLITANA DE MONTERREY

Diagnóstico operativo.

La zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) atiende el suministro de energía eléctrica de los sectores habitacionales, comerciales e industriales. Debido al crecimiento natural de la demanda eléctrica en la región, se prevé una saturación en la infraestructura de transformación, particularmente en el Sureste de la ZMM, abarcando las poblaciones de Monterrey, Guadalupe, Juárez, Cadereyta, Huinalá, Santiago, Allende y Montemorelos.

La necesidad de incorporar nuevos bancos de transformación en la ZMM constituye un desafío considerable en la planificación de la Red Eléctrica. La conexión de estos equipos adicionales implica un aumento sustancial en los Niveles de Corto Circuito (NCC) en la región, por consiguiente, se vislumbra la necesidad de seccionar la ZMM en cuatro subanillos independientes, con el fin de gestionar eficazmente los recursos disponibles y facilitar la incorporación de nuevos elementos de transformación en la Red Eléctrica. En particular, se destaca la importancia de concentrar las SE Plaza, Tecnológico, Regiomontano, Huinalá y Lajas en 400 kV en un único anillo para atender la creciente demanda en el sureste de la zona. El diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, presentado en la Figura 11.1.6.1, ofrece una visualización clara de la disposición de las Líneas de Transmisión en 115 kV, así como de las Subestaciones Eléctricas de 400/115 kV que actúan como fuentes principales de suministro eléctrico para el sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey.

FIGURA 11.1.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2025



De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación, se proyecta que para el año 2038, la demanda máxima en horario vespertino de la Zona Metropolitana de Monterrey alcance los 8,064 MW, lo que supone un crecimiento promedio del 2.8 %. En ese mismo año, se estima que la zona Sureste de la ZMM requerirá una capacidad de 1,695 MW para satisfacer las necesidades energéticas, manteniendo los estándares de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Eficiencia y Seguridad en el suministro eléctrico.

Las principales fuentes de suministro eléctrico para el sureste de la ZMM son los bancos de transformación de las SE Regiomontano, Tecnológico, Plaza, Lajas, Cuchillo y Huinalá. Durante el año 2023, el banco de transformación de la SE Regiomontano 400/115 kV de 375 MVA alcanzó un flujo máximo

de 335 MVA, mientras que el banco de transformación de la SE Tecnológico 400/115 kV, de igual capacidad, registró valores máximos de carga de 337 MVA, representando un 89 % y 90 % de su capacidad nominal respectivamente. Además, en ese mismo periodo, los bancos de transformación de la SE Plaza (2X225 MVA) presentaron una carga del 88 %, mientras que el banco de transformación de la SE Lajas (225 MVA) mostró una carga del 60 %.

Se estima que para el año 2030, la demanda pronosticada para el sureste de la ZMM será de 1,372 MW; en este escenario operativo, las cargas principales se alimentan desde las SE Regiomontano, Tecnológico, Plaza y Huinalá en nivel de tensión de 115 kV, por tal motivo se estima que, la cargabilidad de los bancos de transformación de 400/115 kV de las SE Regiomontano y Tecnológico sean de 107 % y 105 % en demanda máxima, respectivamente. Las cargas más significativas por satisfacer en ese año se encuentran en las SE Mirador, Cemex, La Esfera y Estanzuela en 115 kV que, por su cercanía con el centro de la ciudad de Monterrey, atienden gran parte de los Usuarios Finales dentro de la mancha urbana.

Considerando la infraestructura actual de la Red Eléctrica de Transmisión, la capacidad de suministro eléctrico en la zona Sureste de Monterrey, en un escenario con Red Eléctrica completa, es de 1,315 MW, con lo cual, el banco de transformación de la SE Regiomontano 400/115 kV estaría alcanzando los 375 MVA, lo que representa el 100 % de su capacidad nominal. Sin embargo, al ocurrir la CSS, la pérdida de la LT Villa de García-A3760-Jerónimo Potencia, provoca un problema en los niveles de tensión los cuales se encuentran al límite de los criterios del Código de Red en la SE Cemex operada en 115 kV, lo que reduce la capacidad de suministro en la región a 1,227 MW en dicho escenario.

Con el aumento proyectado de la demanda en el área de influencia, se espera un incremento en el flujo de potencia en los bancos de transformación de la SE Regiomontano, SE Tecnológico y SE Plaza, (400/115 kV). Esto comprometerá la capacidad de estos Transformadores ante contingencias sencillas. Para el año 2030, se estima que, ante la contingencia de la LT Jerónimo Potencia-A3760-Villa de García en 400 kV, la carga del banco de transformación de la SE Regiomontano alcanzará el 121 % de su capacidad nominal. Del mismo modo, ante la contingencia en el banco de transformación de la SE Tecnológico, los bancos de transformación de la SE Plaza operarán al 138 % y 148 % de sus capacidades nominales, respectivamente. En este escenario, el transformador de la SE Regiomontano mantendrá una cargabilidad del 121% de su capacidad nominal. La indisponibilidad de cualquiera de estos elementos de transmisión resultaría en sobrecargas significativas en los bancos de transformación que alimentan el Sureste de la ZMM. Por lo tanto, se hace evidente la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en la Red Eléctrica de la zona.

En la zona sureste de la ZMM, se prevén problemas de bajos niveles de tensión en la Red Eléctrica, particularmente en situaciones de contingencia. Por ejemplo, se estima que para el año 2030, ante la contingencia de la LT Jerónimo Potencia-A3760-Villa de García en 400 kV, la SE Cemex presentará niveles de tensión por debajo del límite establecido en el Código de Red, y ante la contingencia del banco de transformación de la SE Tecnológico (400/115 kV) el abatimiento de tensión será aún mayor en el mismo nodo. La falta de disponibilidad de estos elementos de transmisión resultaría en significativas caídas de tensión en las Subestaciones Eléctricas que abastecen el sureste de la ZMM.

Este escenario implica el riesgo de experimentar ENS durante el tiempo de recuperación de la falla, así como la incapacidad para satisfacer nuevas solicitudes de conexión de Centros de Carga en la región. Esta problemática es especialmente crítica durante los meses de verano y en horas vespertinas, aumentando la probabilidad de incidentes.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos la mayor parte del año, por lo que el riesgo de que suceda una situación similar es alto.

Descripción de la Alternativa bajo estudio.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se ha identificado la siguiente Alternativa para reforzar la Red Eléctrica del área sur de la ZMM manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad,

Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda de las Centros de Carga de la zona urbana, la cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa

Transmisión:

- Recalibración de la LT Tecnológico-73180-Villa de Santiago de 25.2 km de longitud, con conductor de alta temperatura, para llevar la ampacidad de la LT a 800 A, lo que definiría un límite térmico de 159 MVA (1).
- Recalibración de la LT Tecnológico-73080-Estanzuela de 6.8 km de longitud, con conductor de alta temperatura, para llevar la ampacidad de la LT a 800 A, lo que definiría un límite térmico de 159 MVA (2).
- Recalibración de la LT Ladrillera-73G90-Montemorelos de 1.75 km de longitud, con 795 kcmil de tres conductores por fase, para llevar la ampacidad de la LT a 900 A, lo que definiría un límite térmico de 180 MVA (3).

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Regiomontano. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (4).
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Tecnológico. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (5).
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Lajas. Incluye alimentadores de 115 y 400 kV (6).

Compensación:

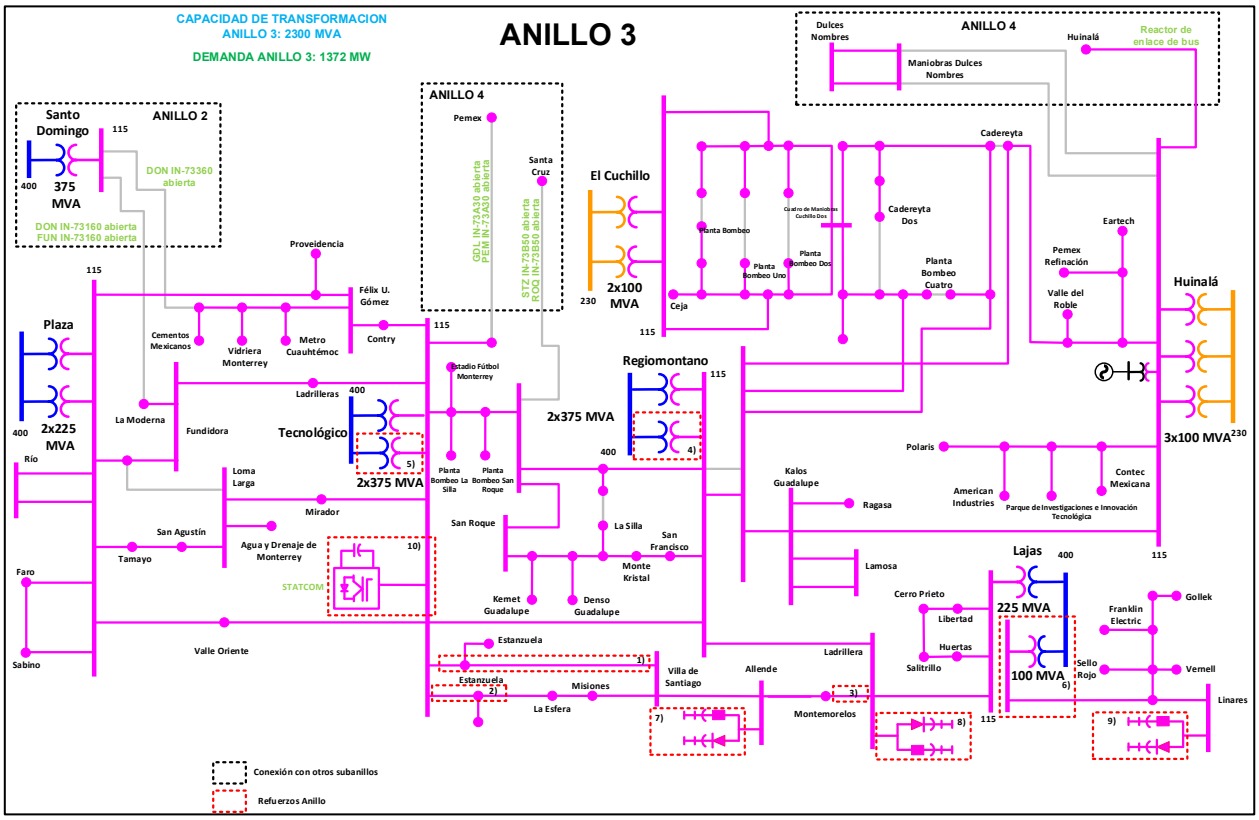
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 45 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Allende en 115 kV (7).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 30 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Ladrillera en 115 kV (8).
- Sustitución de compensación fija actual por compensación capacitiva de 22.5 MVAr (con pasos máximos de 7.5 MVAr y con control automático de referencia de tensión) en la SE Linares en 115 kV (9).
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad ±300 MVAr en la SE Tecnológico 115 kV (10).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2028
Fecha de entrada en operación factible: abril de 2028

En la Figura 11.1.6.2 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.6.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA



P24-NE4 ATENCIÓN AL SUMINISTRO DE ENERGÍA Y ADECUACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE 115 KV DE LA ZONA ORIENTE DEL ÁREA METROPOLITANA DE MONTERREY

Diagnóstico operativo.

El importante crecimiento de la demanda en la ZMM, así como la degradación natural del perfil de tensión en la RNT de la ZMM, por efecto del incremento de la demanda de la región, han provocado que los elementos de transformación con voltaje nominal de 400/115 kV, con un flujo de potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAr) superen su capacidad nominal.

Particularmente en la región oriente de la ZMM se tienen identificados un número importante de usuarios de tipo industrial, comercial, habitacional y de servicios, para los cuales las principales fuentes de suministro de energía eléctrica son la SE Monterrey Potencia con una capacidad de transformación de dos bancos de transformación de 375 MVA cada uno de 400/115 kV y la SE Huinalá con cinco transformadores de 100 MVA de 230/115 kV y dos transformadores de 375 MVA de 400/230 kV.

También se cuentan con los siguientes recursos de generación en la red de subtransmisión: CE Dulces Nombres II, Ciclo Combinado integrado por una unidad a gas y una unidad a vapor y la CE Turbogas Huinalá.

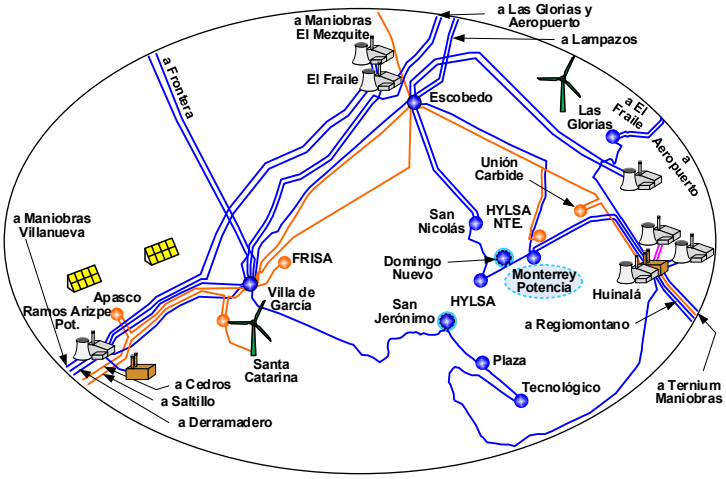
Ante este escenario, se ha diseñado una estrategia integral cuyo objetivo es, permitir el reforzamiento de la infraestructura de Transformación, fortalecer las fuentes de recursos de potencia reactiva, esto sin

incrementar los Niveles de Corto Circuito (NCC) de equipo primario de Subestaciones Eléctricas que forman parte de la ZMM ni degradar el perfil de tensión en esta misma Zona.

Para cumplir con estos objetivos, la incorporación de los nuevos Bancos de Transformación debe ser acompañada de un seccionamiento estratégico de la Red Eléctrica en 115 kV, el cual define la creación de cuatro Subanillos identificados como Subanillos 1, 2, 3 y 4, respectivamente. Este cambio en la topología de la Red Eléctrica en 115 kV reduce el NCC en la zona, lo que permite incorporar elementos de Transformación a cada sección sin vulnerar la seguridad y Continuidad del servicio.

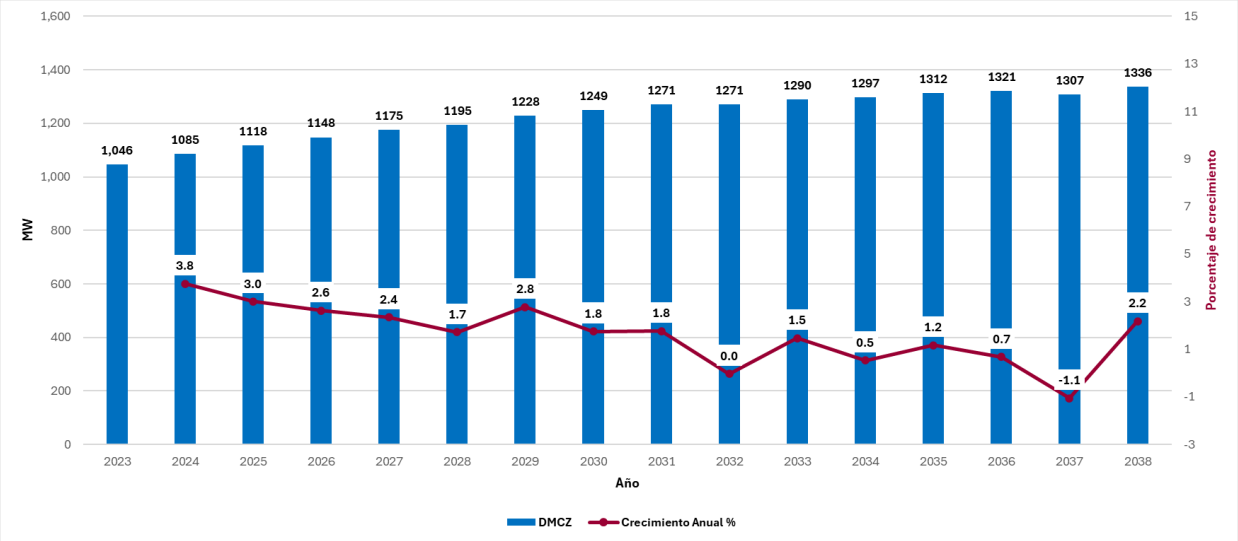
En la Figura 11.1.7.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observan las trayectorias de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas involucradas en la propuesta planteada para solventar la problemática en estudio.

FIGURA 11.1.7.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZMM AÑO 2024



Por la creciente demanda de energía eléctrica del área oriente de la ZMM, se espera que la capacidad de transformación instalada actualmente sea insuficiente para garantizar el suministro de energía eléctrica. En la Figura 11.1.7.2. se muestra el comportamiento de la demanda máxima del área de influencia en 2023; así como una proyección de los próximos años. Con lo cual, los bancos de transformación de las SE Monterrey Potencia y Huinalá, que suministran la energía eléctrica a usuarios residenciales, comerciales e industriales en la zona oriente del ZMM, presentarán una insuficiencia para garantizar el suministro y operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Al cierre del 2023, la demanda máxima coincidente del área de influencia alcanzó 1,046 MW. De acuerdo con el PDS 2024-2038, la demanda esperada para el año 2024 será de 1,085 MW y para el 2028 será de 1,195 MW aproximadamente. Lo cual, además de ser una condición operativa indeseable para la Red Eléctrica, aceleraría la degradación y vida útil de los equipos (bancos de transformación), afectando y disminuyendo directamente la Confiabilidad del SEN.

FIGURA 11.1.7.2. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL ÁREA DE INFLUENCIA



Una consecuencia de la alta demanda de la zona es que, ante el disparo de cualquiera de los elementos de Transformación del subanillo o en ausencia de la Central Eléctrica Dulces Nombres II, se provoca sobrecarga en el resto de los Transformadores y Autotransformadores de la zona en valores que superan el 20 % de sobrecarga.

Estas problemáticas visibles en los escenarios actuales y de planeación, definen el curso de la atención a las solicitudes de Conexión de nuevos Centros de Carga en esta zona, para las cuales, sus respectivos estudios, concluyen que la incorporación de estos proyectos en la Red Eléctrica de 115 kV resulta en refuerzos importantes de transformación. Esta condición a su vez derivó en que se buscaran propuestas de conexión para estos mismos Centros de Carga en un nivel de tensión de 230 kV. Sin embargo, dado que las Subestaciones Eléctricas existentes en este nivel de tensión, cuentan con limitaciones de espacio para su ampliación y debido a que la cantidad de Líneas de Transmisión en este nivel de Tensión dentro de la ZMM es mínimo comparado con el tendido eléctrico en 115 kV, son limitadas las opciones para la construcción de nuevas Subestaciones Eléctricas que atiendan la demanda creciente de nueva Industria en este sector.

En el escenario planteado, de continuar con los elementos de transformación actuales, la mayor parte de los Estudios de Conexión resultará en infraestructura de refuerzo para la RNT inviable para proyectos individuales que van de los 20 MW a 40 MW de Carga Contractual solicitada, principalmente para la instalación de nuevos Parque Industriales, lo cual limita el desarrollo económico en la zona.

Por lo anterior, se ve la necesidad de implementar obras que permitan el suministro de la Demanda Incremental pronosticada para los próximos años.

Descripción de la Alternativa bajo estudio

Por las condiciones operativas actuales y futuras ante la salida de operación de cualquiera de los elementos de transformación del subanillo o ante la indisponibilidad de la CE Dulces Nombres II, provocando sobrecargas significativas en los elementos de transformación de la zona y la problemática que esto representa, se ha identificado una Alternativa para reforzar la Red Eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la región oriente de la ZMM, la cual consiste en las siguientes obras:

Alternativa

El aprovechamiento de los recursos disponibles de la Red Eléctrica disponible en la ZMM con reciente incorporación a la RNT que incluye la siguiente infraestructura: un banco de transformación 400/115 kV

de 330 MVA, la Unidad 4 de la CE Dulces Nombres de 150 MW de capacidad inyectando en un nivel de tensión de 115 kV, así como una LT de doble circuito en 115 kV que atraviesa la ZMM.

Transmisión:

- Línea de Transmisión de cuatro circuitos con una longitud estimada de 0.15 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque de los circuitos 1 y 2 de la Red Eléctrica que se integra a la RNT en la SE La Silla (1).
- Línea de Transmisión de dos circuitos con una longitud estimada de 0.1 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque del circuito 1 con la LT Monterrey Potencia-73430-Huinalá (2).
- Línea de Transmisión de dos circuitos con una longitud estimada de 0.2 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque del circuito 1 con la LT Monterrey Potencia-73430-Huinalá (3).
- Línea de Transmisión de dos circuitos con una longitud estimada de 0.65 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para la incorporación de la SE Apodaca a la Red Eléctrica integrada (4).
- Línea de Transmisión de dos circuitos con una longitud estimada de 0.2 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque del Circuito 2 de la Red Eléctrica integrada con la SE Monterrey Potencia (5).
- Línea de Transmisión de dos circuitos con una longitud estimada de 1.2 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque del Circuito 2 de la Red Eléctrica integrada con la SE Riel (6).
- Línea de Transmisión de cuatro circuitos con una longitud estimada de 0.2 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el entronque del Circuito 2 de la Red Eléctrica integrada con la LT Orión-73P90-Obispado y para el entronque del Circuito 1 con la LT Jerónimo Potencia-73D50-Orión (7).
- Línea de Transmisión de un circuito con una longitud estimada de 0.05 km, de un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR aislada en 115 kV para el remate del Circuito 2 de la Red Eléctrica integrada con la LT Jerónimo Potencia-73280-Valle Poniente y para el entronque del Circuito 1 con la LT Jerónimo Potencia-73D50-Orión (8).
- Una LT aislada y operada en 115 kV de aproximadamente 0.05 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) para el remate del Circuito 1 de la red Iberdrola en la LT Leona-73230- Lechugal; para esta obra se lleva a cabo la Apertura 6 de puentes en el cruce de la Red Iberdrola con la trayectoria original de la LT 73230 (9).
- Rehabilitación del tramo del LT existente entre estructuras de las LT LEC-73230-LEO y JEP-73280-VAP ubicadas a 0.500 km entre sí; esta rehabilitación genera el enlace entre las SE Jerónimo Potencia y Lechugal puenteando las SE Leona y Valle Poniente (10).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cuatro alimentadores en 115 kV en la SE La Silla (11).
- Cambio de Transformadores de Corriente de la SE Jerónimo Potencia ubicados en la bahía del interruptor JEP-73D50, por TC con relación de transformación de al menos 1200/5 A (12).
- Cambio de Transformadores de Corriente de la SE Jerónimo Potencia ubicados en la bahía del interruptor JEP-73P90, por TC con relación de transformación de al menos 1200/5 A (13).
- Cambio de Transformadores de Corriente de la SE Leona ubicados en la bahía del interruptor LEO-73230, por TC con relación de transformación de al menos 1200/5 A (14).
- Cambio de Transformadores de Corriente de la SE Jerónimo Potencia ubicados en la bahía del interruptor JEP-73280, por TC con relación de transformación de al menos 1200/5 A (15).
- Cambio de TC en 115 kV en el extremo Monterrey Potencia de la LT Monterrey Potencia-73660-Pemex, para alcanzar el límite por conductor (16).
- Cambio de TC en 115 kV en el extremo Monterrey Potencia de la LT Monterrey Potencia-73000-Pemex, para alcanzar el límite por conductor (17).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Monterrey Potencia-73P70-Monterrey, para alcanzar el límite por conductor (18).
- Cambio de TC en 115 kV en el extremo de la SE La Fe de la LT Pemex-73A70-La Fe, para alcanzar el límite por conductor (19).
- Cambio de TC en 115 kV en el extremo de la SE Valle Soleado de la LT Pemex-73D90-Valle Soleado, para alcanzar el límite por conductor (20).
- Cambio del Autotransformador AT08 de la SE Huinalá de la sección B1 a la sección B2 (21).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

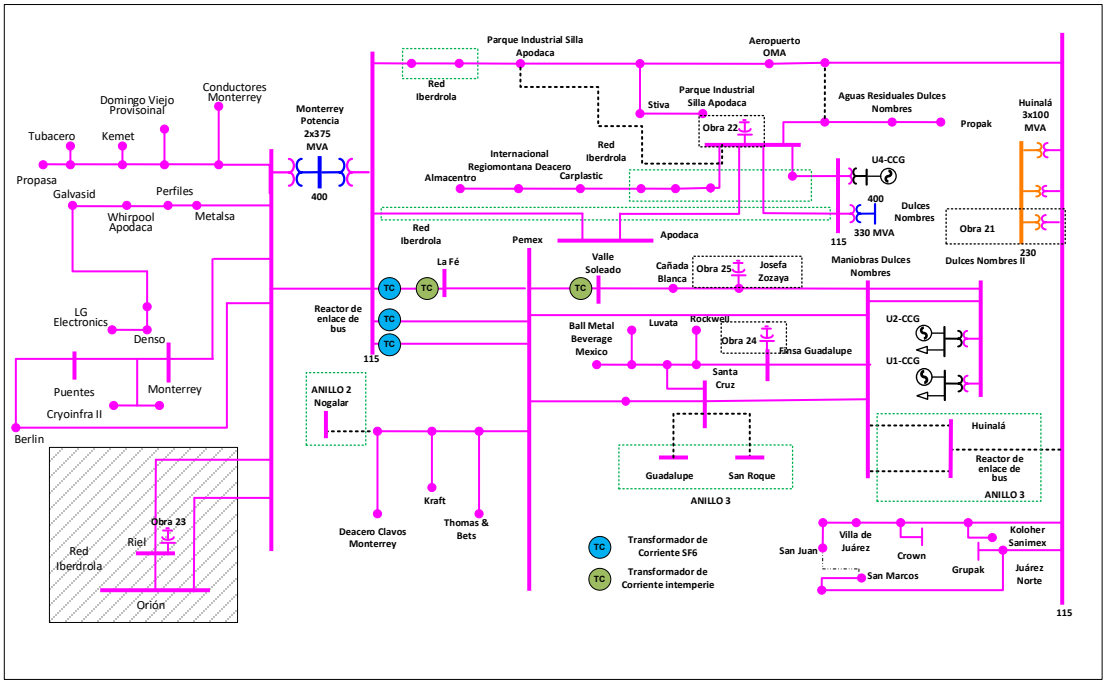
- Banco de Capacitores de 45 MVAr en la SE La Silla, incluyendo su medio de interrupción (22).
- Banco de Capacitores de 45 MVAr en la SE Riel, incluyendo su medio de interrupción (23).
- Banco de Capacitores de 45 MVAr en la SE Finsa Guadalupe, incluyendo su medio de interrupción (24).
- Banco de Capacitores de 45 MVAr en la SE Josefa Zozaya, incluyendo su medio de interrupción (25).

La fecha de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2029.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2029.

En la Figura 11.1.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

FIGURA 11.1.7.3 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA 1



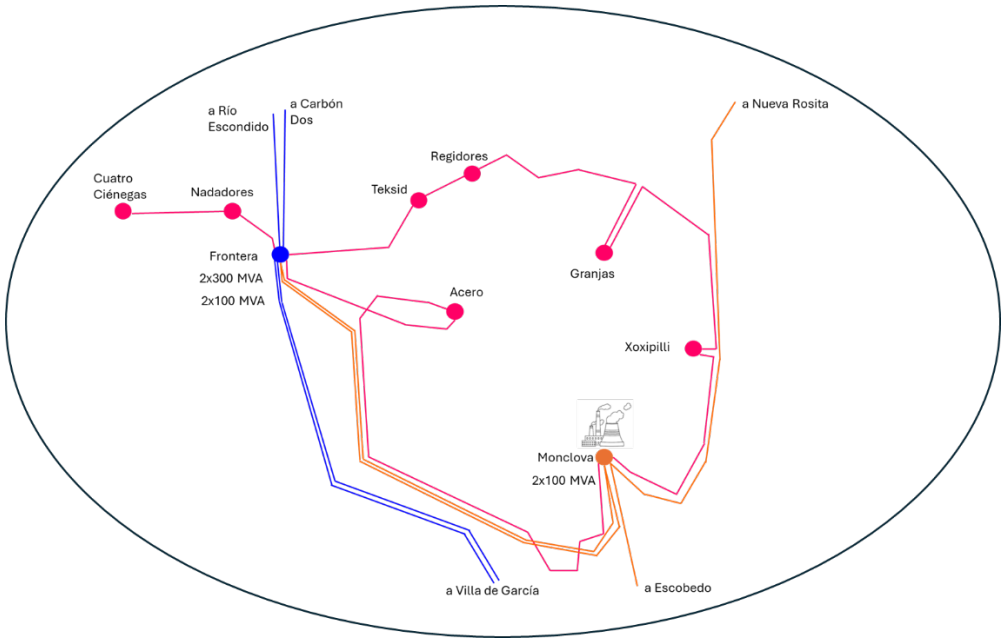
P24-NE5 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona Monclova

Diagnóstico operativo.

La ZOT Coahuila atiende el suministro de energía eléctrica de las zonas Monclova, Piedras Negras, Nueva Rosita y Nuevo Laredo. La Red Eléctrica de la zona Monclova abastece a los municipios de Monclova, Frontera, Castaños, San Buenaventura, Nadadores y Cuatro Ciénegas y se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen. La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de 2 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 230/115 kV, estas SE son Monclova (2x100 MVA) y Frontera (2x100 MVA), para un total de 400 MVA de capacidad nominal de transformación.

En la Figura 11.1.8.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 230/115 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Monclova en Coahuila.

FIGURA 11.1.8.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



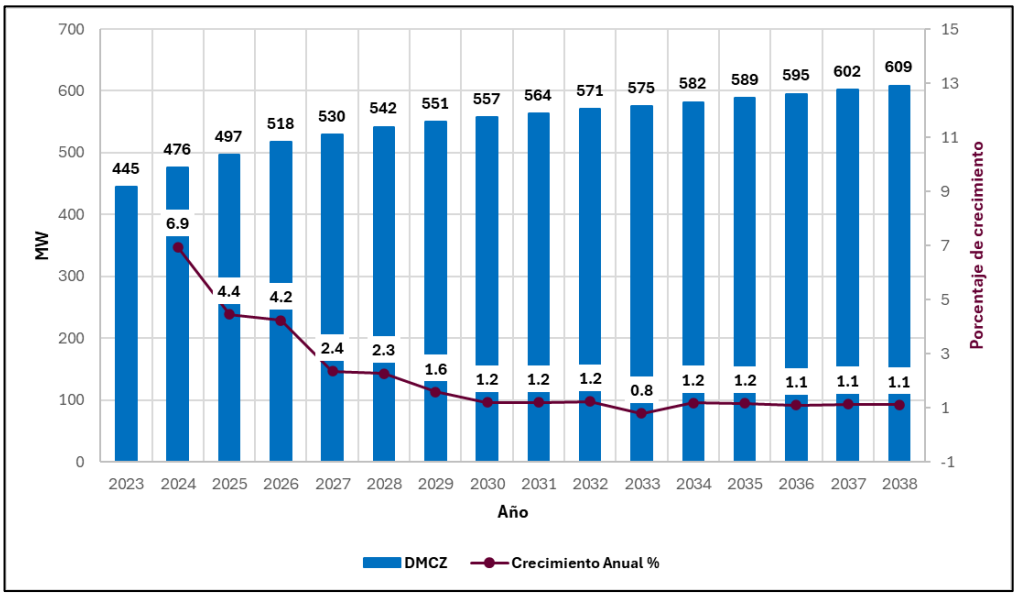
La demanda máxima de la zona Monclova en 2023 en horario vespertino fue de 445 MW. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones se espera que para el 2024 la demanda máxima de la zona Monclova sea de 476 MW en horario vespertino, lo que representa un crecimiento promedio del 6.9% (Figura 11.1.8.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al poniente de Monclova y se alimentan en nivel de tensión de 400 y 230 kV, principalmente desde las SE Frontera y Monclova. Además, por estas dos Subestaciones Eléctricas se alimenta toda la red de 115 kV, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación de 230/115 kV de estas Subestaciones Eléctricas presenta un elevado factor de carga.

La demanda de la Zona Monclova está compuesta por Usuarios Finales con perfiles de carga urbana, rural e industrial; estos Usuarios Finales son abastecidos a través de los autotransformadores con relación de transformación 230/115 kV de las SE Frontera y Monclova. La empresa Altos Hornos de México cuenta con dos Centros de Carga conectados en los niveles de tensión de 230 kV y 400 kV. En el 2023 en la zona Monclova se presentó una demanda máxima de 445 MW de los cuales aproximadamente 314 MW corresponden a los Usuarios Finales alimentados por los bancos de transformación de 230/115 kV, mientras que el resto de la demanda, aproximadamente 131 MW corresponden a las cargas conectadas en 230 kV y 400 kV.

Durante 2023, los autotransformadores de Monclova (AT-01 y AT-03) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV alcanzaron un flujo máximo de 85 MVA y 88 MVA cada uno de ellos, esto representa un 85 % y un 88 % de su capacidad nominal respectivamente, mientras que los autotransformadores de Frontera (AT-02 y AT-03) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV alcanzaron un flujo máximo de 91 MVA y 90 MVA cada uno de ellos, esto representa un 91 % y un 90 % de su respectiva capacidad nominal. Cabe mencionar que en junio de 2023 el AT-03 de la SE Frontera alcanzó una carga de 120 MVA ante la salida del autotransformador paralelo.

En la Figura 11.1.8.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de la zona Monclova de acuerdo con el PDS 2024-2038.

FIGURA 11.1.8.2 PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA MONCLOVA



Ante el disparo de cualquiera de los cuatro autotransformadores de 100 MVA de la zona de influencia se provocaría la sobrecarga en los tres autotransformadores restantes de, y en caso de ser una salida permanente o de larga duración se tendría que realizar una afectación de carga controlada por tiempo indeterminado para evitar el posible colapso de la Zona Monclova. Para mitigar esta problemática, se tendría que implementar un EAR, afectando una cantidad importante de carga.

Ante el disparo de la LT Monclova – 73680 – Xochipilli se presenta sobrecarga en las LT Frontera -73280 - Regidores y Regidores -73310 -Granjas. De igual manera, la pérdida de la LT Frontera -73280 -Regidores o Regidores -73310 -Granjas ocasiona sobrecarga en la LT Monclova – 73680 – Xochipilli.

Derivado del crecimiento natural de la demanda en la Zona Monclova, se incrementará el flujo de potencia en los autotransformadores que dan suministro de energía eléctrica a la zona Monclova (sin contar los Usuarios Finales conectados en los niveles de tensión de 230 kV y 400 kV), por lo que, al tener la indisponibilidad de cualquiera de estos autotransformadores, los restantes presentarían sobrecargas. Por tales motivos se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la Red Eléctrica de 230/115 kV de la zona.

En la Figura 11.8.1.3 y 11.8.1.4 se muestra el comportamiento del flujo de potencia en los autotransformadores de 230/115 kV de la zona durante el 2023.

FIGURA 11.8.1.3. FLUJO DE POTENCIA EN LOS AT DE LA SE FRONTERA 230/115 KV EN 2023

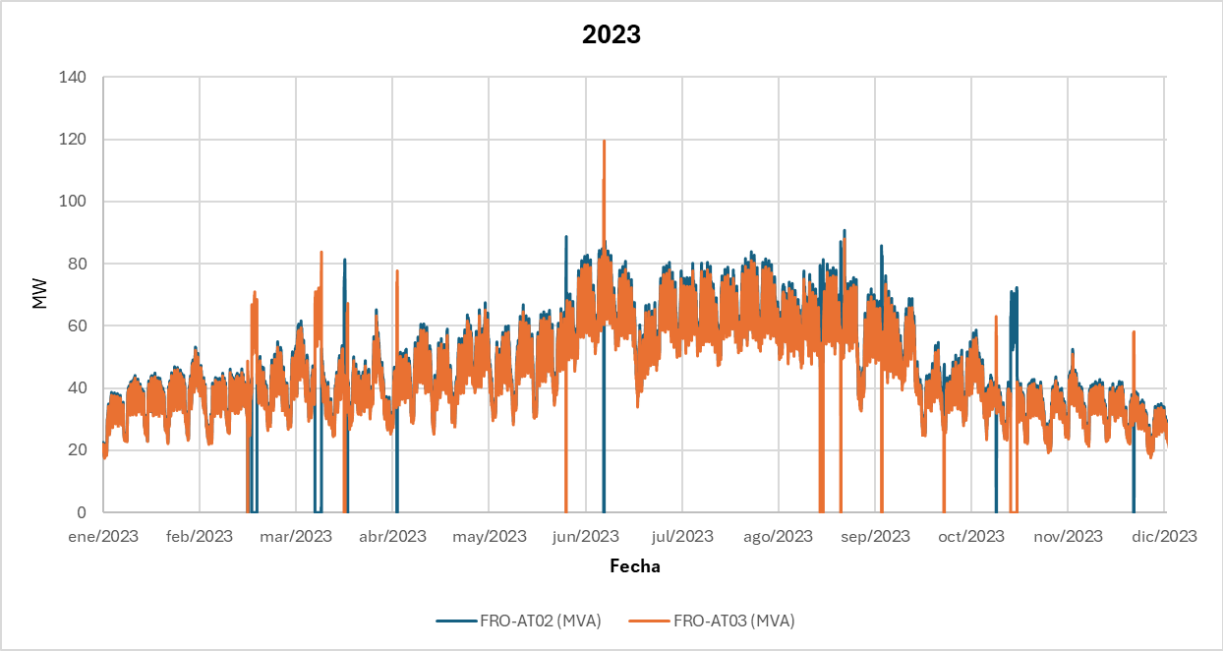
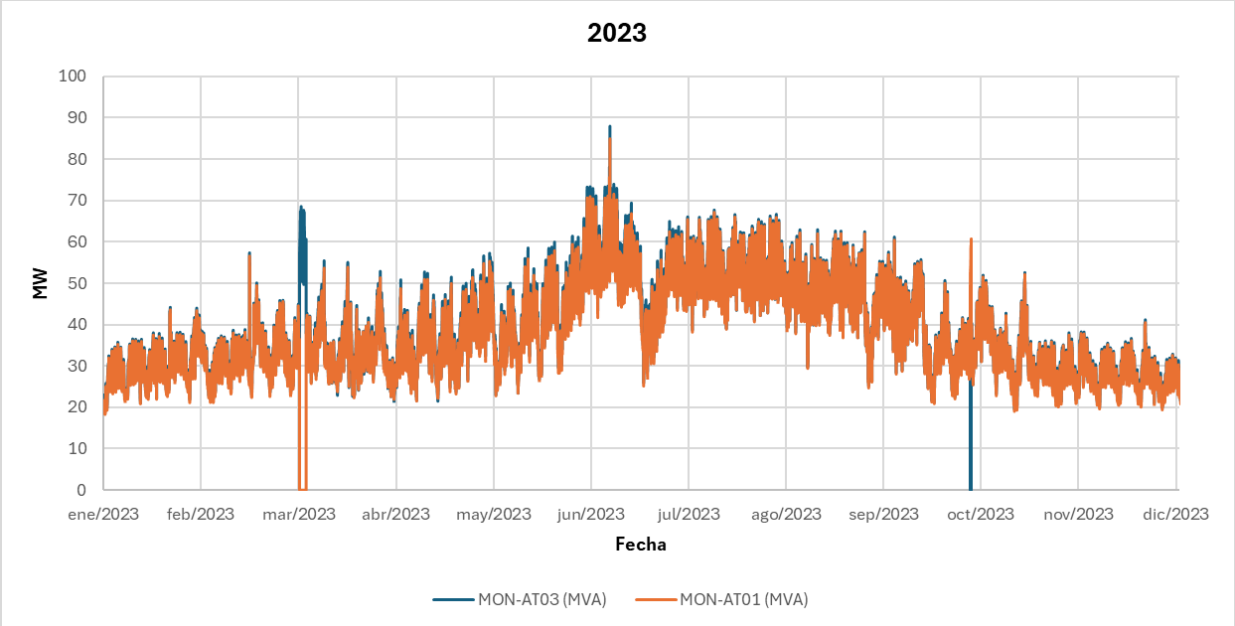


FIGURA 11.8.1.4. FLUJO DE POTENCIA EN LOS AT DE LA SE MONCLOVA 230/115 KV EN 2023



Considerando la infraestructura actual en la Red Eléctrica; la demanda que se puede suministrar en la Zona Monclova en un escenario de Red Eléctrica completa (sin contingencia) es de 507 MW. En este escenario y ante la ocurrencia de contingencia sencilla más severa de la zona, los autotransformadores en 230/115 kV operarían al 120% de su capacidad nominal declarada por el Transportista.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos, por lo que el riesgo se encuentra presente durante gran parte del año.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras, acción necesaria para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la ZOT Coahuila y evitar eventos como el descrito anteriormente.

Descripción de la Alternativa bajo estudio.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2028, se ha identificado una Alternativa para reforzar la Red Eléctrica de la Zona Monclova manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa

Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 0.6 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR aislada en 230 kV para reconfigurar la Red Eléctrica entroncando en una de las LT Monclova - Nueva Rosita, hacia la SE Xochipilli (1).

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV en la SE Frontera (2).
- Un banco de transformación compuesto por cuatro unidades monofásicas de 33 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Xochipilli (3).

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

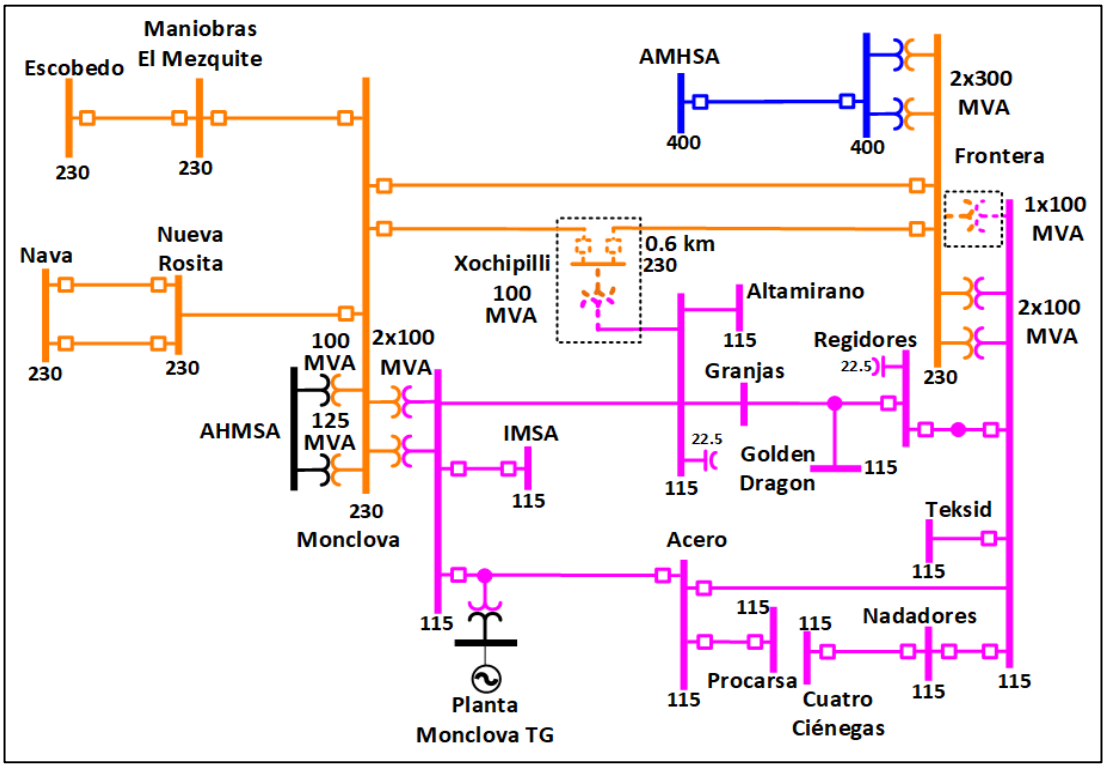
- Un alimentador en 230 kV en la SE Frontera (4).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Frontera (5).
- Dos alimentadores en 230 kV en la Xochipilli, para la conexión de las nuevas LT Xochipilli – 93NE0 – Monclova y Xochipilli – 93NE0 – Nueva Rosita
- Un alimentador en 115 kV en la SE Xochipilli (6).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2028.
Fecha de entrada en operación factible: abril de 2028.

En la Figura 11.1.8.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras propuestas.

FIGURA 11.1.8.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE ALTERNATIVA



Se están evaluando otras Alternativas que pudieran tener mayor capacidad de transformación, como un banco de 400/115 kV de 375 MVA en Frontera, para garantizar en el largo plazo un mayor dinamismo en el crecimiento de la demanda y consumo.

P24-NE6 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Reynosa

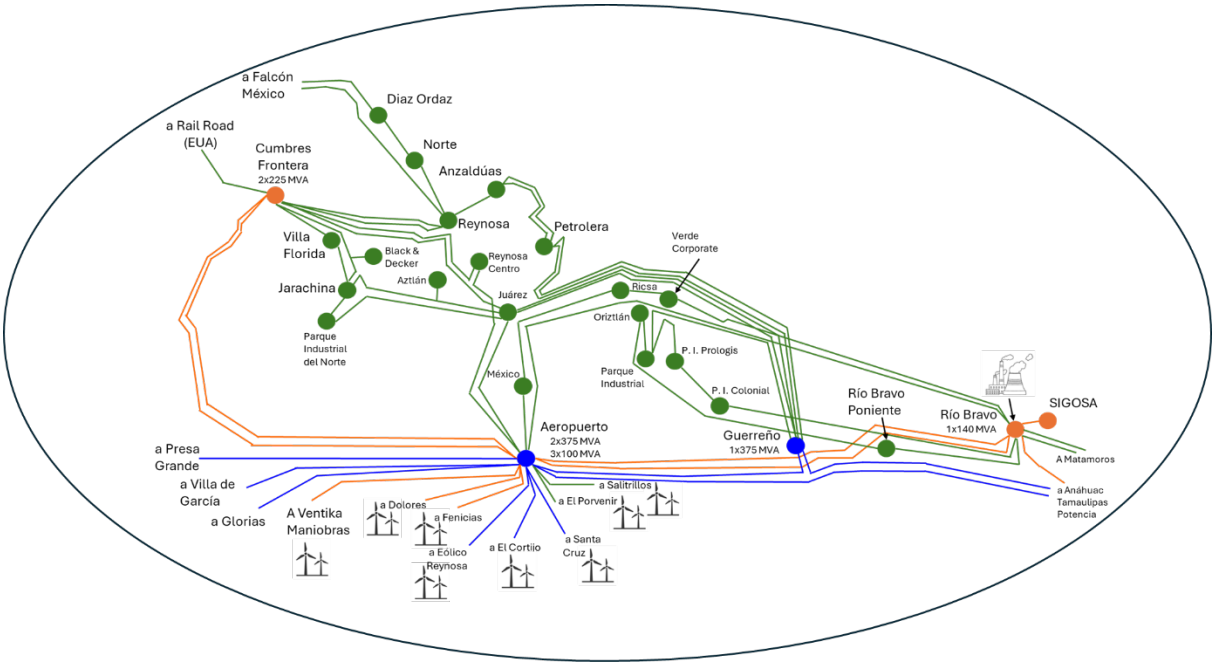
Diagnóstico operativo.

La ZOT Frontera atiende el suministro de energía eléctrica de las zonas Reynosa y Matamoros. La Red Eléctrica de la zona Reynosa abastece a los municipios de Reynosa, Río Bravo y Gustavo Díaz Ordaz y se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 400, 230 y 138 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen. La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de cuatro Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación de 400/138 kV y 230/138 kV, estas subestaciones eléctricas son Guerreño (1x375MVA), Aeropuerto (3x100 MVA), Río Bravo (1x140 MVA) y Cumbres Frontera (2x225 MVA), para un total de 1,040 MVA de capacidad nominal de transformación en la zona.

La zona Reynosa se destaca por contar con alto recurso eólico, con la característica de ser vientos sostenidos y sin rachas fuertes, lo que la hace propicia para la instalación de Centrales Eléctricas del tipo Eolo eléctricas.

En la Figura 11.1.9.1. se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia, en este se observa la trayectoria de las Líneas de Transmisión, así como las Subestaciones Eléctricas de 400/138 kV y 230/138 kV que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la zona Reynosa en Tamaulipas.

FIGURA 11.1.9.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



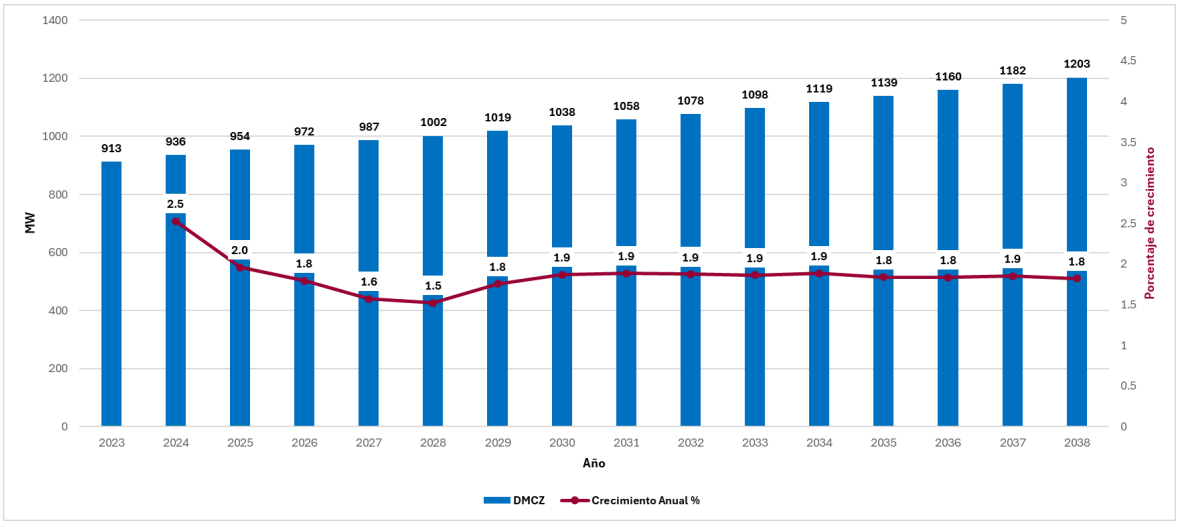
La demanda máxima de la zona Reynosa en 2023 en horario vespertino fue de 913 MW. De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación se espera que para el 2024 la demanda máxima de la zona Reynosa sea de 936 MW en horario vespertino, lo que representa un crecimiento promedio del 2.5 % (Figura 11.1.9.2). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran tanto al poniente como al oriente de la ciudad de Reynosa y se alimentan en nivel de tensión de 138 kV, y como único usuario alimentado en 230 kV se tiene a Siderúrgica del Golfo (SIGOSA), además, se cuenta con un enlace asíncrono operado en 138 kV desde la SE Cumbres Frontera hasta la SE Railroad en Estados Unidos de América, con una capacidad de ±300 MW.

La demanda de la Zona Reynosa está compuesta por Usuarios Finales con perfiles de carga urbana, rural e industrial; los Usuarios Finales de zona urbana, rural y la mayoría de las industrias son abastecidos a través de los bancos de transformación de 400/138 kV y 230/138 kV de las SE Guerreño, Aeropuerto, Río Bravo y Cumbres Frontera. En el 2023 en la zona Reynosa se presentó una demanda máxima de 913 MW de los cuales aproximadamente 495 MW fueron abastecidos a través de las SE Aeropuerto y Guerreño.

Durante 2023, los autotransformadores de la SE Aeropuerto (AT-01, AT-02 y AT-04) de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/138 kV alcanzaron un flujo máximo de 95 MVA, 99 MVA y 81 MVA cada uno de ellos, esto representa un 95 %, 99 % y 81 % de su respectiva capacidad nominal, mientras que el transformador de Guerreño (GRR T-01) de 375 MVA de capacidad y relación de transformación 400/138 kV alcanzó un flujo máximo de 343 MVA, esto representa un 91 % de su capacidad nominal.

En la Figura 11.1.9.2 se muestra el pronóstico de la demanda máxima de la zona Reynosa de acuerdo con el PDS 2024-2038.

FIGURA 9.4.6.2. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA REYNOSA



Se espera que para el 2029, ante el disparo del transformador de 375 MVA de la SE El Guerreño, se presente una sobrecarga del 20 % en los autotransformadores 1 y 2 de la SE Aeropuerto y en caso de ser una salida permanente o de larga duración se tendría que realizar una afectación de carga controlada por tiempo indeterminado para evitar el posible colapso de la Zona Reynosa. Para mitigar esta problemática, se tendría que implementar un EAR, afectando una cantidad importante de carga urbana e industrial.

En el mismo escenario horizonte, ante el disparo de alguno de los autotransformadores de la SE Aeropuerto, se pueden presentar sobrecargas en los bancos de transformación paralelos de hasta el 13 %; ante la salida de uno de los AT de la SE Cumbres Frontera, se presentaría una sobrecarga de hasta el 7 %; y ante la salida del AT 06 de la SE Río Bravo, se tendría saturación en al menos un AT de la SE Aeropuerto. Estas condiciones podrían agravarse en caso de tener poco recurso eólico durante las demandas máximas.

Es importante mencionar que no sería posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de Conexión de Centros de Carga en la red de 138 kV de Reynosa a menos que se construyan refuerzos en la transformación de la zona.

Derivado del crecimiento natural de la demanda en la Zona Reynosa, se incrementará el flujo de potencia en los autotransformadores que dan suministro de energía eléctrica a la zona Reynosa (sin contar los Usuarios Finales conectados en los niveles de tensión de 230 kV), por lo que, al tener la indisponibilidad de cualquiera de estos autotransformadores, los restantes presentarían sobrecargas. Por tales motivos se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la Red Eléctrica de 230/138 kV o 400/138 kV de la zona.

En la Figura 11.1.9.3 y 11.1.9.4 se muestra el comportamiento del flujo de potencia en el transformador de 400/138 kV y en los autotransformadores de 230/138 kV con mayor problemática en la zona durante el 2023.

FIGURA 11.1.9.3. FLUJO DE POTENCIA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LA SE AEROPUERTO EN 2023

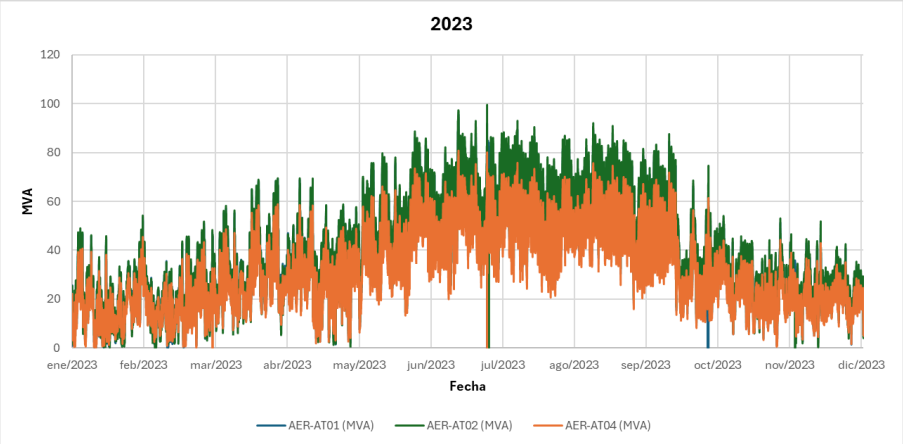
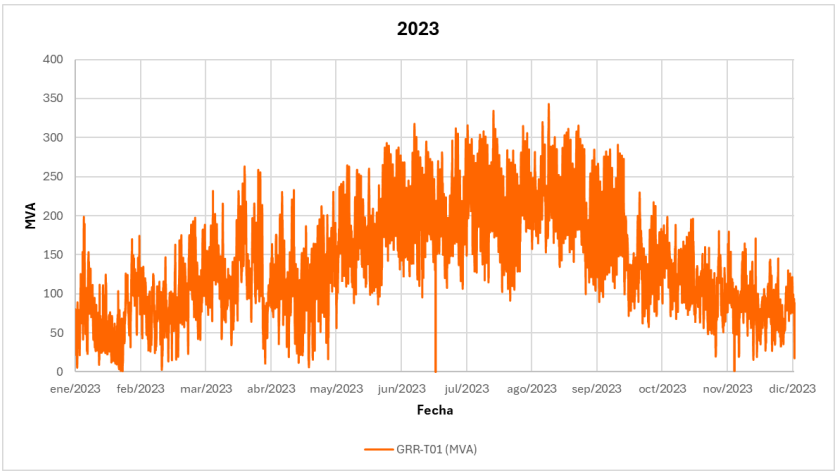


FIGURA 11.1.9.4. FLUJO DE POTENCIA EN EL TRANSFORMADORE DE LA SE GUERREÑO EN 2023



Considerando la infraestructura actual en la Red Eléctrica; la demanda que se puede suministrar en la Zona Reynosa en un escenario de Red Eléctrica completa (sin contingencia) es de 1,124 MW, mientras que, ante la ocurrencia de CSS de la zona, la máxima de manda que se puede suministrar sería de 1,007 MW considerando que los autotransformadores en 230/138 kV operarían al 120% de su capacidad nominal declarada por el Transportista.

Cabe mencionar que esta condición prevalece durante condiciones de verano en horarios vespertinos y nocturnos, por lo que el riesgo se encuentra presente durante gran parte del año.

Por esta situación, en caso de no proponer obra de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras, acción necesaria para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la ZOT Frontera y evitar eventos como el descrito anteriormente.

Descripción de la Alternativa bajo estudio.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2029, se ha identificado una Alternativa para reforzar la Red Eléctrica de la Zona Reynosa manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad,

Continuidad, eficiencia y seguridad del Suministro Eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa

Transformación:

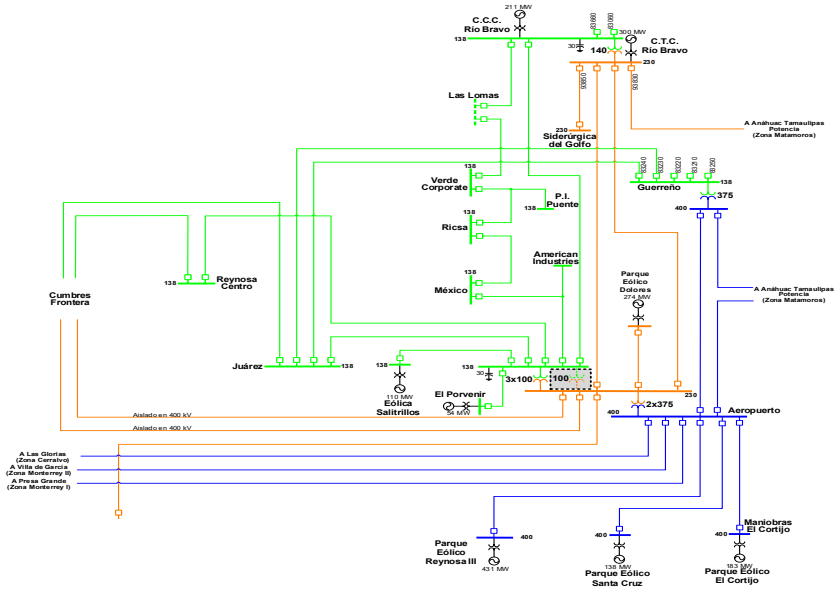
- Un banco de transformación compuesto por tres unidades monofásicas de 33 MVA cada una y relación de transformación 230/138 kV en la SE Aeropuerto (1).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2029.
Fecha de entrada en operación factible: abril de 2029.

En la Figura 11.1.9.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Alternativa planteada. En trazo punteado se indican las obras propuestas.

FIGURA 11.1.9.5. FLUJO DE POTENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE LA SE GUERREÑO EN 2023



Se están evaluando otras Alternativas que pudieran tener mayor capacidad de transformación, como un banco de 400/138 kV de 375 MVA en Aeropuerto o Guerreño, para garantizar en el largo plazo un mayor dinamismo en el crecimiento de la demanda y consumo.

P24-NE7 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Saltillo

Diagnóstico operativo.

La ciudad de Saltillo es considerada como una de las zonas más industrializadas del país, especialmente dentro del ramo automotriz, lo cual ha generado un gran impulso en la economía de la zona. Al sur de esta ciudad se concentran varios parques industriales, entre ellos el de Derramadero, el cual en poco tiempo ha tenido un crecimiento considerable. Debido a la proyección de gran crecimiento industrial en la zona Derramadero, surge la necesidad de brindar mayor confiabilidad y soporte a la red de 115 kV.

Se atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Saltillo y sus zonas conurbadas, a través de la Red Eléctrica local, la cual se conforma por diferentes trayectorias de Líneas de Transmisión en los niveles de tensión de 400, 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen una red anillada. En la Red Eléctrica de transmisión de Saltillo se cuenta con proyectos de generación eólicos y fotovoltaicos.

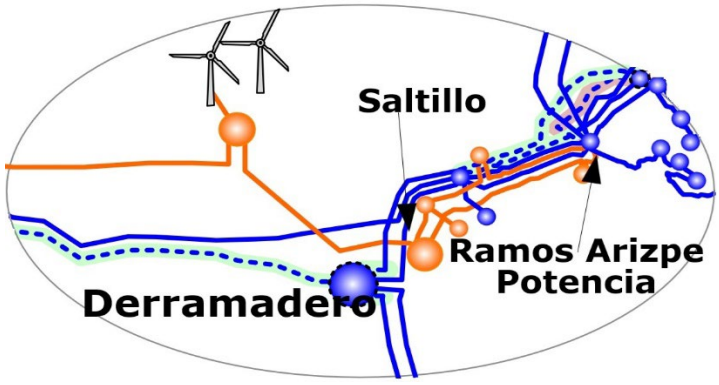
La alimentación de energía eléctrica principal de esta zona es a través de 4 Subestaciones Eléctricas que cuentan con transformación cuya relación de transformación es 230/115 kV, las SE Saltillo y Cedros, y con relación de transformación 400/115 kV en las SE Derramadero y Ramos Arizpe Potencia. Las Subestaciones Eléctricas de transformación 230/115 kV cuentas con Autotransformadores de 100 MVA (2x100 MVA en SE Saltillo y 3X100 en SE Cedros), y las Subestaciones Eléctricas de transformación 400/115 kV cuentan con un transformador, cada una, de 375 MVA. siendo un total de 1,350 MVA de capacidad nominal de transformación en la zona de influencia.

Adicionalmente la Zona Saltillo en 115 kV cuenta con fuentes de generación convencional del tipo Ciclo Combinado, que abastece parte de la demanda en la zona, adicional a la transformación mencionada en el párrafo anterior.

De igual forma, la GCR Noreste ha recibido una importante cantidad de solicitudes de Centros de Carga para la zona Saltillo y sus alrededores, con lo que se espera que se incremente la demanda de la zona en los próximos años, y aunado al crecimiento natural de la demanda de la zona, se espera se presenten problemáticas de capacidad en los elementos de transformación que abastecen de energía eléctrica de la región, por lo que se requiere incrementar la capacidad de transformación y/o incrementar las fuentes de generación para mejorar la Confiabilidad y seguridad del SEN.

En la Figura 11.1.10.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia de la ciudad de Saltillo; mostrando las Subestaciones Eléctricas de 400 y 230 kV que alimentan las SE de 115 kV y que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica a la ciudad de Saltillo y su zona conurbada.

FIGURA 11.1.10.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ZONA DE INFLUENCIA AÑO 2024



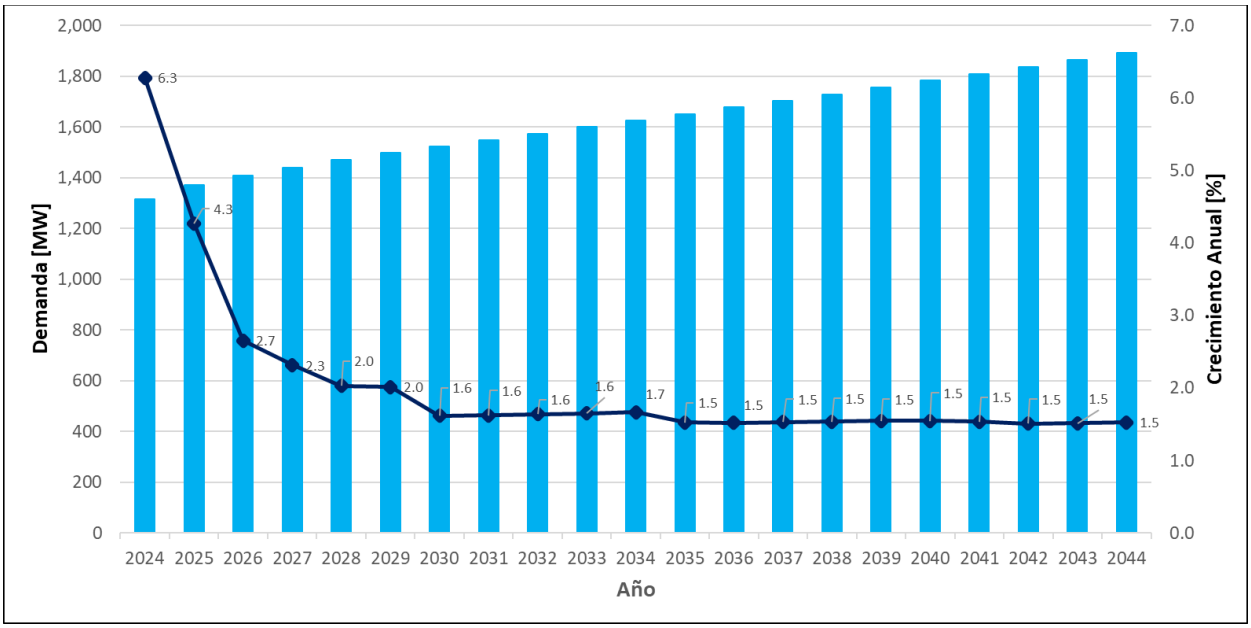
Para satisfacer el suministro requerido para años futuros en la Zona Saltillo se requieren obras e infraestructura eléctrica para ampliar la capacidad de transformación de la zona, de aquellas subestaciones eléctricas que se encuentran comprometidas en su operación y seguridad al presentarse sobrecargas por arriba del 20% ante la perdida de alguno de los transformadores.

Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran distribuidas a lo largo de la ciudad y su zona conurbada presentando un crecimiento importante en los últimos años; destaca los factores de carga en las SE Ramos Arizpe Potencia y la SE Derramadero, estas últimas alimentando la red de tensión de 115 kV. Adicionalmente se tienen cargas importantes conectadas en la SE Saltillo, estas cargas se alimentan en nivel de tensión de 115 kV, por tal motivo el flujo de potencia activa por la

transformación de 230/115 kV de estas Subestaciones Eléctricas es de los más elevados y con mayor factor de carga de la zona.

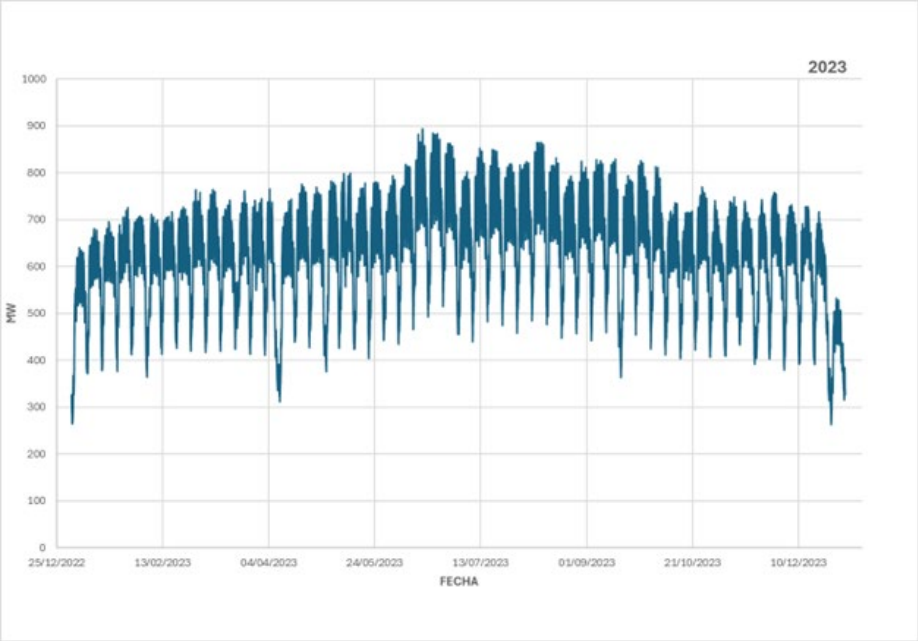
La demanda máxima de Saltillo en 2023 en horario vespertino fue de 1,039 MW y en horario nocturno de 1,238 MW. De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestación 2024-2038 se espera que para el 2024 la demanda máxima de la zona Saltillo será de 1,101 MW en horario vespertino y 1,316 MW en horario nocturno, lo que representa un crecimiento promedio del 3.5 %, considerando los crecimientos previos. Sin embargo, considerando el Pronóstico de Demanda por Subestación y realizando una proyección, se espera que para el 2044 la demanda máxima de la Zona Saltillo sea de 1,893 MW en horario vespertino, lo que representará un crecimiento promedio del 2 % para este periodo. La Figura 11.1.10.2, muestra el comportamiento de la demanda máxima de la Zona Saltillo de acuerdo con el PDS 2024-2038.

FIGURA 11.1.10.2. PRONÓSTICO DE DEMANDA EN LA ZONA URBANA DE SALTILLO



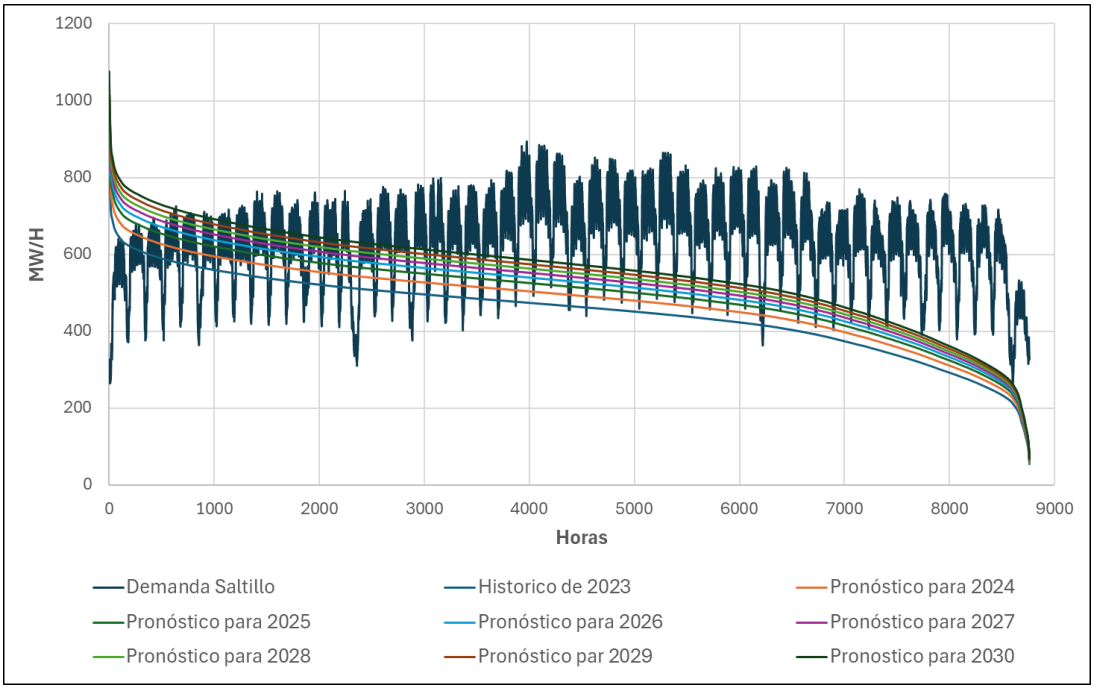
Como dato histórico se presenta en la figura 11.1.10.3 la demanda del 2023 para la Zona Saltillo siendo la demanda máxima alcanzada de 893 MW, esto solo para las demandas suministradas en la red de 115, ya que esta medición corresponde a las mediciones en los bancos de transformación y la generación suministrada en las CE Central Saltillo, Iberdrola Cogeneración Ramos, y Pollux.

FIGURA 11.1.10.3. FLUJO DE POTENCIA EN LOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN ELECTRICA QUE ALIMENTAN LA RED DE 115 KV



En la Figura 11.1.10.4 se muestra el comportamiento de la Curva de Duración de la Demanda de la Zona Saltillo a partir de 2023 y el pronóstico de los próximos años.

FIGURA 11.1.10.4 CURVA DE DURACIÓN DE TRANSFORMASCIÓN Y GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE ALIMENTAN LA RED DE 115 KV



Se estima que para el año 2030, la demanda máxima pronosticada para las cargas de la zona Saltillo alimentadas en 115 kV será de 1,076 MW (sin contar a los Usuarios Finales en niveles de tensión superiores a 115 kV); en este escenario operativo, las cargas se alimentan desde las SE Ramos Arizpe Potencia, Cedros, Saltillo y Derramadero y de la generación Centrales Eléctricas, en un nivel de tensión de 115 kV, sin que la transformación y transmisión presente sobrecargas en Red Eléctrica completa.

Considerando la infraestructura actual de la Red Eléctrica de la zona Saltillo; la demanda que se puede suministrar con Red completa 1,208 MW presentándose sobrecarga en la LT Saltillo – 73150 – Las Brisas, que tiene una capacidad actual de 119.3 MVA. Mientras que, para el escenario ante contingencia sencilla más severa (N-1), la pérdida del AT 375 MVA, con relación de 400/115 kV de la SE Derramadero, provoca una sobrecarga del 120 % de su capacidad en el transformador de la SE Ramos Arizpe Potencia, limitando la demanda a suministrar la zona en 1,124.6 MW.

Adicionalmente en el escenario de demanda de 2030, ante la pérdida del transformador de 375 MVA con relación 400/115 kV de la Derramadero (CSS), sin considerar la demanda incremental por sobrecarga del 20 % en la trasformación, se presentaría bajo perfil de tensión en las SE de la zona, SE Las Brisas, Providencia, Alianza, Concepción del Oro, y Minera Tayahua, por debajo del límite permitido en el CdR, implicando afectación de carga en la zona.

De manera general, ante el disparo de cualquiera de los transformadores de 375 MVA de la zona (Ramos Arizpe Potencia y Derramadero) se provocaría la sobrecarga los otros transformadores y autotransformadores de la zona, y bajos perfiles de tensión. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial.

Al no contar con un refuerzo de Red Eléctrica de la zona Saltillo existe la probabilidad de tener ENS, por el periodo de atención de la falla. Además, que no se podrían atender el crecimiento natural de la Demanda y Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región. Por esta situación, en caso de no contar con obras de Ampliación será necesario la implementación de alguna Estrategia Operativa de seccionamiento en la Red Eléctrica en la Zona y/o un EAR para solventar le problemáticas futuras, para mantener los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad de la zona Saltillo.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

De acuerdo con las condiciones operativas previstas para 2030, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de la Zona Urbana de Saltillo manteniendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad del suministro eléctrico al menor costo posible y atender el crecimiento de la demanda, las cuales consisten en las siguientes obras de Ampliación:

Alternativa

Transmisión:

- Una LT asilada y operada en 400 kV de aproximadamente 36.0 km, (un circuito de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Alpes a la SE Derramadero.
- Una LT asilada y operada en 400 kV de aproximadamente 17.0 km, (un circuito de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Alpes a la SE Ramos Arizpe Potencia.
- Recalibración de la LT Ramos Arizpe Potencia-73250-Ramos Arizpe de aproximadamente 8.1 kilómetros; actualmente la LT tiene características de un circuito de un conductor por fase ACSR en calibre 477 kcmil (límite térmico de 133 MVA y límite operativo de 119.5 MVA por Transformadores de corriente); para esta obra se debe contemplar conductor de alta temperatura con un peso por unidad de longitud similar al del conductor actual. La capacidad de la LT recalibrada debe ser de al menos 221 MVA.

Transformación:

- Instalación de un banco de transformación en la SE Alpes con relación de 400/115 kV de 375 MVA (cuatro unidades monofásicas de 125 MVA).

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores de 45.0 MVAr en la SE CM Providencia en 115 kV.

Equipos en Subestaciones Eléctricas:

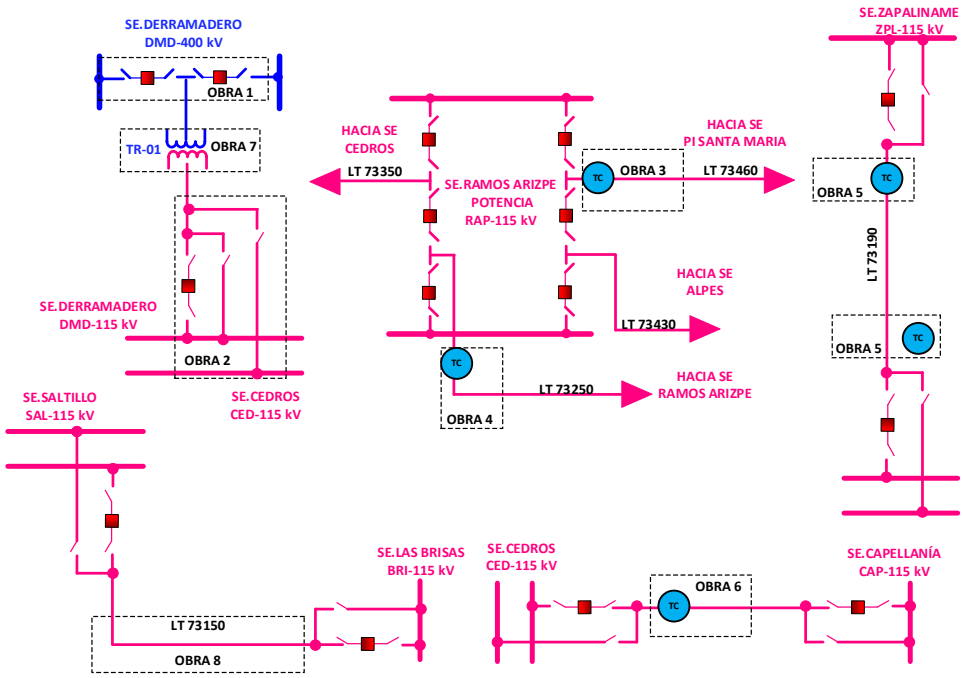
- Ampliación de la Subestación Eléctrica (SE) Alpes en 400 kV mediante la instalación de 2 alimentadores en 400 kV para la interconexión de las Líneas de Transmisión provenientes de las SE Derramadero y Ramos Arizpe Potencia.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Derramadero.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Ramos Arizpe Potencia
- Un alimentador en la SE CM Providencia para la conexión de capacitor.
- Para la LT Ramos Arizpe Potencia-73460-Parque Industrial Santa María en 115 kV, sustitución de los TC's actuales de 600:5 A en la SE Ramos Arizpe Potencia por unos con relación mínima de 1200:5 A.
- Para la LT Zapaliname-73190-Alpes en 115 kV en ambos extremos, sustitución de los TC's actuales de 600:5 A por unos con relación mínima de 1200:5 A.
- Para la LT Cedros-73E30-Capellania en 115 kV, sustitución de los TC's actuales de 600:5 A en la SE Cedros por unos con relación mínima de 1200:5 A.
- Para la LT Alpes-73180-Morelos en 115 kV en ambos extremos, sustitución de los TC's actuales de 600:5 A por unos con relación mínima de 1200:5 A.
- Para la LT Ramos Arizpe Potencia-73250-Ramos Arizpe en ambos extremos, sustitución de los TC's actuales de 600:5 A por unos con relación mínima de 1200:5 A.
- Cambio de 13 interruptores en 115 kV de la SE Ramos Arizpe.
- Cambio de 14 interruptores en 115 kV de la SE Cedros.
- Cambio de 6 interruptores en 115 kV de la SE Saltillo.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Fecha de entrada en operación necesaria: abril de 2029.
Fecha de entrada en operación factible: abril de 2029.

En las Figura 11.1.10.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Alternativa planteada.

FIGURA 11.1.10.5. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA ALTERNATIVA



11.2 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN CON BASE AL PIIRCE 2024-2038

Al elaborar un plan de expansión de generación, como el PIIRCE, con un modelo simplificado a través de regiones se genera un listado de refuerzo de Red Eléctrica entre las regiones para satisfacer la función objetivo y los criterios con los que se elaboró en plan de expansión de generación.

Adicionalmente a los cuatro proyectos en Estudio propuestos que se presentaron en la sección 11.1, se tienen otros 16 proyectos en Estudio resultantes del PIIRCE 2024-2038 que se listan a continuación en el Cuadro 11.2.1., de estos proyectos en Estudio uno es un proyecto pausado y el otro uno asociado a un proyecto cancelado por CFE Transmisión, que son necesarios para el cambio de la matriz energética por la Transición Energética y la reducción de emisiones GEI para cumplir con el Acuerdo de París y Contribución Determinada a Nivel Nacional al 2030.

En los resultados de expansión de la transmisión como resultado del PIIRCE 2024-2038 se observa por segundo año la necesidad de la interconexión del SIBCS por el estado de Sonora a través de una línea de corriente directa, y por la adición de Centrales con tecnología de CC, CC con Hidrógeno y Nuclear en la GCR NOR, unas por Capacidad firme necesaria y otras por sustitución se refuerzan las Compuertas de Flujo hacia la GCR NTE.

Asimismo, el resultado de expansión de la transmisión también arrojó como resultado refuerzos entre las regiones de Mulegé a La Paz asociado a la línea de corriente directa, entre las regiones de Juchitán-Ixtepec a Juile para incorporar Centrales Eléctricas Eólicas y Cogeneración Eficiente, entre Temascal y Oaxaca por el crecimiento de la región, y entre Veracruz y Puebla por la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia que incluye Nuclear. Se debe tener en cuenta que la integración de esta capacidad no incluye en los estudios del PIIRCE 2024-2038 los requerimientos de compensación fija o dinámica, elementos de REI, con su planeación requiere de Estudios Electrotécnicos en estado

estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, además que la tecnología Grid Forming se encuentre madura y asequible, que se espera este para el siguiente lustro.

Estos proyectos en Estudio derivados del PIIRCE 2024-2038 tienen entre sus objetivos la incorporación de Energías Limpias en las zonas de alto potencial como establece la LTE en su artículo 16 fracción II y el artículo 5 fracción II del Reglamento de la LIE.

CUADRO 11.2.1 REFUERZO DE RED ELÉCTRICA RESULTADO DEL PIIRCE 2024-2038

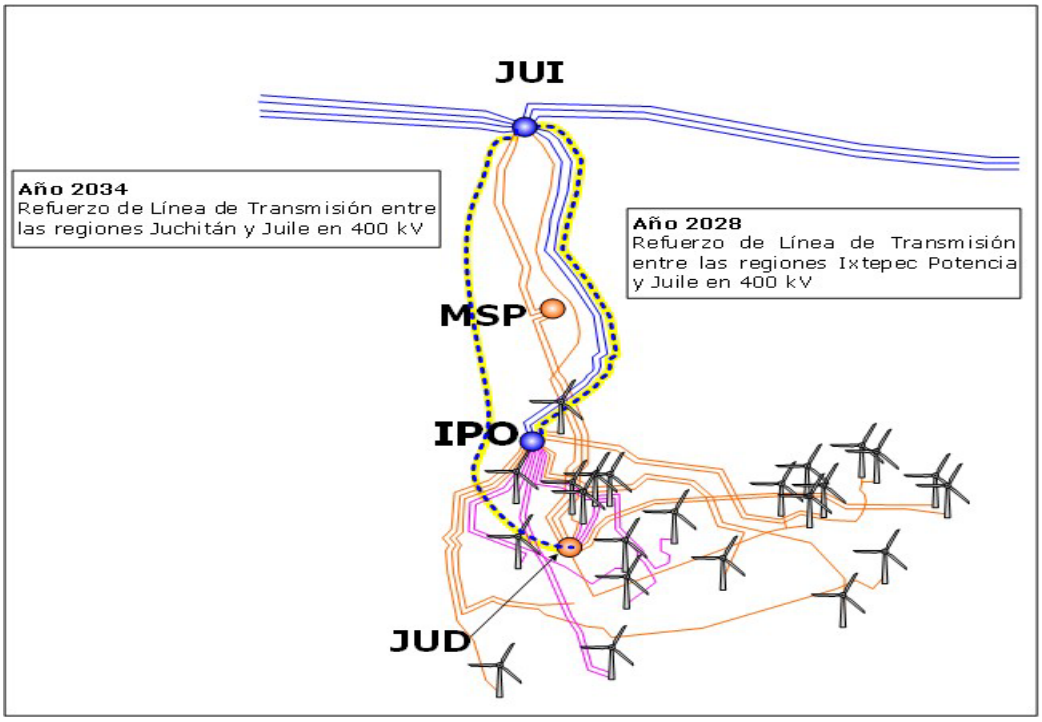
Año	Número	Región Origen	Región Destino
2028	1	Ixtepec Potencia	Juile
2029	2	Aeropuerto/Jacalitos	Regiomontano
2030	3	Central Los Cabos	Cabo San Lucas Dos
2031	4	Mulegé	Canipolé
2031	5	Canipolé	Villa Constitución
2032	6	Villa Constitución	Olas Altas
2034	7	Juchitán	Juile
2035	8	Mazatlán	Durango
2035	9	Nuevo Casas Grandes	Nacozari
2035	10	Puebla	Veracruz
2035	11	El Triunfo	Santiago
2036	12	Playa del Carmen	Tulum
2037	13	Punta Prieta II	El Triunfo
2038	14	Puebla	Veracruz
2038	15	Temascal	Oaxaca
2038	16	Hermosillo	Mulegé

REFUERZOS EN ISTMO DE TEHUANTEPEC

La región de istmo con la entrada del tren interoceánico y su potencial de Energía Limpia requiere del reforzamiento de la Red Eléctrica para garantizar el Suministro Eléctrico y la evacuación del potencial de Energía Limpia. En el PIIRCE se observa que de manera indicativa se tiene la instalación entre ambas regiones de 1,687 MW de Energías Limpias y 3,926 MW de SAE con Baterías.

La Figura 11.2.1. presenta la ubicación de dos proyectos en Estudio. Se debe considerar que para su análisis se requiere de Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, para complementar las obras necesarias.

FIGURA 11.2.1. REFUERZOS INDICATIVOS ENTRE 2028-2034 EN ISTMO DE TEHUANTEPEC



REFUERZO PUEBLA-VERACRUZ

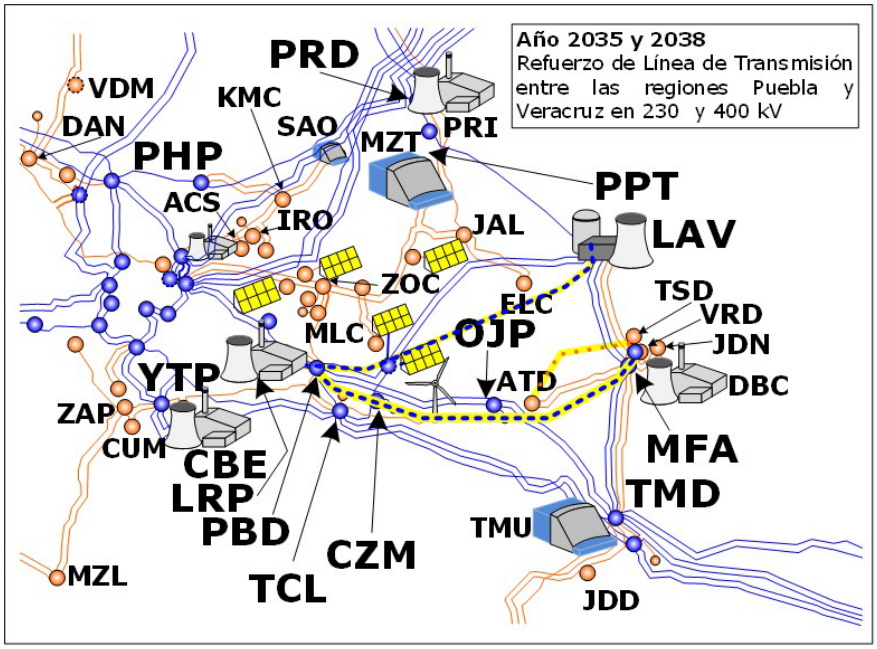
La Red Eléctrica de transmisión entre estas dos regiones está compuesta por Líneas de Transmisión en 400 kV y Líneas de Transmisión en 230 y 115 kV muy débiles con una longitud aproximada entre regiones de 225 km hasta la ciudad de Puebla. Con los resultados del PIIRCE 2024-2038 que deben satisfacer en el horizonte de la planeación las políticas, normativa y compromisos internacionales adquiridos por el país, arroja como resultado que se requiere reforzar la transmisión entre estas dos regiones entre 2035-2038.

Como se describe la Red Eléctrica tiene Línea de Transmisión en diferentes niveles de tensión y existen diversas Subestaciones Eléctricas en la trayectoria, por lo que las Alternativas que se requieren realizar Estudios a detalle entre estas dos regiones para que garantice el Suministro Eléctrico del estado de Veracruz con Confiabilidad y que garantice técnica y económica el refuerzo.

Una Alternativa que se está analizando es aprovechar que se tiene instruido el proyecto “Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)” que consta de una Línea de Transmisión de doble circuito en 400 kV entre las SE Manlio Fabio y Temascal Dos/Tres, o puede ser entre Laguna Verde y las Subestaciones Eléctricas de la ciudad de Puebla y en 230 kV entre Manlio Fabio hacia Puebla o Córdoba. Con esto se incrementa la Capacidad de Transmisión del Sureste al Centro del país. La Figura 11.2.3 presenta la ubicación del proyecto en Estudio.

Este proyecto que tiene dos etapas pretende garantizar la integración de Energías Limpias, Ciclos Combinados y SAE con Baterías en la región de Veracruz por 2,212 MW, incluyendo capacidad Nuclear.

FIGURA 11.2.3 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL REFUERZO VERACRUZ-PUEBLA 2035-2038.

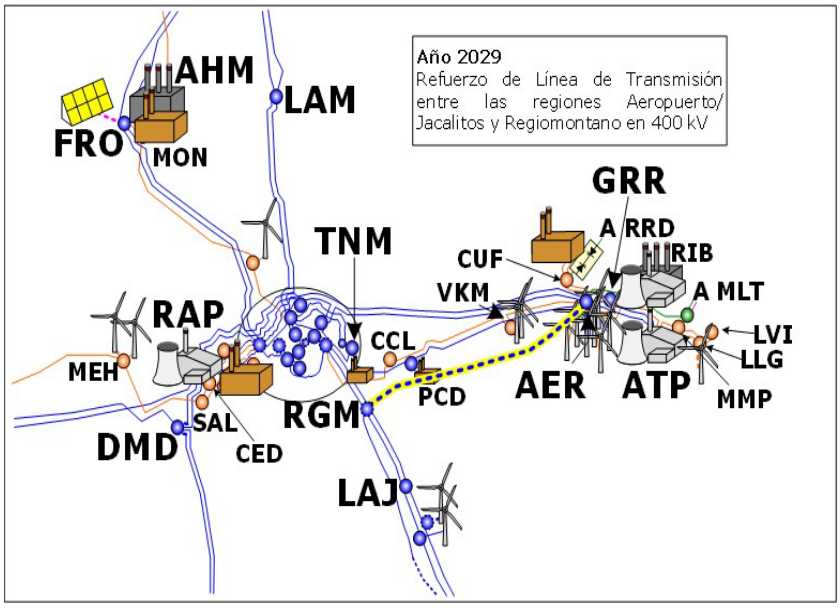


REFUERZO REYNOSA A MONTERREY

La región fronteriza del estado de Tamaulipas, en sus zonas eléctricas Reynosa y Matamoros (zona Frontera), cuentan con un alto potencial de integración de Energías Limpias y de gas natural, así como de proyectos de hidrógeno verde por su cercanía a la costa. El PIIRCE considera la instalación entre Energías Limpias y Ciclos Combinados 2,760 MW. Actualmente se tiene el proyecto I16-NE3 entre ambas regiones que CFE Transmisión lo mantiene pausado. Este proyecto se observa es necesario para garantizar el cambio en la matriz energética para cumplir con las Metas de reducción de emisiones de GEI.

También es importante observar que dado el crecimiento de nuevos Centros de Carga (relocalización de las cadenas de suministro) en el área metropolitana de la ciudad de Monterrey, el proyecto I16-NE3 pueda cambiar sus metas físicas para garantizar el suministro de energía eléctrica una vez que se active el proyecto y se realice el caso de negocios nuevamente por CFE Transmisión, requiriendo de nuevos Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia. La Figura 11.2.4 presenta la ubicación.

FIGURA 11.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL REFUERZO REYNOSA-MONTERREY 2029.

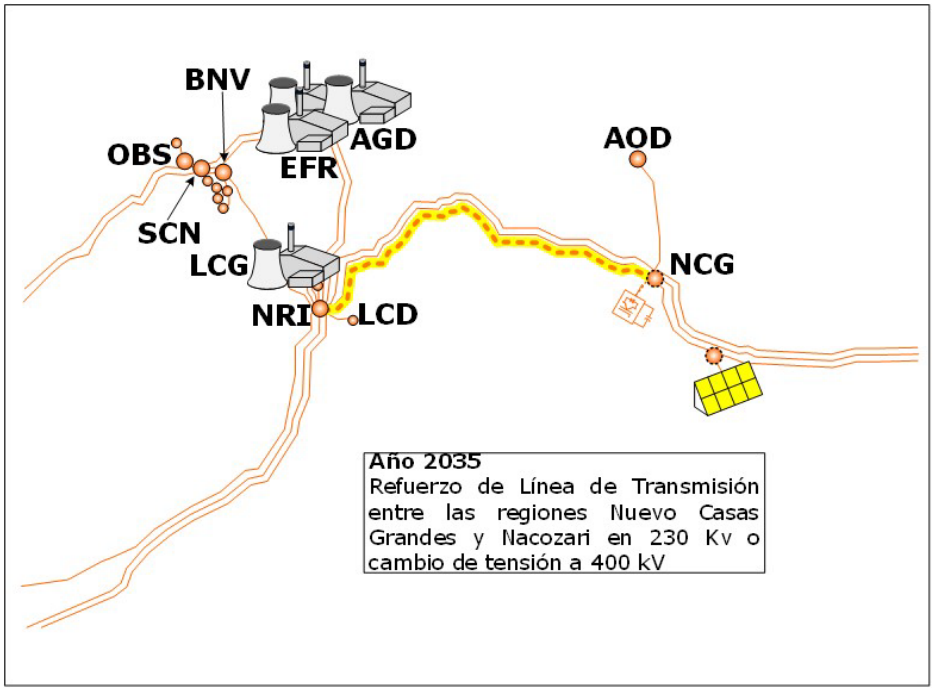


REFUERZOS ENTRE GCR NOROESTE-NORTE y NOROESTE-SIBCS.

La GCR NOR es una región que tiene características para la integración de diferentes tecnologías de Energías Limpias y Centrales convencionales con gas natural. Actualmente cuenta con tecnologías con fuente primaria solar, hidro y gas natural. Además, la región es la única que tiene la posibilidad de interconectar a los tres sistemas interconectados de la península de Baja California al SIN, ya sea por la zona de Hermosillo o por Seis de Abril/Peñasco. El PIIRCE integra en esta región entre 2024-2038 6,092 MW con tecnologías Fotovoltaica, Eólica, Hidroeléctrica, Nuclear, Ciclos Combinados con gas natural y con mezcla gas con hidrógeno, turbogás, y SAE con Baterías. Para evacuar la energía eléctrica se tienen refuerzos hacia la GCR NTE y el SIBCS. Este gran monto de capacidad que adiciona requiere de elementos de compensación dinámicos y fijos, así como Red Eléctrica interna de cada región que compone a la GCR NOR.

En 2035 se tiene el reforzamiento entre las regiones de Nacozari y Nuevo Casas Grandes, la Red Eléctrica actual entre estas regiones está compuesta de dos Líneas de Transmisión aisladas en nivel de tensión de 400 kV y operando en 230 kV, el refuerzo se tendría que analizar si se cambia el nivel de tensión a operar en 400 kV que requerirá de elementos de transformación de 400/230 kV en ambos extremos o se adiciona un tercer circuito, los Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, así como los costos de inversión determinaran la Alternativa viable técnica-económica. La Figura 11.2.5 presenta la ubicación del proyecto.

FIGURA 11.2.5. REFUERZO NACOZARI-NUEVO CASAS GRANDES 2035



Entre las regiones de Mazatlán y Durango se tiene Red Eléctrica compuesta de dos Líneas de Transmisión en 230 y 400 kV, los Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, así como los costos de inversión determinaran el nivel de tensión de la Alternativa viable técnica-económicamente. La Figura 11.2.6 presenta la ubicación del proyecto.

Desde hace varios años se han realizado estudios para la interconexión del SIBCS ya sea hacia el SIBC o hacia el SIN, para esto se requiere de gran infraestructura eléctrica en el SIBCS, en el PIIRCE 2024-2038 se tiene el enlace en corriente directa entre las regiones de Hermosillo y Mulegé, previamente se interconecta en corriente alterna las regiones de Mulegé-Constitución-La Paz y la instalación de 1,674 MW de capacidad entre tecnologías Fotovoltaica, Nuclear, Combustión Interna, Ciclos Combinados, turbogás y SAE con Baterías.. La Figura 11.2.7 muestra la integración de la Red Eléctrica desde Los Cabos a la Hermosillo, donde se observan las etapas del proyecto de la interconexión entre SIN-SIBCS con inicio de obras en 2031 y terminación en 2038. Este proyecto integral tiene elementos de compensación dinámica y fija, así como elementos de transformación. Los Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, así como los costos de inversión determinaran los elementos en la Red Eléctrica para completar la Alternativa viable técnica-económica. La Figura 11.2.7 presenta la ubicación de los proyectos.

FIGURA 11.2.6. REFUERZO MAZATLÁN-DURANGO 2035

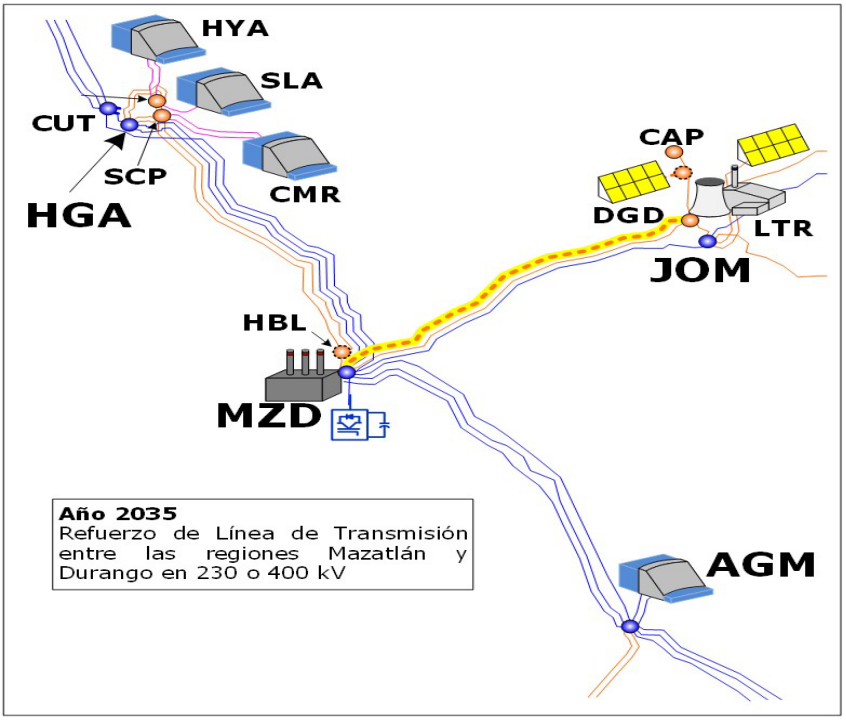
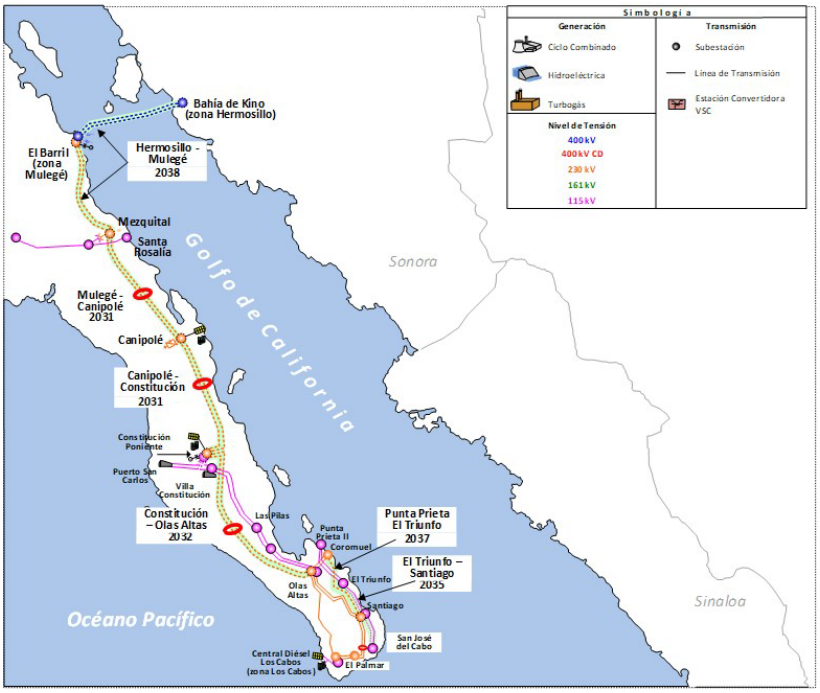


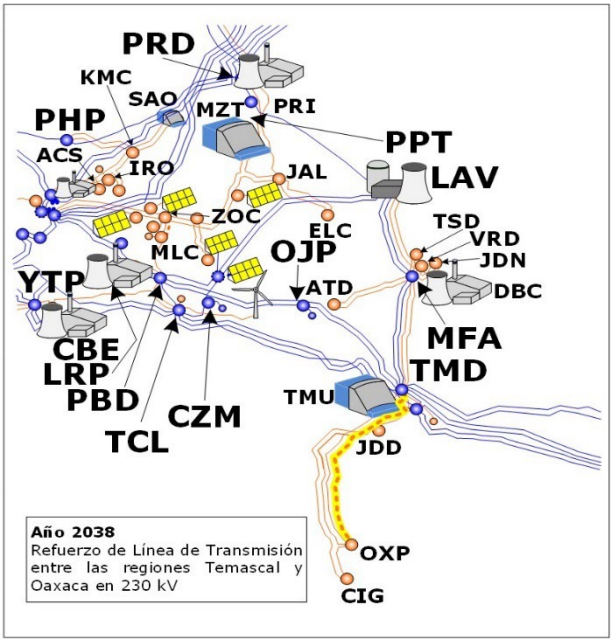
FIGURA 11.2.7. REFUERZOS PARA INTERCONEXIÓN SIN-SIBCS



REFUERZO TEMASCAL A OAXACA

Se espera un crecimiento de la demanda y consumo en el estado de Oaxaca con los proyectos de infraestructura en sus vías de comunicaciones tanto carretero como ferroviario. Este proyecto incrementa la transmisión con un cuarto circuito en 230 kV entre las regiones de Temascal y Oaxaca para el año 2038. La Figura 11.2.8 presenta la ubicación del proyecto. Entre la región de Oaxaca y la costa el PIIRCE instala 459 MW entre Centrales Eólicas y SAE con Baterías.

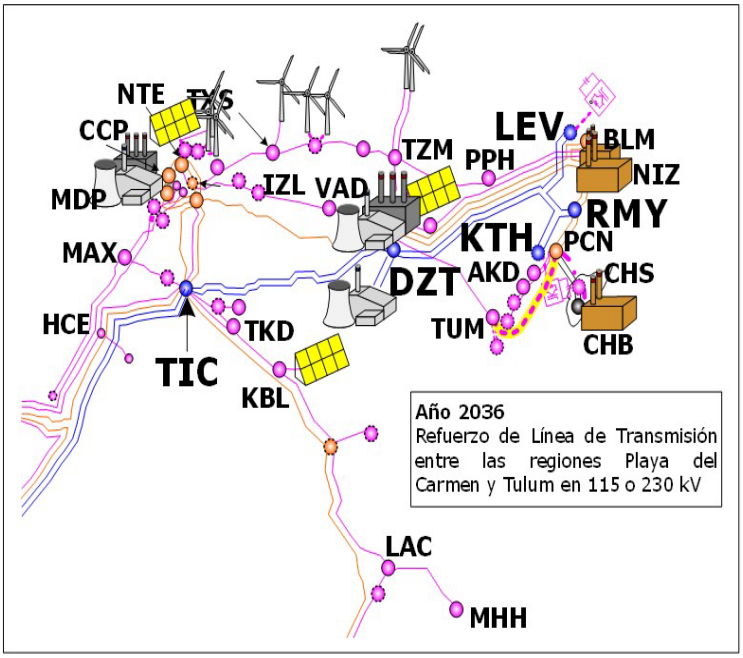
REFUERZO TEMASCAL A OAXACA 2038



REFUERZO PLAYA DE CARMEN A TULUM

Se espera un crecimiento de la demanda y consumo en las regiones de Playa del Carmen hacia Tulum por la operación del tren maya, lo que traerá además de refuerzos de Red Eléctrica local en cada región también refuerzo entre regiones. Los Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, así como los costos de inversión determinaran el nivel de tensión de la Alternativa viable técnica-económicamente. La Figura 11.2.9 presenta la ubicación del proyecto.

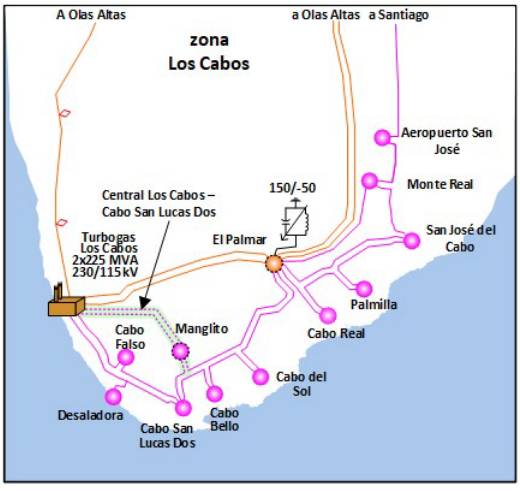
FIGURA 11.2.9. REFUERZO PLAYA DEL CARMEN A TULUM 2036



REFUERZO CENTRAL LOS CABOS A CABO SAN LUCAS

Una de las regiones con mayor crecimiento de demanda y consumo es Los Cabos, pero a su vez es deficitaria en generación ya que es una zona turística. Entre Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y SAE con Baterías, el PIIRCE instala desde San José del Cabo a Central Los Cabos 1,122 MW a partir de 2027. Para suministrar la demanda se adiciona un refuerzo entre las regiones Central Los Cabos a Cabo San Lucas. Por parte de CENACE dado el crecimiento se ha observado que para este refuerzo de transmisión se tienen diferentes alternativas, una de ellas, es la que se presenta en la Figura 11.2.10, donde involucra una nueva Subestación Eléctrica. Los Estudios Electrotécnicos en estado estacionario, dominio del tiempo y la frecuencia, así como los costos de inversión determinaran el nivel de tensión de la alternativa viable técnica-económicamente.

FIGURA 11.2.10. REFUERZO CENTRAL LOS CABOS A CABO SAN LUCAS 2030



12

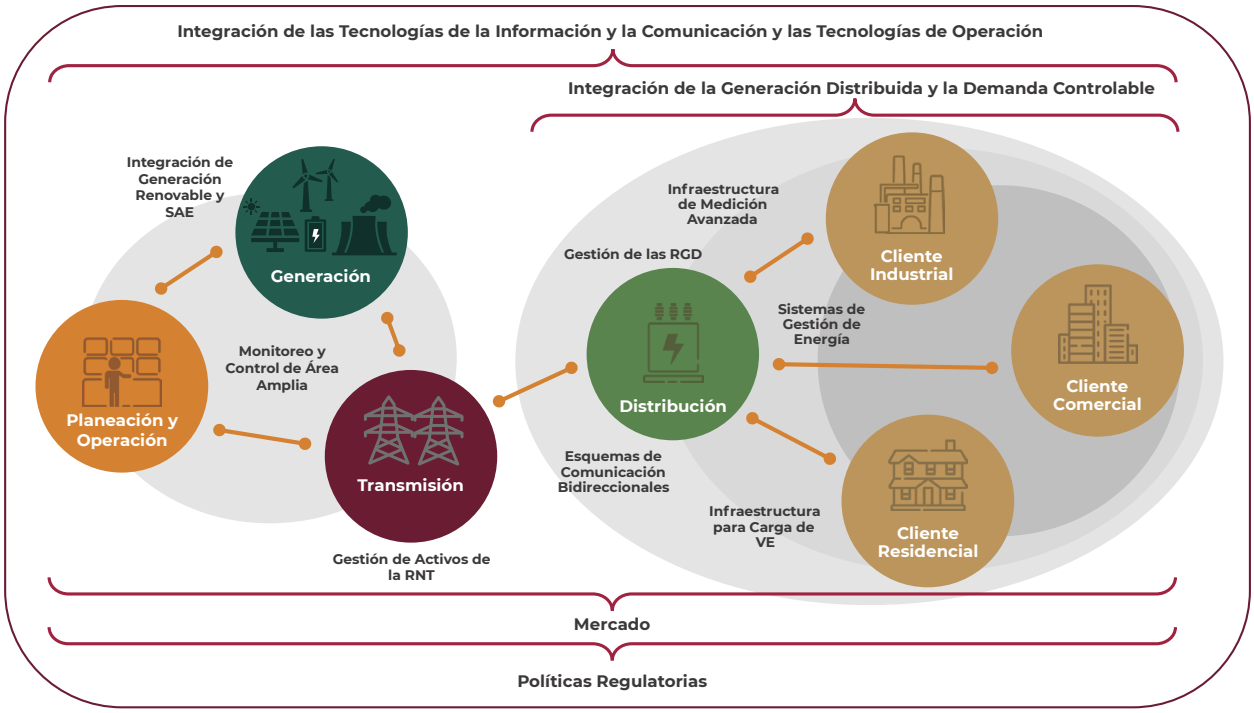
Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

12. APLICACIONES DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

La REI comprende la integración de tecnologías avanzadas diversas en un todo unificado. Representa un concepto modernizado de la Planeación y Operación del Sistema Eléctrico para resolver de forma económicamente eficiente las necesidades del presente y las que surgirán en un futuro próximo. Para lograr el desarrollo de las REI, es importante mencionar que se requiere realizar un Análisis de las Políticas Regulatorias actuales. Además, debe existir la coordinación entre los elementos de la Red Eléctrica y las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) en la Industria Eléctrica, que comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la Energía Eléctrica, como se muestra en la siguiente Figura 12.1.1

FIGURA 12.1.1. REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES



FUENTE: CENACE.

El Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI), sustentado en las disposiciones del Marco Normativo Mexicano tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable. Además, impulsa la evaluación, investigación, diseño y desarrollo de proyectos en materia de REI con la participación de representantes de la Industria Eléctrica e instituciones de investigación.

Así mismo, la LTE es reglamentaria de los párrafos sexto y octavo del artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos, por lo que para el

desarrollo de proyectos en materia de REI, los alcances deben definirse a partir de lo establecido en el artículo 38 de este ordenamiento.

Artículo 38.- El Programa de Redes Eléctricas Inteligentes deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

I. El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

II. La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;

III. El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de Energías Renovables;

IV. El desarrollo y la incorporación de la Demanda Controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;

V. El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las Redes Eléctricas Inteligentes;

VI. La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

VII. El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;

VIII. La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;

IX. El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;

X. La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por Energía Eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de Vehículos Eléctricos;

XI. La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en Vehículos Eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;

XII. La identificación y reducción de barreras para la adopción de Redes Eléctricas Inteligentes, y

XIII. La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Generación Distribuida

A través de la instrumentación de la regulación en materia de GD, se establecieron reglas claras orientadas a incentivar y permitir la instalación de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW, dedicadas a satisfacer las necesidades de consumo de Energía Eléctrica del Usuario Final, mediante el aprovechamiento de recursos locales y con la posibilidad de realizar inyecciones de Energía Eléctrica a las RGD para compensar los flujos de Energía Eléctrica provenientes del Suministro Eléctrico. De igual forma, la determinación de diversos regímenes de Contraprestación, como lo son la Facturación Neta de Energía y la Venta Total de Energía, establecieron, para los Usuarios Finales, la posibilidad de desarrollar

nuevas alternativas para satisfacer su demanda de Energía Eléctrica, considerando para tal efecto, los costos en que incurre el Suministrador de Servicios Básicos por la implementación y gestión de los esquemas para el funcionamiento de la GD.

La Medición Neta de Energía (Net Metering), es el régimen de contraprestación asociado a la Interconexión que considera el intercambio de los flujos de energía entre la Central Eléctrica y uno o más Centros de Carga con las RGD, compensando la energía entregada por la Central Eléctrica de GD a las RGD, con la energía recibida por uno o más Usuarios Finales proveniente de RGD en el periodo correspondiente. Derivado de ello, el contrato de contraprestación deberá estar asociado, mientras se realice esta actividad, a uno o varios contratos de suministro de Energía Eléctrica en la tarifa final de suministro aplicable.

En este régimen de contraprestación asociado a la Interconexión, el Generador Exento podrá entregar Energía Eléctrica a uno o más Centros de Carga, así como entregar su energía sobrante a las RGD para aprovecharla posteriormente en los momentos en que no esté generando Energía Eléctrica. El uso del régimen de contraprestación de Medición Neta de Energía de manera colectiva se realizará mediante la modificación o actualización de las Disposiciones vigentes o la emisión de los instrumentos regulatorios necesarios que para tal efecto emita la CRE.

Para dar seguimiento a la evolución de la Capacidad Instalada en Centrales Eléctricas de GD, y garantizar las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, se determinó conveniente el desarrollo de una Plataforma Informática para permitir la gestión del proceso de Interconexión, con la finalidad de garantizar un trato eficaz, uniforme y no indebidamente discriminatorio a todos los interesados en instalar recursos de GD. Además, la herramienta facilita la obtención de estadísticas sobre la integración de la GD a las RGD, incluyendo la capacidad de alojamiento disponible de los circuitos de distribución y la capacidad de generación interconectada a estos, con el objetivo de mostrar la capacidad disponible a nivel Nacional, permitiendo al Distribuidor establecer estrategias para programar acciones para la ampliación y modernización de las RGD.

Es importante exponer que se requiere de una evolución conjunta de la Plataforma Informática, con la finalidad de obtener información en cuantía y calidad suficiente, que permita proporcionar un seguimiento puntual al crecimiento de la GD y que, a su vez, se constituya como el primer insumo para la identificación de posibles factores de riesgo, así como la determinación de Política Pública y Regulación necesaria en esta materia. En este sentido, resulta necesario evaluar la actualización de las Especificaciones Técnicas para la integración de las nuevas tecnologías en materia de medición, comunicación y control, a efecto de continuar incentivando el desarrollo de la GD, sin comprometer los recursos financieros de las empresas del Estado Mexicano.

Por otra parte, la incorporación progresiva de la GD causa efectos sobre la Confiabilidad del SEN, como por ejemplo en la regulación de la frecuencia y el control de la potencia activa y reactiva; y de la Calidad de la energía como variaciones rápidas y desbalances de tensión, distorsión armónica de tensión, interrupciones, entre otros. Por tanto, en la medida que se incrementa la integración de ese tipo de generación, los requerimientos técnicos para su Interconexión deberán adecuarse a las mejores prácticas internacionales, adoptando las tecnologías más avanzadas en el Mercado para no afectar la Confiabilidad del SEN. Asimismo, en el proceso de Planeación de las RGD, es necesario analizar propuestas para incorporar proyectos con tecnologías inteligentes para preservar los parámetros de Calidad de la energía y Confiabilidad del SEN dentro de estándares internacionales.

Electromovilidad

Otro de los elementos dentro de los Recursos Distribuidos de Energía, es la adopción del uso de VE y VEHC. En la última década, la incorporación de VE a los sistemas de movilidad ha aumentado su presencia de manera exponencial en todo el mundo, sin embargo, también es necesario reconocer que existen, a nivel global, ciertos factores que pueden disuadir el desarrollo de la electromovilidad, como puede ser la falta de conocimiento de los beneficios sociales y ambientales de esta alternativa de transporte, la desconfianza del Mercado hacia la cadena de suministro de la electromovilidad por ser una tecnología de reciente aplicación, la falta de inversión y desarrollo de infraestructura dedicada a esta actividad y los altos costos de adquisición, rangos de operación limitados, tiempos grandes de recarga y una infraestructura de recarga limitada.

En relación con este último, se considera relevante el desarrollo de la infraestructura urbana dedicada a la integración de VE. En este sentido, se pueden llevar a cabo trabajos encaminados a establecer especificaciones técnicas aplicables a las estaciones de recarga de VE, como parte de la concepción de la integración de una infraestructura universal accesible para recarga de VE, pero también como parte de la identificación de retos técnicos derivados de la posibilidad de contar con flujos bidireccionales de Energía Eléctrica desde la infraestructura de recarga de VE hacia las RGD.

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica

En febrero de 2020, la SENER emitió la Estrategia de Transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, mediante la cual se prevé a las REI, en conjunto con los SAE, como una infraestructura integradora que permite al SEN hacer frente a los retos de integración de la generación intermitente como la FV y la EO, la descentralización de la energía, la electromovilidad, y los cambios en el funcionamiento de las redes y los Mercados Eléctricos.

En este sentido, los SAE pueden brindar flexibilidad a las actividades de generación y consumo de Energía Eléctrica, así como compensar la variabilidad inherente que las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente FV y EO aportan a la RNT y de las RGD. La posibilidad de integración en las diferentes actividades de la Industria Eléctrica convierte a estas tecnologías en un aliado importante para la seguridad y Confiabilidad para la Planeación y Operación del SEN.

Los SAE podrán aprovecharse a través de herramientas digitales, tales como controles Proporcional, Integral y Derivativo los cuales enviarán una señal de salida para controlar la Potencia en el Punto de Interconexión basada en una comparación de la variabilidad provocada por la intermitencia respecto al punto base deseado. En ese sentido la Central Eléctrica se podrá controlar de manera directa con el operador del sistema, o por medio del operador de misma Central Eléctrica para atender problemáticas locales y del SEN. Por medio del sistema para la Adquisición, Supervisión y Control de Datos / Sistema de Gestión de Energía (SCADA/EMS) el operador del sistema podrá visualizar la capacidad disponible del SAE por medio de mediciones digitales.

Los SAE son elementos que necesarios para compensar la variabilidad ocasionada por la intermitencia de la fuente primaria de energía, para con ello garantizar el cumplimiento de los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

La CRE ha estado coordinando mesas para desarrollar Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de SAE buscado que la implementación de estos sea incluyente para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y se obtenga el mayor beneficio social y la minimización de los costos de inversión de infraestructura eléctrica, además de que, el SEN pueda operarse de manera segura y confiable con l cambio en la matriz energética que incluye tecnologías con fuente primaria variable como es el sol y viento.

Como aportación técnica a las Disposiciones en una primera etapa emitirá una Especificación Técnica para el cálculo de la capacidad del SAE para sus diferentes modalidades de uso en el SEN, la cual pasará

por el proceso de aprobación de la CRE. Adicionalmente, se emitirán las Reglas para su implementación e incorporación al SEN por medio de estudios eléctricos y su operación dentro del MEM.

PROGRAMA DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES 2020

Debido a la crisis que desencadenó la pandemia del COVID-19 del Coronavirus de tipo 2 causante del síndrome respiratorio agudo severo (SARS CoV-2) a finales del 2019, y aunado a que los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM 2020-2034, las nuevas Políticas Energéticas en Materia de Electricidad y el Programa Sectorial de Energía 2020-2024, instrumentos de Planeación rectores para orientar los programas institucionales del Sector, no se habían publicado; el CENACE solicitó una prórroga a la SENER para la entrega del PREI 2020, obteniendo así una respuesta positiva a la petición. En noviembre de 2022, la CRE emitió su opinión técnica con respecto al PREI 2020, mediante el Acuerdo A/032/2022, y finalmente el 21 de noviembre de 2023, la SENER publica el PREI 2020 en el sitio web.

En la edición anterior de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM 2023-2037, en la Sección 12 se incluyó la descripción de los 21 Proyectos del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes (CEMIE-Redes). Debido a la extinción de fideicomisos, los proyectos han quedado suspendidos, ya que los recursos económicos correspondientes a la etapa 2 no fueron liberados. El motivo de la cancelación de los recursos se debe a las disposiciones en torno a la Extinción de los Fideicomisos en el Poder Ejecutivo Federal de la Administración 2019-2024. El 2 de abril de 2020 fue publicado en el DOF, por parte de la Presidencia de la República el “Decreto por el que se Ordena la Extinción o Terminación de los Fideicomisos Públicos, Mandatos Públicos y Análogos”, fundamentado en la Política de Austeridad Republicana de la actual administración.

A continuación, se presenta el resumen de los proyectos identificados en el PREI 2020, cuyos objetivos pueden alinearse con los alcances establecidos en las fracciones del artículo 38 de la LTE.

PILARES FUNDAMENTALES PARA LOS PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

ESTRATEGIA EMPRESARIAL DE TELECOMUNICACIONES

El CENACE, considerando las necesidades propias, ha habilitado dos redes de telecomunicaciones independientes, una con tecnología MPLS (Multiprotocol Label Switching), que permite crear una red totalmente privada y segura entre las diferentes Unidades Administrativas que lo integran; con topología mallada que permite gestionar la prioridad del tráfico, según las necesidades corporativas, administrativas y operativas, donde todos los servicios disponibles de voz, datos y video, se dimensionan según las necesidades del negocio; y otra con tecnología MPLS-TP, la cual permite contar con enlaces de telecomunicaciones punto a punto, y contempla trayectorias redundantes en cada enlace.

Adicionalmente, se ha avanzado en la optimización del tráfico en las redes de telecomunicaciones, para lo cual se ha separado el tráfico operativo entre centros de datos y servicios críticos; y se han evaluado alternativas para mejorar el comportamiento y distribuir la carga, siendo la primera utilizar una capa de balanceo de enlaces los cuales permitirán a un nivel macro definir la ruta que debe seguir el tráfico de acuerdo con la prioridad, la segunda opción es utilizar la tecnología de redes definidas por software la cual permite optimizar el tráfico por aplicación, servicio o tecnología. Así mismo, se ha elaborado el diseño de la arquitectura de redes del CENACE que permitirá robustecer las capacidades de disponibilidad de las redes a nivel Nacional, y que se implementará cuando se cuente con el equipamiento de comunicaciones que será adquirido.

ESTRATEGIA DE CIBERSEGURIDAD

El CENACE, alineado a la normativa vigente y buenas prácticas internacionales considera las actividades encaminadas a establecer las acciones y mecanismos necesarios para minimizar la probabilidad de riesgos y vulnerabilidades inherentes en el uso de TIC, así como para fortalecer la capacidad de resiliencia para mantener la estabilidad y continuidad de los servicios en caso de sufrir un incidente de ciberseguridad.

El Consejo de Administración del CENACE autorizó el Plan Integral de seguridad Informática; a partir del cual se han reforzado las herramientas de ciberseguridad necesarias para ayudar a identificar, proteger, detectar, responder y recuperarse de los posibles ataques e intrusiones a sus sistemas críticos, integrando soluciones tecnológicas para hacer frente al creciente número de ataques informáticos, amenazas y riesgos que pudieran causar interrupciones al Suministro Eléctrico y/o daños a la información crítica del SEN y del MEM, minimizando los posibles impactos a los que están expuestos los procesos sustantivos, cuya implementación y seguimiento puntual es fundamental para asegurar la continuidad operativa; lo que ha permitido contar con más y mejores conocimientos y recursos tecnológicos, y ha incrementado la resiliencia Institucional.

ESTRATEGIA DE INTEROPERABILIDAD DE NEGOCIOS

El CENACE requiere para llevar a cabo las diferentes funciones en forma eficiente y en los tiempos programados, entre otras, el intercambio de información tanto interna como entre los Integrantes de la Industria Eléctrica, en forma segura, con formatos predefinidos y con oportunidad.

El CENACE, alineado a la normativa vigente y buenas prácticas internacionales considera en este proyecto las actividades encaminadas a establecer las acciones y mecanismos necesarios para contar con la información, proporcionada por los Integrantes de la Industria Eléctrica, requerida para la Supervisión y Control del SEN, para la operación del MEM, y para la Planeación de la RNT y de las RGD del MEM.

Siendo la información que manejan los procesos del CENACE de vital importancia para realizar sus funciones, es necesario que cuente con la información interna y con la información externa del Trasportista, el Distribuidor y demás Integrantes de la Industria Eléctrica con el acceso inmediato, que le permita realizar sus funciones en forma productiva, para que pueda cumplir con los objetivos y estrategias planteados en el PND y en la Planeación Estratégica del CENACE.

PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES PROPUESTOS POR EL CENACE

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA, SEGURIDAD Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Este proyecto pretende aportar a las REI, los conceptos y objetivos de solución en un entorno con información e incertidumbre creciente, para su debido procesamiento para un sistema complejo que debe contar con el respaldo operativo en niveles de tensión y potencia reactiva suficientes para garantizar la Operación segura y de Calidad.

La comprensión completa de conceptos y modelos sobre el fenómeno es fundamental para operar, controlar, proteger y cumplir con la seguridad y la Confiabilidad de un Sistema Eléctrico.

PLATAFORMA DE MEDICIÓN DE ÁREA AMPLIA

A partir de 2009, la GCR Noroeste del CENACE, inició un proyecto piloto con el propósito de evaluar la factibilidad y los beneficios de implementar la tecnología de Unidades de Medición Fasorial (PMU por

sus siglas en inglés) en los procesos de supervisión y control del CENACE. Los objetivos específicos que se buscaron en el proyecto piloto fueron:

- Desarrollar aplicaciones de tiempo real que apoyen al operador del sistema en la toma de decisiones y que redunden en la mejora de la Confiabilidad.
- Disponer de una mayor cantidad de información y aplicarla para determinar el comportamiento de parámetros de la Red Eléctrica, y contar con ellos para el análisis oportuno de eventos.

Como producto de este proyecto se construyó una plataforma de Medición de Área Amplia de nivel Regional.

HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN EN TIEMPO REAL DE LA SEGURIDAD OPERATIVA

Este proyecto se centra en identificar las necesidades e implementar herramientas para informar a los operadores respecto a la estabilidad del sistema; lo que podría ocurrir en las próximas horas y las acciones que deben tomarse para asegurar la Confiabilidad (como reducción de generación EO o FV). También, consiste en asegurarse que los modelos usados para los nuevos recursos de generación incorporados al sistema son válidos.

Los principales objetivos de este proyecto son: migrar hacia una Arquitectura Orientada a Servicios (SOA) que soporte un conjunto modular de aplicaciones que puedan agregarse o eliminarse individualmente en respuesta a las necesidades cambiantes del negocio; establecer un sólido entorno de Aseguramiento de Calidad para adoptar las mejores prácticas actuales con la finalidad de mantener los sistemas críticos de control mediante un sistema SCADA/EMS; desarrollar interfaces para cumplir con los requisitos emergentes para la operación de la Red; mejorar la consistencia de la información mediante un sistema centralizado.

PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES PROPUESTOS POR EL DISTRIBUIDOR

OPERACIÓN REMOTA Y AUTOMATISMO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

El proyecto consiste en la instalación de equipo de protección y de seccionamiento automático telecontrolado en las RGD, incorporándolo al Sistema de Automatización de la Distribución.

Este proyecto contribuye a reducir el tiempo de restablecimiento de los circuitos de media tensión que presentan fallas, seccionando esos circuitos o tramos del circuito de la Red en un tiempo menor a 5 minutos, y así no interrumpir el servicio a los Usuarios que se encuentran en los tramos sin falla; mejorando los indicadores de Confiabilidad, sobre todo en los Centros de Carga crítica, esto apoyado con la operación remota desde los Centros de Control de Distribución.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

El proyecto de Infraestructura de Medición Avanzada consiste en la instalación de medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, el cual tiene la capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota, como lo son: Toma de Lecturas, corte, reconexiones, informe de fallas en las RGD y anomalías en el medidor.

Actualmente, esta tecnología está dirigida a la gestión comercial y al abatimiento de pérdidas no técnicas, debido a que estas funciones tienden a disminuir costos operativos e incrementar el ingreso por la reducción de pérdidas de energía, lográndose el aumento en las ventas de energía, a través del cumplimiento de los programas de Toma de Lecturas, cortes o reconexiones de los suministros para asegurar el pago oportuno del Suministro Eléctrico.

GESTIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA DE LAS RGD PARA EL MEM

Las condiciones establecidas por la LIE en su artículo 37 y la Base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico, así como el Manual de Medición para Liquidaciones, requieren obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga. Por tanto, se requiere de la instalación de sistemas de medición, comunicaciones y softwares de gestión de datos de medición en las RGD, para obtener el grado de Confiabilidad necesario para que todos los participantes del MEM reciban o paguen las liquidaciones por energía correspondientes.

Dada la gran magnitud de este proyecto visto de manera integral, a la fecha no se ha contado con la autorización de recursos para su ejecución, por lo que se prevé su realización por etapas a través de cuatro programas de adquisición independientes que faciliten la gestión de recursos para el período 2022-2026:

- Equipamiento de sistemas de medición en subestaciones.
- Equipamiento de sistemas de medición en puntos de intercambio de Zonas de Carga.
- Modernización de equipos de control supervisorio y redes de comunicación operativas para Centros de Control de Distribución.
- Equipamiento de sistemas de comunicaciones de voz y datos para la operación de las RGD.

PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES PROPUESTOS POR EL TRANSPORTISTA

ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS INTELIGENTES QUE GUÍEN EL PROCESO OPERACIÓN FÍSICA DE LA RNT

El presente proyecto del Sistema SCADA/EMS, tiene como función principal dar la seguridad, Confiabilidad y disponibilidad para operar las subestaciones de potencia y líneas de la RNT, por lo que es necesario contar con una arquitectura que permita tener redundancia y una alta disponibilidad de los Centros de Control, que cumpla con estándares internacionales de los centros de datos, una flexibilidad que permita dar un servicio seguro, reduciendo los riesgos y costos derivados de la arquitectura actual y que cuente con la capacidad de interactuar con otras aplicaciones a través del Modelo de Información Común (CIM) y con mecanismos para interactuar con Sistemas de Información Geográfica (SIG).

El proyecto pretende integrar tecnología de punta en toda su infraestructura, componentes y elementos para lograr alta disponibilidad, Confiabilidad y seguridad operativa, para evitar que esta se pierda.

ESTUDIO, DEMOSTRACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE PROTOCOLOS, HARDWARE Y APLICACIONES PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS CENTROS DE CONTROL

Dado a que la Subestación Eléctrica es la principal fuente de información y el nodo crítico para la operación; se pretende, con la modernización de la automatización de subestaciones, homologar e integrar las funciones de protección, control, medición, comunicación y seguridad de datos SCADA mediante protocolos de comunicación estándar que permitan su interoperabilidad, garantizando de manera confiable la operación, mantenimiento y suministro de Energía Eléctrica. Se visualiza para la parte de medición, alarmas y Gestión de Activos por medio del protocolo DNP3 y bajo estándar internacional IEC61850.

Se establece el plan de acción para el desarrollo del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), con la implementación de protocolos de comunicación que obedecen estándares internacionales como el IEC61850. Se inicia la etapa de implementación dentro del proyecto Red Eléctrica Inteligente de la Dirección de Transmisión 2018-2021.

INVESTIGACIÓN SOBRE EL USO DE LA INFORMACIÓN DE LA CONDICIÓN DE ACTIVOS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD OPERATIVA DEL SISTEMA

El proyecto consiste en contar con una herramienta para el monitoreo de los dispositivos críticos de las subestaciones de potencia, con un alcance para las Líneas de Transmisión, Transformadores, Interruptores y Bancos de Baterías, para lograr la instrumentación de los activos críticos y la aplicación de una herramienta que diagnostique el estado del activo, así como tener información en línea (tiempo real), e información histórica para la gestión del algoritmo.

Se realizó una prueba piloto en tres Gerencias Regionales de Transmisión, se determinó el software, hardware y la arquitectura, y se integraron activos críticos representativos como transformadores de potencia, interruptores y Bancos de Baterías.

Anexo

4
Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

ANEXO

ANEXO CAPÍTULO 4

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		No. DE CIRCUITO	TENSIÓN [1/, 2/] (kV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)		230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)		230
Dañu	Jilotepec Potencia	93N20	230
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)		400, 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula/Héroes de Carranza	93030/93290	230
POZA RICA (45)	CENTRO (40)		400
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
POZA RICA (45)	TULA - PACHUCA (42)		400
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3080	400
PUEBLA (47)	CENTRO (40)		400, 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (48)	TOLUCA (43)		230
Zapata	Tianguistenco	93040	230
LÁZARO CÁRDENAS (39)	DONATO GUERRA (41)		400
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
DONATO GUERRA (41)	CENTRO (40)		400
Donato Guerra/Almoloya	Nopala	A3620	400
Almoloya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustín Millan II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	IXTAPA (49)		400[V], 230

Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400, 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacan	Texcoco	93120	230
Jorobas	El Vidrio	93F20	230
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
TULA - PACHUCA (42)	JILOTEPEC (44)		115
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
CENTRO (40)	TOLUCA (43)		230, 400
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
JILOTEPEC (44)	DONATO GUERRA (41)		115
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
02-ORIENTAL			
VERACRUZ (46)	POZA RICA (45)		400, 115
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
GRIJALVA (58)	JUILE (56)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (58)	COATZACOALCOS (57)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (57)	TEMASCAL (55)		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
POZA RICA (45)	PUEBLA (47)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (55)	PUEBLA (47)		400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400

Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
MATÍAS ROMERO (62)	JUILE (56)		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
GRIJALVA (58)	TABASCO (59)		400, 230
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
JUILE (56)	TEMASCAL (55)		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
TEMASCAL (55)	OAXACA (54)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
IXTEPEC (60)	JUILE (56)		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (61)	JUILE (56)		230
Juchitán Dos	Juile	93000	230
JUCHITAN (61)	MATÍAS ROMERO (62)		230, 115
Juchitán Dos	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán Dos	Matías Romero Potencia	93010	230
Juchitán Dos	Matías Romero	73570	115
MATÍAS ROMERO (62)	COATZACOALCOS (57)		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
HUATULCO (53)	JUCHITAN (61)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
VERACRUZ (46)	TEMASCAL (55)		230, 115
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230
Paso del Toro	La Granja Tres	73590	115
Paso del Toro	Piedras Negras	73320	115
VERACRUZ (46)	PUEBLA (47)		400, 230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93460	230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93560	230
Laguna Verde	Puebla II/Maniobras Pachamama	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras/Maniobras Pachamama	A3190	400

PUEBLA (47)	MORELOS (48)		400, 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (50)	MORELOS (48)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
OAXACA (54)	HUATULCO (53)		115
MIAHUATLÁN	POCHUTLA	73890	115
AGUA ZARCA (51)	PINOTEPA (52)		115
OMOTEPEC	PINOTEPA NACIONAL	73440	115
AGUA ZARCA (51)	ACAPULCO (50)		115
CRUZ GRANDE	PAPAGAYO	72420	115
PINOTEPA (52)	HUATULCO (53)		115
PINOTEPA NACIONAL	SANTA ROSA	73460	115
IXTAPA (49)	ACAPULCO (50)		400[V]
IXTAPA PONTENCIA	PIE DE LA CUESTA	93060	400
MORELOS (48)	CENTRO (40)		400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
JUCHITAN (61)	GRIJALVA (58)		115
Tapanatepec	Arriaga	73960	115
03-OCCIDENTAL			
GUADALAJARA (30)	SALAMANCA (34)		400
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (30)	CARAPAN (36)		400, 230
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (30)	LÁZARO CÁRDENAS (39)		400
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	CARAPAN (36)		400
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	SALAMANCA (34)		400, 230, 115
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
Morelia Potencia-Morelos/Quinceo/Morelia Norte-Santiaguito-Tarímbaro	Cuitzeo-Moroleón-Uriengato-Joyuelas-Valle de Santiago	Equivalente	115
SAN LUIS POTOSÍ (33)	AGUASCALIENTES (31)		400, 230
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Pachamama Maniobras	A3J40	400

San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		400, 230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230
SALAMANCA (34)	QUERÉTARO (38)		400, 230
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
TEPIC (29)	GUADALAJARA (30)		400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K40	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K50	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K60	400
MANZANILLO (35)	GUADALAJARA (30)		400, 230
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
GUADALAJARA (30)	AGUASCALIENTES (31)		400, 115
Tierra Mojada	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
Tepatitlán	Valle de Guadalupe	73420	115
AGUASCALIENTES (31)	LEÓN (32)		400, 230
Aguascalientes Potencia	Potrerillos	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potrerillos	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400, 230, 115
Potrerillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor(antes Silao Industrial)-Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río-Irapuato I/Vymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	QUERÉTARO (38)		230, 115
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fe	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115

Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			
NACOZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		400[V]
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400
HERMOSILLO (4)	GUAYMAS (5)		400, 230, 115
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
OBREGÓN (6)	LOS MOCHIS (7)		400, 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (7)	CULIACÁN (8)		400, 230, 115
Los Mochis Ind	Ruiz Cortines	73280	115
Los Mochis Ind	Juan José Rios	73790	115
Los Mochis Dos	Guamuchil Dos	93640	230
Los Mochis Dos	Guamuchil Dos	93620	230
Choacahui	La Higuera/Culiacán Poniente	A3N40	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N30	400
CULIACÁN (8)	MAZATLÁN (9)		400, 230
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (9)	TEPIC (29)		400
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
SEIS DE ABRIL (1)	CANANEA (2)		230, 115
Industrial Caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
CANANEA (2)	NACOZARI (3)		230
Buenavista	Nacozari	93230	230

Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
SEIS DE ABRIL (1)	HERMOSILLO (4)		230
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
CANANEA (2)	HERMOSILLO (4)		230, 115
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
NACOZARI (3)	HERMOSILLO (4)		400[V], 230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D70	400
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D90	400
GUAYMAS (5)	OBREGÓN (6)		400, 230, 115
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115
05-NORTE			
JUÁREZ (10)	MOCTEZUMA (12)		400[V], 230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
Cereso	Moctezuma		400
MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		400 , 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400[V]
Moctezuma	El Encino		400
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93040	230
LAGUNA (17)	DURANGO (16)		400, 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
DURANGO (16)	AGUASCALIENTES (31)		230
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (16)	MAZATLÁN (9)		400, 230
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
LAGUNA (17)	SALTILLO (23)		400, 230
Andalucía	Maniobras Eólico Coahuila/Saltillo	93050/93200	230

Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
RÍO ESCONDIDO (18)	**CHIHUAHUA (14)**		**400**
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
NUEVO CASAS GRANDES (11)	**MOCTEZUMA (12)**		**400[V], 230 , 115**
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
CHIHUAHUA (14)	**CUAUHTÉMOC (13)**		**230, 115**
El Encino	Cuauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cuauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cuauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cuauhtémoc	73250	115
General Trías/División del Norte	Cuauhtémoc	73770, 73450	115
CHIHUAHUA (14)	**CAMARGO (15)**		**230**
Avalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
06-NORESTE			
RÍO ESCONDIDO (18)	**NUEVO LAREDO (19)**		**400, 230**
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
REYNOSA (20)	**NUEVO LAREDO (19)**		**138**
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
MATAMOROS (21)	**REYNOSA (20)**		**400, 230, 138**
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
RÍO ESCONDIDO (18)	**MONTERREY (22)**		**400, 230**
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
REYNOSA (20)	**MONTERREY (22)**		**400, 230**
Aeropuerto-Man. Rancho del Norte	Ternium Maniobras/Man. Los Ramones	A3D80	400

Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/ 93790	230
HUASTECA (25)	GÜÉMEZ (27)		400
Champayán	Güémez-Tres Mesas	A3I70/A3120	400
Champayán	Güémez-Llera de Canales	A37E0/A3250	400
GÜÉMEZ (27)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas/Maniobras Estrellas	A3140	400
Güémez	Lajas/Maniobras Guadalupe	A3D90	400
HUASTECA (25)	POZA RICA (45)		400, 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (24)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
TAMAZUNCHALE (27)	QUERÉTARO (38)		400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
HUASTECA (25)	VALLES (24)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (25)	TAMAZUNCHALE (26)		400
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
MONTERREY (22)	SALTILLO (23)		400, 230
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	Nuevo	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	Nuevo	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (28)		400
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (28)	AGUASCALIENTES (31)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
08-PENINSULAR			
ESCÁRCEGA (64)	CIUDAD DEL CARMEN (65)		230, 115

Sabancuy	Ciudad del Carmen	73160	115
Sabancuy	Ciudad del Carmen	73170	115
Escárcega Potencia	Puerto Real	93PE0	230
Escárcega Potencia	Puerto Real	93PE1	230
TABASCO (59)	**ESCÁRCEGA (64)**		**400, 230**
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
ESCÁRCEGA (64)	**LERMA (66)**		**230, 115**
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Escárcega Potencia/Sabancuy	Champotón	73130/73150	115
ESCÁRCEGA (64)	**MÉRIDA (67)**		**400**
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (64)	**CHETUMAL (76)**		**230**
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230[2/]
LERMA (66)	**MÉRIDA (67)**		**230, 115**
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
MÉRIDA (67)	**VALLADOLID (69)**		**230, 115**
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
MÉRIDA (67)	**CHETUMAL (76)**		**230, 115**
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/ 73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (67)	**DZITNUP (68)**		**400**
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
VALLADOLID (69)	**NIZUC (74)**		**230, 115**
Valladolid	Nizuc	93070	230
Chemax	Nizuc	73480	115
VALLADOLID (69)	**CANCÚN (75)**		**230, 115**
Valladolid	Balam	93050	230
Tizimín	Kohunlich	73T50/t3T60	115
VALLADOLID (69)	**TULUM (70)**		**115**

Valladolid	Tulum	73830	115
CANCÚN (75)	NIZUC (74)		230. 115
BALAM	NIZUC	93060	230
CANCÚN	NIZUC	73800	115
CANCÚN	NIZUC	73470, 73970	115
KABAH	NIZUC	73700, 73710	115
HUNAB-KU	NIZUC	73740, 73750	115
DZITNUP (68)	RIVIERA MAYA (73)		400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q70	400
Dzitnup	Riviera Maya	A3Q60	400
RIVIERA MAYA (73)	NIZUC (74)		230, 115
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Puerto Morelos	Nizuc	73C20	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
RIVIERA MAYA (73)	PLAYA DEL CARMEN (71)		230, 115
Xcalacoco	Zac Nicte/Playa del Carmen	73R30, 733R10	115
Iberostar	Mayakoba/Playa del Carmen	73910, 73900	115
Riviera Maya	Playa del Carmen	93180	230
Riviera Maya	Playa del Carmen	93190	230
PLAYA DEL CARMEN (71)	TULUM (70)		115
Pescadores	Aktun-Chen / Kantenáh	ET	115
PLAYA DEL CARMEN (71)	COZUMEL (72)		34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
07-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (78)	MEXICALI (80)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (78)	ENSENADA (79)		230, 115, 69
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340/73330/73320/ 73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
MEXICALI (80)	SAN LUIS RÍO COLORADO (81)		230, 161
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey/Chapultepec	93310	230
CFE - ACBC	E.U.A. - WECC		230

Tijuana I	Otay	93040	230
La Rosita	Imperial Valley	93050	230
07-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (85)	VILLA CONSTITUCIÓN (86)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (87)	VILLA CONSTITUCIÓN (86)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (86)	LAS PILAS (88)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (88)	OLAS ALTAS (89)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (88)	LA PAZ (90)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (89)	LA PAZ (90)		115
Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (90)	PUNTA PRIETA II (91)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (89)	PUNTA PRIETA II (91)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (89)	COROMUEL (92)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (91)	EL TRIUNFO (93)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (93)	SANTIAGO (94)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (94)	SAN JOSÉ DEL CABO (95)		115
Santiago	San Jose del cabo	73140	115
OLAS ALTAS (89)	EL PALMAR (96)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (96)	CENTRAL LOS CABOS (97)		230
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (96)	SAN JOSÉ DEL CABO (95)		115

El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (96)	CABO SAN LUCAS DOS (98)		115
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (97)	CABO SAN LUCAS DOS (98)		115
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115

1/ Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV

2/ Línea de transmisión aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV

ANEXO 4.2. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023 1/

TECNOLOGÍA	CFE	CFE-PIE	PRIVADO 5/	PEMEX	TOTAL 1/
Hidroeléctrica	12,133		479		12,612
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,357		7,055
Fotovoltaica*	138		7,331		7,469
Bioenergía 2/			407		407
Suma limpia renovable	13,308	613	14,598	0	28,519
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente 6/			1,955	367	2,322
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,955	367	3,930
Capacidad total de Energía Limpia	**14,916**	**613**	**16,553**	**367**	**32,449**
Porcentaje	**33.38**	**3.68**	**61.90**	**39.90**	**36.46**
Ciclo combinado	11,108	16,051	8,019		35,178
Térmica convencional 3/	9,998		880	422	11,300
Turbogás 4/	2,833		924	131	3,888
Combustión interna	362		367		729
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	**44,680**	**16,664**	**26,744**	**921**	**89,008**

1/ Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
3/ incluye Lecho Fluidizado
4/ incluye plantas móviles
5/ Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE
6/ Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE)
*Se incluye Sistemas Híbridos de Baterías con Fotovoltaico, y un SAE de baterías.

ANEXO 4.2A. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	CARBO ELÉCTRICA	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	EÓLICA	FV-SOLAR*	GEO TÉRMICA	HIDRO ELÉCTRICA	NUCLEO ELÉCTRICA	TERMO ELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS 2/	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	459	2,097
Baja California Sur			352		1	10			113	506	981
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		1,288					65			306	1,658
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		594					292		1,606		2,492
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						275	1,704				1,979
Morelos		656									656
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			10	2						284	296
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281			132		172		632	42	3,259
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	**5,463**	**11,108**	**362**	**86**	**138**	**951**	**12,133**	**1,608**	**9,998**	**2,833**	**44,680**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ incluye la capacidad instalada a la red de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE)
*Se considera un SAE de baterías.

ANEXO 4.2B. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	CICLO COMBINADO	EÓLICA	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	1,653		1,653
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	**16,051**	**613**	**16,664**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2C. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	COGENERACIÓN EFICIENTE 2/	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL	TURBOGÁS	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	**367**	**422**	**131**	**921**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2D. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	CICLO COMBINADO	COMBUSTIÓN INTERNA	TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL 2/	TURBOGÁS	TOTAL
Baja California	295	2			296
Baja California Sur				100	100
Campeche	10				10
Chihuahua	33	111	25		169
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	50	31	260	7	348
Durango	166	3			168
Estado de México	850	32	3	134	1,018
Guanajuato	371	13			384
Jalisco	875	12		13	900
Michoacán de Ocampo				8	8
Morelos				5	5
Nuevo León	2,547	43		622	3,212
Puebla		2			2
Querétaro		23		4	27
San Luis Potosí	618	26	560		1,204
Sinaloa	30	3			33
Sonora	615	6	12		633
Tabasco					0
Tamaulipas	580	39	20	11	650
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
TOTAL	**8,019**	**367**	**880**	**924**	**10,190**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ incluye Lecho Fluidizado
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2E. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	EOLOELÉCTRICA	TOTAL
Baja California	40	40
Baja California Sur	50	50
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Guanajuato	102	102
Jalisco	184	184
Nuevo León	889	889
Oaxaca	1,972	1,972
Puebla	286	286
Querétaro	30	30
San Luis Potosí	300	300
Sonora	0	0
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	243	243
Zacatecas	90	90
TOTAL	**6,357**	**6,357**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2F. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	FOTOVOLTAICA	TOTAL
Aguascalientes	1,201	1,201
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Campeche	300	300
Chihuahua	826	826
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	424	424
Estado de México	20	20
Guanajuato	321	321
Hidalgo	101	101
Jalisco	376	376
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,303	1,303
Tlaxcala	420	420
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	395	395
TOTAL	**7,331**	**7,311**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2G. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

ESTADO	BIOENERGÍA 2/	COGENERACIÓN EFICIENTE 3/	GEO TÉRMICA	HIDRO ELÉCTRICA	HÍBRIDO FV-BATERIA	TOTAL
Aguascalientes	3	4				7
Baja California		15				15
Baja California Sur					20	20
Chiapas	12					12
Chihuahua	6	8				14
Ciudad de México		16				16
Coahuila de Zaragoza	3	77				80
Durango	2	16		9		26
Estado de México	2	40		8		50
Guanajuato	3	2				5
Guerrero				30		30
Hidalgo	31	50				81
Jalisco	25	4		38		67
Michoacán de Ocampo				75		75
Morelos	1					1
Nayarit	4		25	29		58
Nuevo León	17	326				343
Oaxaca	50					50
Puebla	1	36		235		273
Querétaro	3	97				100
San Luis Potosí	49	6				55
Sonora		17				17
Tabasco	4	254				258
Tamaulipas		474				474
Tlaxcala		60				60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55		685
Yucatán		13				13
TOTAL	**407**	**1,955**	**25**	**479**	**20**	**2,885**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
3/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2H. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2023 [1/]

ENTIDAD FEDERATIVA	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN [2/]	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Aguascalientes	3	4	1,201					1,208
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			193	981	55			1,229
Campeche			310	146		252		708
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	270		739	1,881		1,599		4,489
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila de Zaragoza	433	63	1,270	2,799		248		4,812
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	501	644		948		2,210
Estado de México	27	34	1,027	1,658				2,747
Guanajuato	227	2	613	943		495		2,279
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	267	2,492				2,808
Jalisco	219	29	1,265	1,126	14			2,652
Michoacán de Ocampo	12		71	1,979				2,062
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,388	64	2,936	1,085	30	1,306		6,809
Oaxaca	1,970		65	441	2	613		3,091
Puebla	322	33	460	702				1,517
Querétaro	39	71	47	591				749
Quintana Roo				296				296
San Luis Potosí	999	17	699	720		1,135	49	3,620
Sinaloa	3		30	1,743		1,653		3,430
Sonora	587	17	1,349	3,259		508		5,721
Tabasco		644	33				4	681
Tamaulipas	587	673	1,653	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	429					488
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,929		1,973	36	7,291
Yucatán	71	13	223	493		1,009		1,809
Zacatecas	90		380		15			485
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**7,737**	**2,536**	**17,186**	**44,680**	**116**	**16,664**	**89**	**89,008**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 9,845 MW, Generación-SLP = 5,832 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-Excedentes = 385 MW
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.2I. CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

TECNOLOGÍA	AUTO ABASTECIMIENTO	COGENERACIÓN	GENERACIÓN 2/	GENERACIÓN CFE	PEQUEÑA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE	USOS PROPIOS CONTINUOS	TOTAL
Hidroeléctrica	187		278	12,133	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			951				976
Eoloeléctrica	4,112		2,242	86	2	613		7,055
Fotovoltaica	496		6,736	138	100			7,469
Bioenergía 3/	41	193	84				89	407
Suma limpia renovable	**4,860**	**193**	**9,340**	**13,308**	**116**	**613**	**89**	**28,519**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	408					2,322
Suma limpia no renovable	**0**	**1,915**	**408**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,930**
Total energía limpia	**4,860**	**2,108**	**9,748**	**14,916**	**116**	**613**	**89**	**32,449**
Por ciento	**63**	**83**	**57**	**33**	**100**	**4**	**100**	**36**
Ciclo combinado	2,120	152	5,748	11,108		16,051		35,178
Térmica convencional 4/	600	100	602	9,998				11,300
Turbogás 5/	26	132	897	2,833				3,888
Combustión interna	131	44	192	362				729
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**7,737**	**2,536**	**17,186**	**44,680**	**116**	**16,664**	**89**	**89,008**

1/ Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 9,845 MW, Generación-SLP = 5,832 MW (Eólica y FV-Solar) y PIE-Excedentes = 385 MW.
3/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
4/ Incluye Lecho Fluidizado
5/ Incluye plantas móviles
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

ANEXO 4.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2018 – 2023 1/

TECNOLOGÍA	2018	2019	2020	2021 3/	2022	2023 8/
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612
Geotermoeléctrica	899	899	951	976	976	976
Eoloeléctrica	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055
Fotovoltaica	1,878	3,646	5,149	5,955	6,515	7,437
Bioenergía 4/	375	375	378	378	428	439
Suma limpia renovable	**20,629**	**23,582**	**25,594**	**26,899**	**27,453**	**28,519**
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322
Suma limpia no renovable	**3,317**	**3,318**	**3,913**	**3,913**	**3,916**	**3,930**
Total energía limpia	**23,946**	**26,900**	**29,506**	**30,812**	**31,369**	**32,449**
Porcentaje	**33**	**34**	**35**	**36**	**36**	**36**
Ciclo combinado	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413	35,178
Térmica convencional 6/	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343	11,300
Turbogás 7/	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815	3,888
Combustión interna	880	891	850	701	728	729
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**72,958**	**78,447**	**83,121**	**86,153**	**87,130**	**89,008**

1/ Evolución de capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2018 al 31 de diciembre 2023. La capacidad instalada interconectada corresponde a la capacidad de contrato de interconexión.
2/ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
3/ Capacidad instalada a la red de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.
4/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
5/ Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.
6/ Incluye Lecho Fluidizado
7/ Incluye plantas móviles
8/ Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2023. Se incluyen sistemas híbridos de baterías más Fotovoltaico, y un sistema de almacenamiento de baterías.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html y Participantes del Mercado (incluida CFE).

NOTA: LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESTADO Y MODALIDAD DE PERMISO DE CFE Y EL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS DE 2018 A 2022 SE PUEDEN CONSULTAR EN LOS PAMRNT PUBLICADOS EN EL SITIO WEB DEL CENACE.

ANEXO 4.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

N°	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro de Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
4	Central El Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
5	Central Termoeléctrica Ciclo Combinado Tula (Paquete II)	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Ciclo combinado
6	Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
9	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
12	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo combinado
14	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
15	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
17	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
18	Central Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia	Oriental	Puebla	Cuautlancingo	Ciclo combinado
19	Central Temascal y Ampliación Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel Soyaltepec	Hidroeléctrica
20	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
21	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
22	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
23	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
24	Central Ing. Fernando Hiriart Balderrama (C. H. Zimapán)	Occidental	Hidalgo	Zimapán	Hidroeléctrica
25	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
26	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
27	Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
28	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
29	Energía Azteca VIII, El Sauz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
30	Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/COG
31	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
32	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
33	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado

34	Topolobampo III	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
35	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
36	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
37	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
38	Central Luis Donaldo Colosio Murrieta "Huites"	Noroeste	Sinaloa	Choix	Hidroeléctrica
39	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
40	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica convencional
41	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
42	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
43	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
44	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
45	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
46	Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica convencional
47	Energía Chihuahua, Transalta Chihuahua	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
48	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
49	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
50	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
51	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
52	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
53	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
54	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
55	Central Termoeléctrica Emilio Portes Gil (C. C. C. Río Bravo)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	Ciclo combinado
56	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
57	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
58	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
59	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
60	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
61	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
62	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
63	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
64	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás
63	Central Cerro Prieto	Baja California	Baja California	Mexicali	Geotérmica
66	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
67	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
68	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna
69	Central Turbogás Los Cabos	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	Turbogás
70	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
71	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
72	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
73	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
74	Central Termoeléctrica Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	Termoeléctrica convencional

1/ solo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2023.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2023 1/

Nº	NOMBRE DE LA CENTRAL	REGIÓN DE CONTROL	ENTIDAD FEDERATIVA	MUNICIPIO	TECNOLOGÍA 2/
1	Energía del Valle de México Dos	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	EVM Energía del Valle de México	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
4	Central Lerma	Central	Michoacán de Ocampo	Contepec	Hidroeléctrica
5	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	Central	Guerrero	Cutzamala de Pinzón	Hidroeléctrica
6	Eólica del Sur	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
7	Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COG EFI
8	Abent 3T	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COG EFI
9	Eurus	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
10	Fuerza y Energía Bii Hioxo	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
11	Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
12	Ciclo Combinado Tierra Mojada	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo combinado
13	Parque Fotovoltaico Potosí	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Ramos	FV-Solar
14	Pachamama	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
15	Potreros Solar	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
16	Parque Solar Don José	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
17	Energía San Luis de la Paz	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
18	México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
19	Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
20	AT Solar V	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
21	Tuto Energy Dos	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
22	Don Diego Solar	Noroeste	Sonora	Benjamin Hill	FV-Solar
23	Parque Villanueva Solar Uno	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
24	Villanueva Solar Tres	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
25	Border Solar	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
26	Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
27	Techgen	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
28	Los Ramones	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
29	Energia Buenavista	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
30	El Clérigo	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado
31	Parque Eólico Reynosa III	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
32	Cogeneración de Altamira (Etapa I, 391 MW)	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COG EFI
33	Eólica Mesa La Paz	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
34	Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
35	Termoeléctrica Peñoles	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
36	Tractebel Energía de Monterrey	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/COG EFI CEL
37	Termoeléctrica del Golfo	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
38	Parque Eólico Dolores	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
39	Altos Hornos de México	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional

40	Parque Eólico El Mezquite	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
41	Central Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
42	Central Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
43	Rumorosa Solar	Baja California	Baja California	Tecate	FV-Solar
44	Fuerza Eólica San Matías	Baja California	Baja California	Mexicali	Eólica
45	Central Térmica Pichilingue	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Turbogás
46	La Pimienta	Peninsular	Campeche	Carmen	FV-Solar
47	Energía Renovable De La Península	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
48	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
49	Eólica del Golfo 1	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica

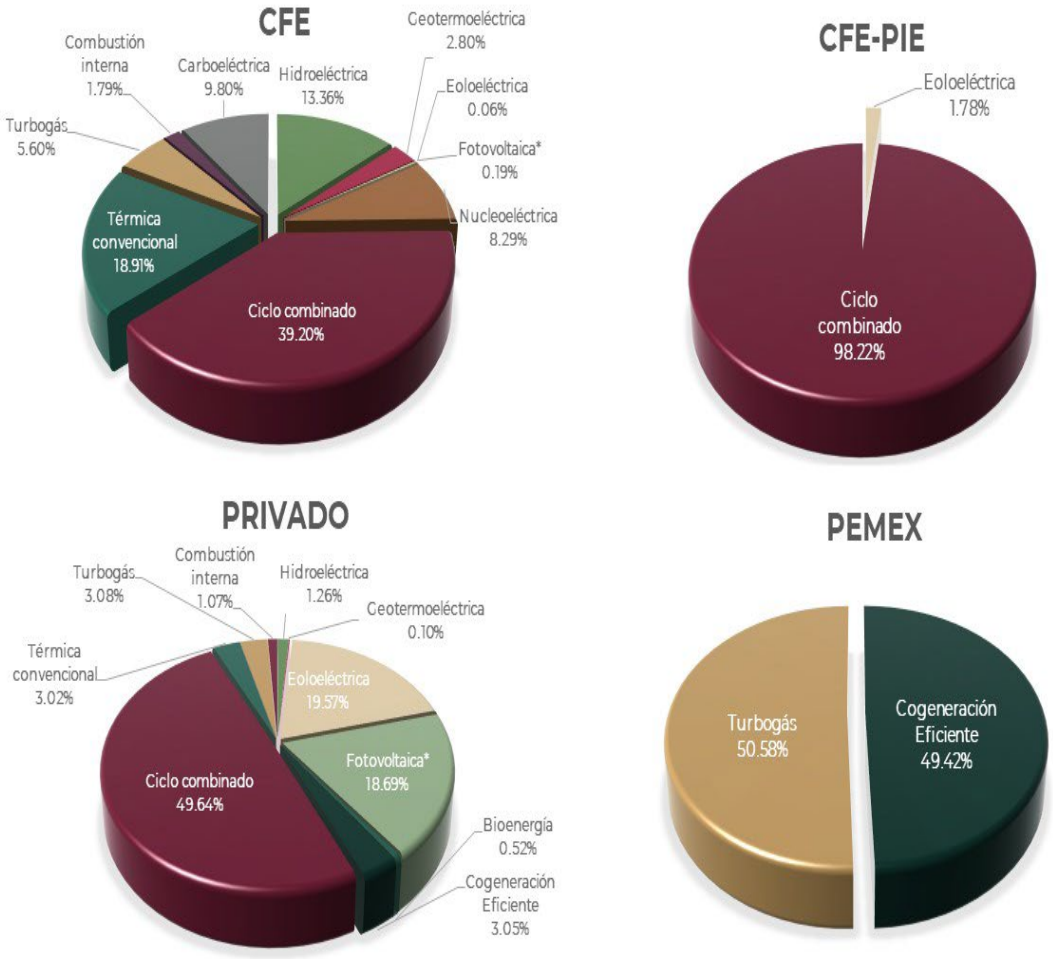
1/ solo incluye Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2023.
2/ COG: Cogeneración, COG EFI: Cogeneración Eficiente, COG EFI CEL: Cogeneración Eficiente CEL.
FUENTE: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.6. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NETA INYECTADA (GWh) 2018 - 2023 POR TIPO DE TECNOLOGÍA

TECNOLOGÍA	2018	2019	2020	2021	2022 2/	2023 3/
Hidroeléctrica	32,234	23,602	26,817	34,717	35,559	20,609
Geotermoeléctrica	5,065	5,061	4,575	4,243	4,413	4,161
Eoloeléctrica	12,435	16,727	19,703	21,075	20,317	20,700
Fotovoltaica 6/	2,176	8,394	13,528	17,069	16,290	18,210
Bioenergía	600	669	600	582	618	499
Cogeneración Eficiente	2,310	3,259	4,188	3,349	4,100	4,136
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539	12,043
Suma Energía Limpia	**68,021**	**68,592**	**80,275**	**92,641**	**91,836**	**80,359**
Ciclo combinado	163,877	175,506	185,638	186,715	196,014	205,598
Térmica convencional 1/	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001	30,358
Turbogás	9,508	10,904	8,664	11,150	10,109	12,336
Combustión interna 5/	2,589	3,187	2,841	2,121	1,829	3,621
Carboeléctrica 4/	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194	14,230
Suma energía fósil	**242,665**	**249,228**	**232,074**	**230,885**	**242,146**	**266,145**
TOTAL	**310,685**	**317,820**	**312,348**	**323,526**	**333,982**	**346,504**

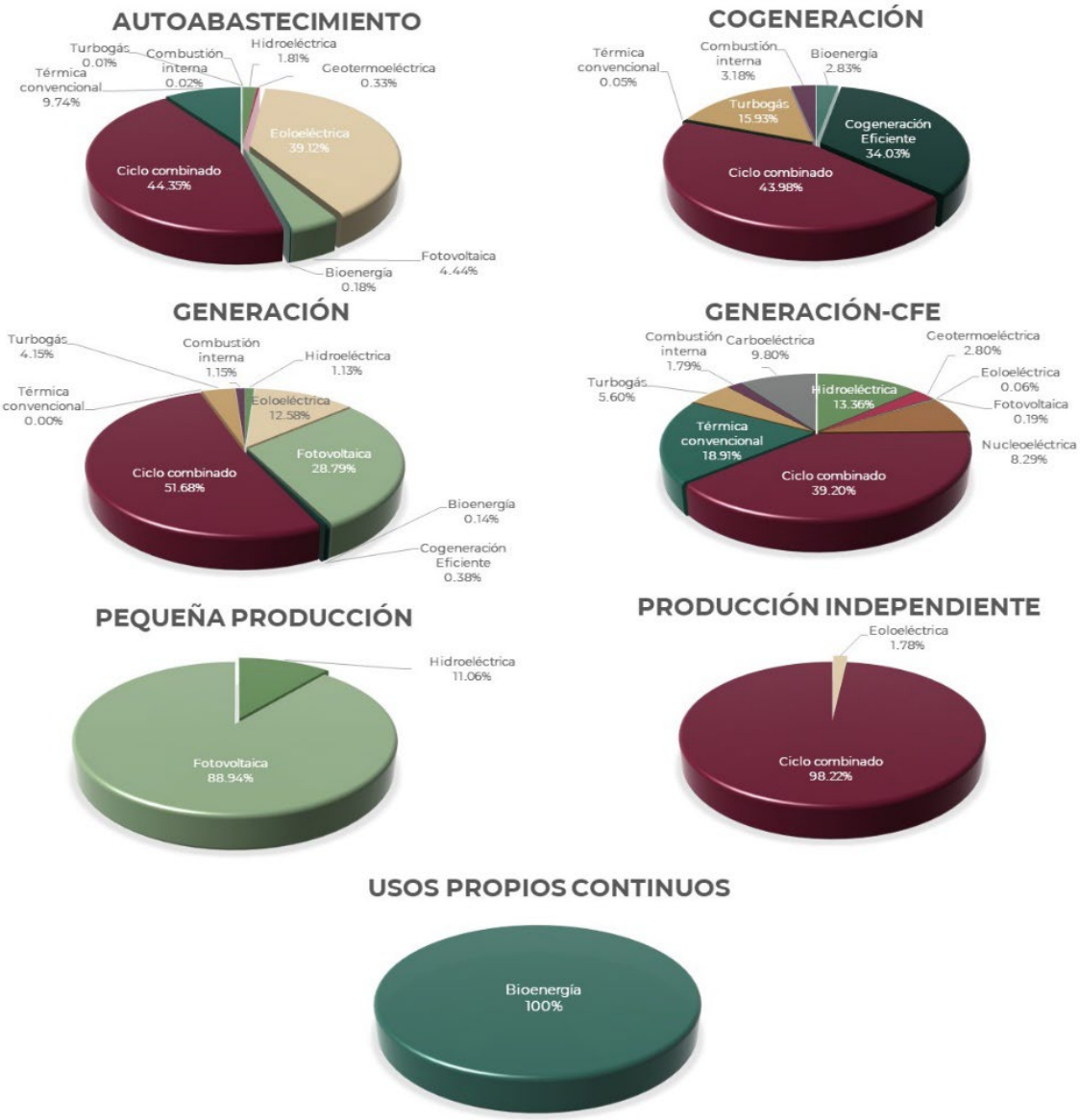
*Se actualizan valores con respecto al PAMRNT y PRODESEN 2024-2038 con las Liquidaciones disponibles del Mercado
1/ Incluye Lecho fluidizado; combustibles diversos como Gas Natural, Diésel, Combustóleo y Coque.
2/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2022. Se ajustó 2022 Cogeneración Eficiente con base a permisos y acreditaciones CRE posterior a publicación PRODESEN 2022.
3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2023.
4/ La Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles para el año 2023 generó el 45 % con combustóleo y 55 % con carbón.
5/ Combustible: Gas Natural, Diésel, Combustóleo.
6/ Incluye un sistema hibrido de Fotovoltaico-Batería.

4.6A. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2023, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL ELÉCTRICA Y PROPIETARIO



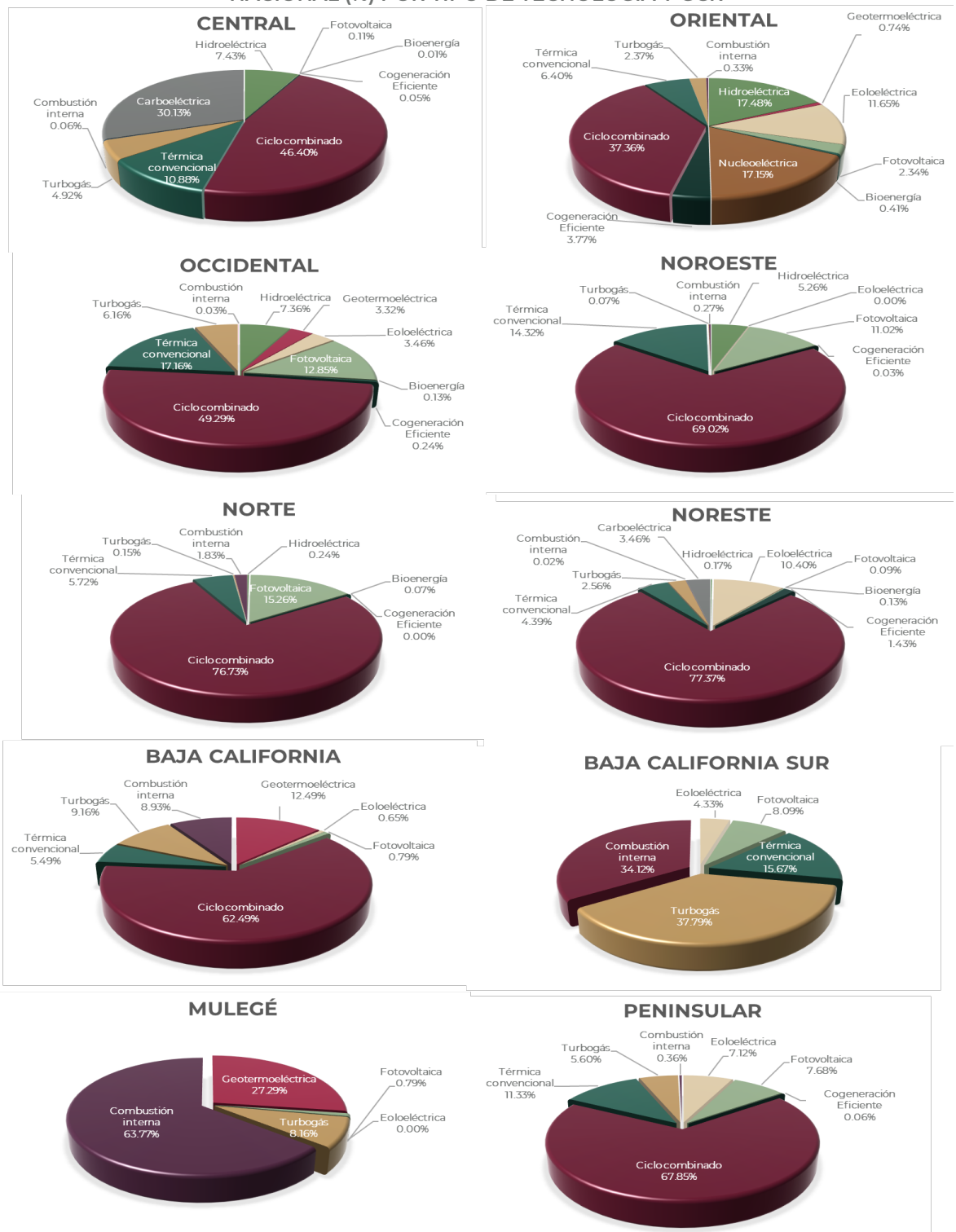
NOTA: En fotovoltaico privado se incluye proyecto Híbrido FV-Batería

ANEXO 4.6B. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2023, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y MODALIDAD PERMISO



NOTA: En fotovoltaico Generación se incluye proyecto Híbrido FV-Batería.

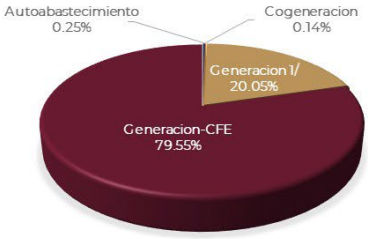
ANEXO 4.6C. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2023, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y GCR



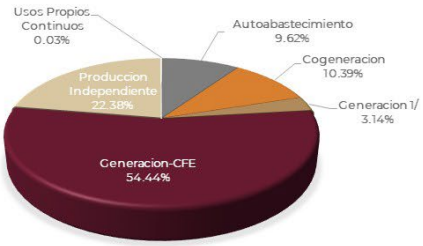
NOTA: Para el año 2023, la Carboeléctrica de la GCR Central por ser dual, generó el .45 % con Combustóleo. En Baja California Sur el Fotovoltaico incluye proyecto Híbrido FV-Batería

ANEXO 4.6D. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2023, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (%) POR MODALIDAD DE PERMISO Y GCR

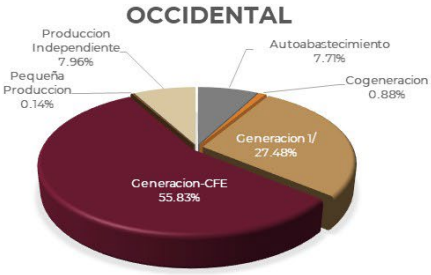
CENTRAL



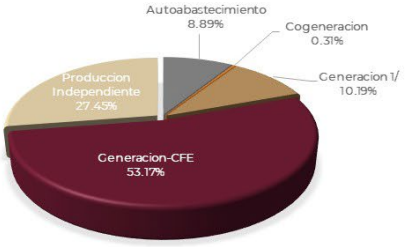
ORIENTAL



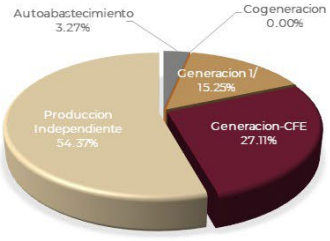
OCCIDENTAL



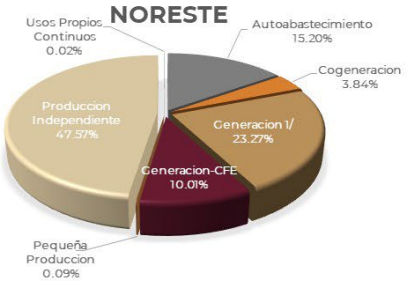
NOROESTE



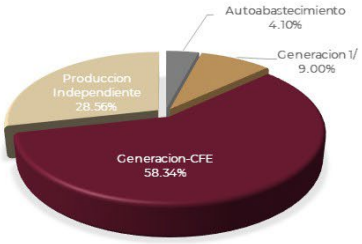
NORTE



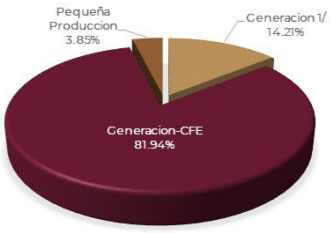
NORESTE



BAJA CALIFORNIA



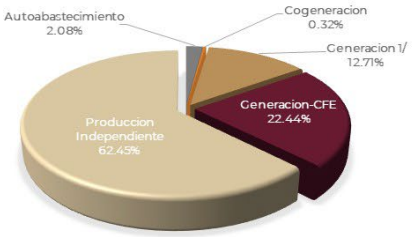
BAJA CALIFORNIA SUR



MULEGÉ



PENINSULAR



ANEXO 4.7. CONVERSIÓN DE CICLO COMBINADO DE CFE CON 75% GAS Y 25% HIDRÓGENO

DESCRIPCIÓN	CAP. NETA (MW)	MW CON Gas	MW CON H_2	AÑO
NOROESTE	2,169.20	1,626.90	542.30	2033
NORESTE	204.75	153.57	51.19	2034
ORIENTAL	1,686.07	1,264.55	421.52	2035
PENINSULAR	1,728.89	1,296.67	432.22	2036
TOTAL	**5,789**	**4,342**	**1,447**	

FUENTE: SENER

ANEXO 4.8. ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE ENERO 2024 A DICIEMBRE 2027

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD INSTALADA 2024 - 2027 MW	% DE PARTICIPACIÓN
Ciclo Combinado	6,138	24.31%
Combustión Interna	1,012	4.01%
Turbogás	174	0.69%
FV-Solar	3,937	15.59%
Eólica	5,027	19.91%
Hidroeléctrica	958	3.79%
Banco de Baterías	5,089	20.15%
GD-FV	2,891	11.45%
Geotérmica	25	0.10%

FUENTE: SENER

ANEXO 4.9A. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS ALTO

COMBUSTIBLE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Combustóleo	17.26	15.65	14.90	13.31	13.29	13.56	13.88	14.40	14.69	14.92	15.28	15.69	15.94	16.41	16.81
Diésel	38.55	37.24	36.49	34.76	34.37	34.19	33.99	34.05	33.84	33.61	33.45	33.53	33.47	33.46	33.64
Carbón	3.99	4.01	4.03	4.04	4.06	4.08	4.10	4.12	4.14	4.17	4.19	4.21	4.23	4.25	4.27
Gas Natural	5.78	6.81	6.67	6.65	6.57	6.22	6.01	6.09	6.07	6.18	6.55	6.73	6.78	6.87	6.99
Uranio	0.78	0.79	0.81	0.82	0.84	0.86	0.89	0.91	0.93	0.95	0.97	0.99	1.02	1.03	1.04

FUENTE: SENER

ANEXO 4.9B. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS MEDIO

COMBUSTIBLE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Combustóleo	11.62	10.95	10.11	9.17	9.03	9.00	8.96	8.94	8.93	8.88	8.83	8.87	8.89	9.02	9.17
Diésel	31.44	31.06	29.98	28.87	28.61	28.46	28.32	28.15	27.97	27.82	27.56	27.48	27.40	27.43	27.52
Carbón	3.70	3.71	3.73	3.75	3.76	3.78	3.80	3.82	3.84	3.86	3.88	3.89	3.91	3.93	3.95
Gas Natural	3.43	4.10	4.48	5.09	5.24	4.90	4.67	4.64	4.57	4.61	4.68	4.81	4.85	4.93	5.03
Uranio	0.77	0.77	0.78	0.79	0.80	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.89	0.90

FUENTE: SENER

ANEXO 4.9C. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (USD$/MMBTU) PROMEDIO PARA LOS ESCENARIOS BAJO

COMBUSTIBLE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Combustóleo	9.65	9.75	8.71	7.27	6.52	5.85	5.53	5.38	5.33	5.26	5.24	5.22	5.22	5.29	5.40
Diésel	25.91	26.08	25.29	24.24	23.90	23.65	23.69	23.64	23.57	23.51	23.48	23.44	23.38	23.40	23.44
Carbón	3.47	3.49	3.50	3.52	3.54	3.56	3.57	3.59	3.61	3.63	3.64	3.66	3.68	3.70	3.72
Gas Natural	2.63	3.17	3.46	4.02	4.06	3.90	3.79	3.87	3.82	3.85	4.04	4.11	4.11	4.13	4.16
Uranio	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.87	0.88	0.88

FUENTE: SENER

ANEXO 4.10A. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA (%) DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA

GCR	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
SIBC	10.08	40.03	38.17	34.30	35.60	33.60	31.49	32.89	31.42	29.38	28.08	31.06	32.39	31.26	27.43
SIBCS	35.89	30.69	45.59	77.44	77.21	61.96	68.80	60.11	53.46	58.26	52.61	63.05	83.23	75.55	105.53
SIN	14.36	20.04	19.25	29.56	32.03	33.96	30.96	32.92	38.82	35.94	38.19	39.54	36.13	39.84	39.40

FUENTE: SENER

ANEXO 4.10B. EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA (%) DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA

GCR	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
SIBC	12.26	39.03	35.64	31.59	28.42	26.85	24.62	23.15	25.59	23.63	22.38	24.70	21.89	25.64	21.76
SIBCS	36.08	29.29	46.08	70.94	70.20	54.63	61.50	48.55	45.93	50.49	44.84	54.98	62.67	62.77	97.38
SIN	10.90	15.74	14.10	23.89	24.54	27.04	24.45	26.14	31.55	28.63	30.69	31.49	28.87	30.81	30.01

FUENTE: SENER

ANEXO CAPÍTULO 9

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2015

P15-OR1 Línea de transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Angostura - Tapachula Potencia / 4	400	2	193.5	abr-17	abr-26	Oriental
Total			**193.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-17	abr-26	Oriental
Total			**75.0**			

Compensación Capacitiva Occidente

P15-OC3 Compensación de la Zona Guanajuato

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guanajuato MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
Santa Fe II MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	jun-24	Occidental
Total			**52.5**			

P15-OC4 Compensación de la Zona León

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagos Galera MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
Total			**22.5**			

P15-OC6 Compensación de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jun-24	Occidental
Total			**112.5**			

P15-OC7 Compensación de la Zona Apatzingán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Hueco MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-19	jun-24	Occidental
Total			**8.1**			

P15-PE1 Línea de transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa del Carmen - Chankanaab II / 9	115	1	30.4	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab / 12	115	1	2.5	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel / 12	34.5	1	0.1	jul-19	jun-25	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel / 12	13.8	1	18.6	jul-19	jun-25	Peninsular
Total			**51.6**			

9/ Cable Subterráneo/Submarino; incluye fase de reserva
12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6)	2	T	60.0	115/13.8	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) / 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) / 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	jun-25	Peninsular
Total			**160.5**				

T. Transformador
43/ Traslado de bancos de las SE Cozumel y Chankanaab a la SE Chankanaab II
44/ Traslado de bancos de la SE Chankanaab II a la SE Chankanaab

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chankanaab II MVAr	Capacitor	115	15.0	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	115	7.5	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab II MVAr	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	jun-25	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	jun-25	Peninsular
Total			**27.9**			

Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste

P15-BC3 Compensación de las zonas San Luis y Mexicali

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	mar-25	Baja California
Carranza MVAr (antes Parque Industrial San Luis MVAr)	Capacitor	161	21.0	abr-17	mar-25	Baja California
Total			**42.0**			

P15-BC4 Compensación de la zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	mar-25	Baja California
Total			**7.5**			

P15-BC5 Compensación de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
México MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	mar-25	Baja California
Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	mar-25	Baja California
Total			**32.0**			

P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	mar-25	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P15-BS2 Compensación de la zona La Paz

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bledales MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-17	mar-25	Baja California Sur
Total			**15.0**			

P15-NO2 Compensación de la zona Guasave

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guamúchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-17	mar-25	Noroeste
Total			**22.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2016

P16-OC2 Potrerillos Banco 4

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos - San Roque / 3	115	2	8.0	abr-19	sep-24	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	sep-24	Occidental
Total			**40.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos Banco 4	4	T	500.0	400/115	abr-19	operación	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	sep-24	Occidental
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) / 1	230	1	4.5	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 2	69	1	4.5	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 3	69	1	1.8	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas/4	69	1	2.9	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas – Álamos/4	69	2	9.0	abr-19	sep-25	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín – Acatlán	69	2	0.4	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara I – Higuerillas /5	69	1	11.0	abr-19	sep-25	Occidental
Guadalajara I – Miravalle /5	69	1	14.0	abr-19	sep-25	Occidental
Total			**48.1**			

1/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV
2/ Tendido del primer circuito
3/ Recalibración
4/ Tramos subterráneos
5/ Recalibración conductor de alta temperatura.
25/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-19	sep-25	Occidental
Total			**300.0**				

T. Transformador

P16-NT1 Zona La Laguna

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Oriente - Abastos	115	1	10.0	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur entronque Revolución - Allende	115	2	21.0	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Takata / 5	115	1	5.3	abr-23	nov-24	Norte
Takata - Torreón Oriente / 5	115	1	5.2	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras / 5	115	1	5.0	abr-23	nov-24	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal / 5	115	1	7.2	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 5	115	1	13.4	abr-23	nov-24	Norte
Total			**67.1**			

5/ Recalibración

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Torreón Sur Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-23	nov-24	Norte
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1 (En Nachi-Cocom)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nachi-Cocom entronque Norte - Kanasín Potencia /12	230	2	18.2	mar-20	jul-25	Peninsular
Total			**18.2**			

12/ Un tramo contempla cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nachi-Cocom Banco 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	jul-25	Peninsular
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2017

P15-CE1 Donato Guerra MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Donato Guerra MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-15	jun-24	Central
Total			**63.5**			

P16-CE1 Kilómetro 110 – Tulancingo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kilómetro 110 - Tulancingo	85	1	4.2	sep-27	jul-27	Central
Total			**4.2**			

M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juile compensación serie Bancos 1, 2 y 3 (A3T90, A3040 y A3140) / 21	Capacitor	400	754.1	abr-19	dic-26	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	dic-26	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	dic-26	Oriental
Total			**2,171.9**			

21/ Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente por equipo con capacidad a 1350 MVA

P16-OR1 Izúcar de Matamoros MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Izúcar de Matamoros MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-16	abr-26	Oriental
Total			**12.5**			

P16-OR2 Alvarado II y San Andrés II MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alvarado II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	abr-26	Oriental
San Andrés II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	abr-26	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR3 Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal III)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tabasco Potencia MVAr (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-17	jul-28	Oriental
Total			**63.5**			

P17-OR4 Suministro de energía eléctrica en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia / 4	230	2	152.0	abr-21	ago-25	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-21	ago-25	Oriental
Total			**229.0**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciénega MVAr (reactor de línea 93740) /1	Reactor	230	28.0	abr-21	ago-25	Oriental
Total			**28.0**			

1/ Incluye reserva

P17-OR6 Amozoc y Acatzingo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatzingo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	jul-27	Oriental
Amozoc MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	jul-27	Oriental
Total			**30.0**			

P17-OR7 Esfuerzo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	jul-27	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR9 Frontera Comalapa MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera Comalapa MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	24-mar-23	Oriental
Total			**7.5**			

P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	3	AT	225.0	230/115	abr-20	jun-25	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esperanza MVAr	Reactor	13.8	21.0	oct-18	dic-28	Noroeste
Total			**21.0**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2018

M15-CE2 Línea de transmisión Atlacomulco – Almoloya

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Atlacomulco Potencia - Almoloya / 4	400	2	28.0	abr-18	nov-24	Central
Total			**28.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

P17-CE2 línea de transmisión Deportiva - Toluca en 230 kV (recalibración)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Deportiva - Toluca (recalibración) / 5	230	1	11.8	dic-22	jul-27	Central
Total			**11.8**			

5/ Recalibración

P18-OR1 Suministro de energía eléctrica en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manlio Fabio Altamirano - Temascal II	400	2	196.0	abr-17	jun-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Infonavit – Dos Bocas	115	2	38.6	abr-17	jun-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano entronque Veracruz I – Dos Bocas	115	4	38.6	abr-17	jun-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas entronque Paso del Toro – Boca del Río	115	2	3.0	abr-17	jun-25	Oriental
Total			**276.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manlio Fabio Altamirano Banco 3	4	T	500.0	400/115	abr-17	jun-25	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Equipo Primario	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	4	115	abr-17	jun-25	Oriental
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	jun-25	Oriental
Temascal III	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	jun-25	Oriental
Framboyanes	Modernización de equipamiento serie (interruptores u otros)	3	115	abr-17	jun-25	Oriental
Total		**11**				

P18-OR2 Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zocac - La Malinche / 3	230	2	14.5	jun-20	jul-29	Oriental
Apizaco II - La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	jul-29	Oriental
Total			**24.5**			

3/ Tendido del primer circuito

P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato I - Irapuato II / 5	115	2	4.3	abr-18	jul-25	Occidental
Repotenciación de LT´s IRA-73590-IRP e IRA-73600-IRP /6			6	abr-18	jul-25	Occidental
Total			**10.3**			

5/ Nuevo circuito
6/ Para incrementar el límite de transmisión a 179 MVA de los tramos de líneas existentes

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-18	jul-25	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac /1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac – San Ildefonso / 2	115	1	9.5	abr-20	may-25	Occidental
Conín – Marqués Oriente / 3	115	1	5.1	abr-20	may-25	Occidental
San Ildefonso – El Sauz / 4	115	1	17.7	abr-20	may-25	Occidental
Total			**32.3**			

1/ Informe pormenorizado 2024
2/ 6.5 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes.
3/ 0.9 km en tendido del segundo circuito sobre estructuras existentes y 1.1 km en tramo subterráneo.
4/ Cambio de conductor sobre estructuras existentes.

P17-OC5 Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	dic-28	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	dic-28	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	dic-28	Occidental
Total			**3.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-20	dic-28	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huichapan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	dic-28	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	dic-28	Occidental
Total			**30.0**			

P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115	2	15.4	abr-22	abr-26	Occidental
Total			**15.4**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
29/ Tendido del cuarto circuito

P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115	1	3.0	abr-20	jul-27	Occidental
Total			**3.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	jul-27	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	jul-27	Occidental
Total			**32.5**			

P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	75.0	230/115	abr-20	nov-24	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	4	AT	33.3	230/115	abr-19	ago-25	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco (Proyecto Terminado)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepic II - Cerro Blanco (A3630 y A3590) / 42	400	2	-	abr-18	24-abr-23	Occidental
Total			**0.0**			

42/ Cambio en ambos extremos de transformadores de corriente en LT A3630 y trampa de onda en LT A3590

P18-OC3 Compensación capacitiva de la Zona Zacatecas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fresnillo Industrial entronque Fresnillo Sur - Fresnillo Norte	115	1	0.1	abr-21	jul-28	Occidental
Total			**0.1**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras El Saucito MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	jul-28	Occidental
Fresnillo Industrial MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jul-28	Occidental
Jerez MVAr (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	jul-28	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jul-28	Occidental
Total			**67.5**			

P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-21	dic-30	Occidental
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-21	dic-30	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	dic-30	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	dic-30	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	dic-30	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	dic-30	Occidental
Total			**63.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro Banco 1	4	T	125.0	400/115	abr-21	dic-30	Occidental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-21	dic-30	Occidental
Total			**8.1**			

P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	abr-30	Occidental
El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5	115	1	4.0	abr-21	abr-30	Occidental
Total			**54.0**			

5/ Recalibración

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	2
Pedro Moreno entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	2
Pedro Moreno entronque La Virgen – Lagos Galera	115	2	2
Pedro Moreno - Tecuan	115	1	35
León III – León Norte/ 5	115	1	0.73
Total			**41.73**

5/ Recalibración

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Pedro Moreno Banco 1	4	AT	75	230/115
Total			**300.0**	

AT. Autotransformador

P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Castillo MVAr	Capacitor	69	18.0	abr-21	abr-26	Occidental
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	abr-26	Occidental
Lomas MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-26	Occidental
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-26	Occidental
Pinar MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-26	Occidental
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-26	Occidental
Total			**122.1**			

P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conín MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	19-abr-24	Occidental
Parque Innovación MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	27-dic-23	Occidental
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	12-abr-24	Occidental
Antea MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	4-feb-24	Occidental
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	3-dic-23	Occidental
Querétaro Potencia MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	2-dic-23	Occidental
Total			**135.0**			

P18-NO1 Quilá MVAr (traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quilá MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	20-dic-22	Noroeste
Total			**15.0**			

M16-NO2 El Habal Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	30-dic-19	Noroeste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-18	oct-24	Norte
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	oct-24	Norte
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3(Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Casas Grandes Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	21-oct-23	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Casas Grandes MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-18	21-oct-23	Norte
Total			**30.0**			

P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-23	jul-27	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nueva Rosita Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-23	dic-27	Noreste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P17-NE2 Las Mesas Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas - Huejutla II	115	1	50.0	abr-21	dic-25	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	dic-25	Noreste
Total			**62.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	dic-25	Noreste
Total			**300.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Axtla MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-25	Noreste
Total			**15.0**			

P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera MVAr (habilitación de reactor)	Reactor	400	50.0	nov-18	feb-24	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	feb-24	Noreste
Total			**125.0**			

P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jiménez MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	25-jun-22	Noreste
Total			**15.0**			

P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy / 4	230	2	63.0	abr-21	jun-25	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	jun-25	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	4	13.2	abr-21	jun-25	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	jun-25	Peninsular
Total			**134.8**			

4/ Tendido del segundo circuito

36/ Reconstrucción de torres marinas con estructura de dos circuitos en 230 kV y dos circuitos en 34.5 kV

40/ Reconstrucción de torres aéreas de 115 kV por torres aéreas de 230 kV con conductor 1113 ACSR

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Real Bancos 1 y 2	7	AT	350.0	230/115	abr-21	jun-25	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	jun-25	Peninsular
Total			**356.2**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P17-BC2 Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero / 12, 14	115	2	8.0	abr-19	abr-26	Baja California
Total			**8.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

P17-BC3 Frontera entronque Industrial – Universidad

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera entronque Industrial - Universidad / 12, 14	115	2	6.0	abr-21	abr-26	Baja California
Total			**6.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Potencia Banco 3 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-21	jul-25	Baja California
Total			**300.0**				

T. Transformador

32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

P17-BC16 Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230	2	8.0	abr-21	dic-30	Baja California
Total			**8.0**			

P16-BS2 Camino Real MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Camino Real MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	jul-27	Baja California Sur
Total			**22.5**			

P17-BS1 Loreto MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-19	abr-26	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P18-BS6 Recreo MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Recreo MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-21	22-dic-21	Baja California Sur
Total			**12.5**			

P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	9-jun-21	Mulegé
Total			**20.0**				

T. Transformador

P18-MU3 Mezquital MVAr (Traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mezquital MVAr (traslado)	Reactor	115	2.5	abr-18	9-feb-21	Mulegé
Total			**2.5**			

P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seri MVAr	Reactor	400	116.6	oct-18	may-25	Noroeste
Total			**116.6**			

M16-NO1 El Carrizo MVAr (traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Carrizo MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	17-dic-21	Noroeste
Total			**15.0**			

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ascensión II Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	13-feb-20	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-18	13-feb-20	Norte
Total			**7.5**			

P15-BC1 Maneadero entronque Ciprés – Cañón

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	abr-26	Baja California
Total			**6.0**			

P17-BC11 El Arrajal Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Prieto II - El Arrajal / 3	230	2	125.0	abr-22	jul-27	Baja California
El Arrajal - San Felipe / 3	115	2	50.0	abr-22	jul-27	Baja California
Total			**175.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	jul-27	Baja California
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2019

I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Mesas - Jilotepec Potencia	400	2	426.0	abr-25	oct-25	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	oct-25	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	4.0	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza	230	2	17.0	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	28.0	abr-25	oct-25	Central
Total			**665.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-25	oct-25	Central
Total			**875.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 1)	Reactor	400	50.0	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 2)	Reactor	400	50.0	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-25	oct-25	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-25	oct-25	Central
Total			**275.0**			

P19-OR2 Puebla Dos Mil entronque Puebla II - 73890 - Guadalupe Analco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puebla Dos Mil entronque Puebla II - Guadalupe Analco (73890)	115	2	0.2	jun-19	dic-27	Oriental
Total			**0.2**			

P19-OR3 Suministro de energía eléctrica en Huatulco y Costa Chica

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) /30(Cap.)	jun-19	jun-24	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) /50(Cap.)	jun-19	jun-24	Oriental
Total			**160.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P19-OC2 San José Iturbide Banco 4

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60.0	abr-23	abr-26	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	abr-26	Occidental
Total			**76.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San José Iturbide Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-26	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Delicias entronque Querétaro I - Querétaro Potencia	230	2	172.0	abr-23	dic-25	Occidental
Total			**172.0**			

P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Potrerillos CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	sep-25	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	sep-25	Occidental
El Marqués MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	sep-25	Occidental
Potrerillos MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	sep-25	Occidental
Santa Fe MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	sep-25	Occidental
Total			**900.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-20	jul-24	Noroeste
Total			**0.4**			

P19-NO2 Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Dynatech - Rolando García Urrea / 12	115	1	7.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cinco - Dynatech / 12	115	1	1.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis / 12	115	1	2.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Portales / 12	115	1	0.4	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Dos / 12	115	1	5.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Misión / 12	115	1	4.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Loma - Pueblitos / 12	115	1	0.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Nueve - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	7.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Seis - Hermosillo Misión / 12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Uno - Hermosillo Nueve / 12	115	1	0.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Hermosillo Uno - Rolando García Urrea / 12	115	1	9.8	abr-19	abr-26	Noroeste
Portales - Hermosillo Dos / 12	115	1	6.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Bácum - Ciudad Obregón Dos / 12	115	1	4.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Bácum - Providencia / 12	115	1	0.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Cuatro - Obregón Uno / 12	115	1	11.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Dos - Providencia / 12	115	1	4.1	abr-19	abr-26	Noroeste
Ciudad Obregón Tres - Tetabiate / 12	115	1	2.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Louisiana - Centenario / 12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Louisiana - Mochis Centro / 12	115	1	3.7	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Cuatro - Costa Rica / 12	115	1	1.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Tres - Culiacán Centro / 12	115	1	2.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Culiacán Tres - Isla Musalá / 12	115	1	1.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Isla Musalá - Culiacán Oriente / 12	115	1	3.0	abr-19	abr-26	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Uno / 12	115	1	5.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Aeropuerto - Subestación Eléctrica Villa Unión / 12	115	1	1.2	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto / 12	115	1	10.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Dos - Subestación Eléctrica Villa Unión / 12	115	1	9.3	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Norte - Del Mar / 12	115	1	3.6	abr-19	abr-26	Noroeste
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro / 12	115	1	2.5	abr-19	abr-26	Noroeste
Total			**118.209**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P16-NO1 El Mayo entronque Navojoa Industrial – Carrizo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-20	mar-25	Noroeste
Total			**1.2**			

P19-NO1 Viñedos MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	abr-26	Noroeste
Total			**22.5**			

P19-NT1 Terranova Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23	ago-24	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - El Salero

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	400	2	7.2	abr-19	abr-25	Noreste
Total			**7.2**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	abr-25	Noreste
Total			**75.0**			

P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Jerónimo Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-23	jul-24	Noreste
Total			**375.0**				

T. Transformador

P19-NE1 Ampliación de la Red Eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Regiomontano - Ladrillera	115	2	48.0	abr-18	feb-25	Noreste
Total			**48.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	feb-25	Noreste
Lajas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	feb-25	Noreste
Linares MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	feb-25	Noreste
Total			**45.0**			

P19-NE2 Reducción en el nivel de cortocircuito de la Red Eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Domingo Nuevo entronque Hylsa - Monterrey Potencia	400	2	0.4	abr-21	ago-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	ago-25	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	ago-25	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valles	115	1	2.0	abr-21	ago-25	Noreste
Total			**12.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Domingo Nuevo Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	ago-25	Noreste
Total			**500.0**				

T. Transformador

P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	68.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	jun-25	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace / 12	115	1	1.4	abr-20	jun-25	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	jun-25	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen / 5	115	2	29.1	abr-20	jun-25	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	jun-25	Peninsular
Total			**131.1**			

5/ Recalibración con conductor de alta temperatura y ampacidad equivalente calibre 795 ACSR
8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	jun-25	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kantenáh MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	jun-25	Peninsular
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	jun-25	Peninsular
Balam MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Cancún MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Bonampak MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Riviera Maya MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Zac Nicté MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	jun-25	Peninsular
Total			**601.6**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

P19-BC1 Tijuana I Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tijuana I Banco 4 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	dic-24	Baja California
Total			**300.0**				

T. Transformador
32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2021 (febrero)

P20-OR1 Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II entronque Coatzacoalcos - Pajaritos II (73040)	115	2	7.2	abr-19	jul-27	Oriental
Total			**7.2**			

P20-OR3 Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente	115	1	65.0	jun-19	dic-26	Oriental
Total			**65.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Angostura Banco 6 (sustitución)	4	T	500.0	400/115	jun-19	dic-26	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Reubicación de LT Tlajomulco - Atequiza (A3L90)	400	1	0.1	abr-26	abr-26	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Atequiza Banco 6	3	AT	300.0	400/230	abr-26	abr-26	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P20-OC2 Atención del suministro en las Zonas Zapotlán y Costa

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxcacuesco entronque MNZ-A3230-ATN	400	2	0.2	abr-26	jul-29	Occidental
Tuxcacuesco entronque AUT-73300-GRU	115	2	70.0	abr-26	jul-29	Occidental
Tuxcacuesco-Juan Rulfo	115	1	10.5	abr-26	jul-29	Occidental
Total			**80.7**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxcacuesco Banco 1	4	T	125.0	400/115	abr-26	jul-29	Occidental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciudad Guzmán MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-26	jul-29	Occidental
Centro Logístico MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	jul-29	Occidental
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	jul-29	Occidental
Ameca MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	jul-29	Occidental
Sayula MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-26	jul-29	Occidental
Tuxcacuesco MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	jul-29	Occidental
Total			**130.5**			

P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0	abr-20	abr-26	Occidental
Guadalajara II – Parque Industrial	69	1	4.0	abr-20	abr-26	Occidental
Castillo – Parque Industrial (recalibración) /1	69	1	12.15	abr-20	abr-26	Occidental
Total			**22.15**			

1 En caso de que las estructuras no soporten el nuevo conductor, la LT deberá recalibrarse con un conductor de alta temperatura que tenga una cargabilidad equivalente al de un 795 KCM tipo ACSR.

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadalajara II Banco 5	3	T	33.33	230/69	abr-20	abr-26	Occidental
Total			**100.0**				

T. Transformador

P20-OC4 Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW - San Luis Potosí	230	2	7.3	abr-25	dic-27	Occidental
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente - San Luis Potosí	230	2	0.4	abr-25	dic-27	Occidental
Laguna San Vicente II entronque La Pila - Maniobras WTC y La Pila - Barracuda	115	4	9.8	abr-25	dic-27	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik	115	1	3.7	abr-25	dic-27	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik (parques industriales)	115	1	4.7	abr-25	dic-27	Occidental
Modernización San Luis Industrial San Luis Potosí	115	1	1.2	abr-25	dic-27	Occidental
Total			**27.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	dic-27	Occidental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seis de Abril - Mar de Cortés (Conversión a 230 kV) / 45	230	1	104.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.1	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.3	abr-24	dic-28	Noroeste
Oriente entronque Mar de Cortés - Puerto Peñasco	115	2	4.3	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			**4.7**			

45/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	200.0	230/115	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			**200.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-28	Noroeste
Mar de Cortés MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	dic-28	Noroeste
Total			**43.5**			

P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Loma - Derivación Quiroga / 3	115	2	13.0	abr-24	abr-26	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 1) / 4	115	2	1.5	abr-24	abr-26	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 2) / 12	115	1	1.0	abr-24	abr-26	Noroeste
Total			**15.5**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
12/ Cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Loma Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-24	abr-26	Noroeste
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P20-NO3 Juan José Ríos MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juan José Ríos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	mar-25	Noroeste
Total			**22.5**			

P20-NO4 Cerro Cañedo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Cañedo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	dic-30	Noroeste
Total			**15.0**			

P20-NO5 Pericos MVAr (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Subestación Eléctrica Pericos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	20-dic-23	Noroeste
Total			**22.5**			

P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la Zona Mazatlán

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos Bancos 4 y 5 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-24	abr-26	Noroeste
El Habal Banco 1 (traslado y sustitución)	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-26	Noroeste
Total			**625.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos MVAr (reactor de barra)	Reactor	400	100.0	abr-24	abr-26	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30.0	abr-24	abr-26	Noroeste
Total			**130.0**			

P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hermosillo Cereso - Villas del Pitic / 12	115	1	4.8	abr-24	abr-26	Noroeste
Hermosillo Uno - Río Sonora / 12	115	1	5.9	abr-20	abr-26	Noroeste
Río Sonora - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	2.8	abr-20	abr-26	Noroeste
Pueblitos - Ladrilleras / 12	115	1	0.1	abr-24	abr-26	Noroeste
Tetabiate - Obregón Uno / 12	115	1	3.2	abr-24	abr-26	Noroeste
Banderas - Ciudad Obregón Tres / 12	115	1	0.5	abr-24	abr-26	Noroeste
Los Mochis Tres - Centenario / 4, 12	115	1	12.1	abr-24	abr-26	Noroeste
Culiacán Milenium - La Higuera	115	1	2.5	abr-24	abr-26	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Milenium / 12	115	1	3.4	abr-24	abr-26	Noroeste
Culiacán Uno - Tres Ríos	115	1	0.2	abr-24	abr-26	Noroeste
Mazatlán del Mar - Mazatlán Centro / 12	115	1	4.4	abr-24	abr-26	Noroeste
Total			**39.7**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P20-NT1 Soporte de tensión para la región Mesteñas

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oasis STATCOM	STATCOM	115	40(Ind.) /40(Cap.)	abr-20	abr-26	Norte
Mesteñas MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-26	Norte
El Trébol MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Total			**125.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar entronque San Buenaventura - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-26	Norte
Maniobras María Solar entronque Galeana - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-26	Norte
Total			1.8			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-20	abr-26	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras María Solar MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Gavilán MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Villa Ahumada MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Valle Esperanza MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
El Capulín MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Monteverde MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Vado Santa María MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-26	Norte
Total			**105.0**			

P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Laredo CEV	CEV	138	50(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	abr-26	Noreste
Falcón México MVAr	Capacitor	138	9.0	abr-20	abr-26	Noreste
Total			**259.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-NE2 Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Potencia - Matamoros / 4	138	2	14.0	abr-23	abr-26	Noreste
Matamoros Potencia - Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	abr-26	Noreste
Total			**38.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	abr-26	Noreste
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Hermoso MVAr	Capacitor	138	18.0	abr-23	abr-26	Noreste
Total			**18.0**			

P20-PE1 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	8.6	abr-20	dic-26	Peninsular
Total			**8.6**			

P20-PE2 Reforzamiento de la Red Eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ticul I - Tekax II	115	1	33.0	abr-23	dic-30	Peninsular
Ticul Potencia - Ticul I / 5	115	1	1.2	abr-23	dic-30	Peninsular
Total			**34.2**			

5/ Recalibración

P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Leona Vicario entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	82.0	abr-23	jul-25	Peninsular
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-23	jul-25	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché / 3, 12	115	2	7.0	abr-23	jul-25	Peninsular
Leona Vicario - Kekén / 3, 12	115	2	10.6	abr-23	jul-25	Peninsular
Canek - Kohunlich / 5	115	1	5.7	abr-23	jul-25	Peninsular
Total			**120.1**			

3/ Tendido del primer circuito

5/ Recalibración

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR

Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-24	jul-25	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Leona Vicario MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-23	jul-25	Peninsular
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-23	jul-25	Peninsular
Total			**466.6**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-BC1 Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Quintín STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) /30(Cap.)	abr-23	abr-26	Baja California
Total			**60.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P20-BS1 Compensación Capacitiva en la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Monte Real MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	jul-27	Baja California Sur
Buena Vista MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	jul-27	Baja California Sur
Total			**22.5**			

P20-BS2 Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar - Monte Real / 3	115	2	16.0	abr-24	dic-27	Baja California Sur
Total			**16.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Palmar Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-24	dic-27	Baja California Sur
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

P20-BS3 Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) /50(Cap.)	abr-29	dic-27	Baja California Sur
Total			**100.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CFE20-VAC-R Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Escárcega Potencia MVAr	Reactor	400	100.0	ene-23	oct-24	Peninsular
Total			**100.0**			

CFE20-MDC-R Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Poniente - Caucel Potencia (73570) / 5	115	1	4.9	ene-24	sep-24	Peninsular
Poniente - Caucel Potencia (73590) / 5	115	1	4.9	ene-24	sep-24	Peninsular
Total			**9.8**			

5/ Recalibración

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mérida II MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0 1x15.0	ene-24	sep-24	Peninsular
Sur MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	sep-24	Peninsular
Total			**75.0**			

CFE20-GCC-R Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Rosita - La Herradura / 3, 4, 5, 6	400	2	224.0	sep-22	oct-25	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3, 4	230	2	32.0	sep-22	oct-25	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	sep-22	oct-25	Baja California
Total			**256.4**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

5/ Operación Inicial en 230 kV

6/ Considera la conectividad de la LT Wisteria – La Rosita a la nueva LT para formar la LT Wisteria – Herradura.

CFE20-ESL-R Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Prieto Dos - Sánchez Taboada / 4	230	2	36.0	oct-23	mar-25	Baja California
Ruiz Cortines entronque Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46	230	2	6.0	oct-23	mar-25	Baja California
Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46, 47	230	1	-	oct-23	mar-25	Baja California
Parque Industrial - Hidalgo / 46, 47	230	1	-	oct-23	mar-25	Baja California
Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines / 47, 48	230	1	2.0	oct-23	mar-25	Baja California
Total			**44.0**			

4/ Tendido del segundo circuito
46/ Se forma las LT Ruiz Cortines - Parque Industrial en 230 kV y las LT Ruiz Cortines - Hidalgo en 161 kV
47/ Cambio de tensión de operación de 161 kV a 230 kV
48/ Se modifica punto de interconexión de Cerro Prieto Uno a Cerro Prieto Tres, formado la LT Cerro Prieto Tres - Ruiz Cortines en 230 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ruiz Cortines Banco 1 (traslado)	4	AT	300.0	230/161	oct-23	mar-25	Baja California
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225.0	230/161	oct-23	mar-25	Baja California
Parque Industrial Banco 3 (sustitución)	1	T	40.0	230/13.8	oct-23	mar-25	Baja California
Total			**565.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia MVAr (traslado)4/	Capacitor	161	21.0	oct-23	mar-25	Baja California
Total			**21.0**			

4/ Este capacitor se instalará en la SE Carranza con el PEM P15-BC3, por lo que el traslado ya no será realizado con refuerzo asociado a este proyecto

CFE20-PCC SE Olas Altas Banco 2 (antes “Obras de Refuerzo asociadas a la CC Baja California Sur”)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	oct-23	nov-24	Baja California Sur
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2021 (julio)

P21-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Teotihuacán - Texcoco (repotenciación)	400	2	32.14	feb-21	dic-30	Central
Total			**32.14**			

P21-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	jul-28	Oriental
Huixtla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	jul-28	Oriental
Total			**200.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Industrial Cuautla Dos (73180)	115	2	2.0	abr-20	dic-28	Oriental
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Tepalcingo (73150)	115	2	2.0	abr-20	dic-28	Oriental
Total			**4.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ciclo Combinado Centro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	dic-28	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

P21-OR3 Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Veracruz II - Tamarindo II / 4	115	2	36.0	abr-20	dic-30	Oriental
Total			**36.0**			

P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Potencia - Querétaro Sur (73720) (repotenciación)	115	1	5.0	abr-21	nov-26	Occidental
Satélite - La Loma (73110) (repotenciación)	115	1	0.8	abr-21	nov-26	Occidental
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-21	nov-26	Occidental
Total			**6.2**			

P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Juan II Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-21	dic-28	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Capilla de Guadalupe MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-28	Occidental
Tepatitlán MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-28	Occidental
Peñuelas MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	dic-28	Occidental
Total			**55.5**			

P21-OC3 Soporte de tensión para la zona Minas

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas entronque La Venta - Santa Rosa (63970)	69	2	0.2	abr-22	nov-26	Occidental
Minas – Entronque Amatitán -Tala (actual Tala - Santa Rosa 63980)	69	2	0.2	abr-22	nov-26	Occidental
Total			**0.4**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-22	nov-26	Occidental
La Vega MVAr	Capacitor	69	5.0	abr-22	nov-26	Occidental
Estancita MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-22	nov-26	Occidental
Total			**18.1**			

P21-OC4 Incremento de transformación en la zona Querétaro

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Otomí entronque Las Delicias - Querétaro Potencia (93300)	230	2	10.68	abr-27	jul-29	Occidental
Otomí - Colinas de Apaseo / 1	115	2	5.10	abr-27	jul-29	Occidental
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) (repotenciación)	115	1	1.40	abr-27	jul-29	Occidental
Otomí entronque La Loma - Querétaro Poniente (73860)	115	2	10.32	abr-27	jul-29	Occidental
Conín - Zibata / 1	115	2	9.96	abr-27	jul-29	Occidental
Total			**37.46**			

1/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Otomí Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-27	jul-29	Occidental
Conín Banco 3	3	AT	225.0	230/115	abr-27	jul-29	Occidental
Total			**525.0**				

AT. Autotransformador

P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
León Oriente - San Carlos / 1	115	1	0.95	abr-24	dic-27	Occidental
León Oriente - San Carlos / 2	115	1	5.15	abr-24	dic-27	Occidental
Total			**6.10**			

1/ Tendido del primer circuito

2/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Michelin MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-27	Occidental
Total			**15.0**			

P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cerro Blanco - Vallejo / 1	400	1	90.0	abr-22	dic-30	Occidental
Vallejo entronque Vallarta Potencia - Nuevo Vallarta	230	2	40.0	abr-22	dic-30	Occidental
Total			**130.0**			

1/ Tendido del primer circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Vallejo Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-22	dic-30	Occidental
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Vallejo MVAr	Reactor	400	66.7	abr-22	dic-30	Occidental
Total			**66.7**			

P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Cruz MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	dic-30	Noroeste
Total			**15.0**			

P21-NO2 Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Dorado MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	dic-30	Noroeste
Total			**15.0**			

P21-NO3 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines / 1	115	1	1.0	abr-25	dic-30	Noroeste
Total			**1.0**			

1/ Sustitución de tramo con cable de potencia subterráneo por tramo aéreo

P21-NO4 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico / 1	115	1	3.31	abr-25	dic-30	Noroeste
Total			**3.31**			

1/ Recalibración de tramo con cable de potencia subterráneo

I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui - Culiacán Poniente / 1	400	2	216.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos / 1	400	2	268.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Mazatlán Dos - Tepic Dos / 1	400	2	252.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Tepic Dos - Cerro Blanco / 1	400	2	46.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Total			**782.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-21	nov-25	Noroeste
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	nov-25	Noroeste
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	nov-25	Noroeste
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	nov-25	Occidental
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	nov-25	Noroeste
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	nov-25	Norte
Total			**2,450.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P21-NE1 Incremento de capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Victoria

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Güémez - Olivo (73520) (recalibración)	115	1	13.5	abr-21	dic-30	Noreste
Güémez - Libertad (73560) (recalibración)	115	1	20.0	abr-21	dic-30	Noreste
Total			**33.5**			

P21-PE1 Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lerma Banco 9	3	AT	225.0	230/115	abr-25	dic-30	Peninsular
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador

P21-BC2 Compensación capacitiva en la zona Tecate

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecate Uno MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-26	Baja California
Total			**15.0**			

1/ Operación Inicial en 69 kV

P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Metrópoli Potencia Banco 5 / 1	4	AT	300.0	230//115/69	abr-25	dic-30	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Capilla de Guadalupe MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-30	Occidental
Tepatitlán MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-30	Occidental
Peñuelas MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	dic-30	Occidental
Total			**55.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2022

P22-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Los Ríos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Ríos entronque Macuspana II – Santa Lucia (93810)	230	2	0.2	abr-21	ago-25	Oriental
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Ríos Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-21	ago-25	Oriental
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lacanjá MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-21	ago-25	Oriental
Total			**7.5**			

P22-OR2 Compensación capacitiva en la zona Villahermosa

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	dic-30	Oriental
Tabasquillo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	dic-30	Oriental
Total			**15.0**			

P22-OR3 Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Coapan MVAr 1/	Capacitor	115	7.5	abr-21	dic-30	Oriental
Zinacatepec MVAr	Capacitor	115	15	abr-21	dic-30	Oriental
Total			**22.5**			

P22-OC1 Atención al suministro en la zona Vallarta

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Vallarta Banco 2	3	AT	75	230/115	abr-25	sep-25	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Abasolo II entronque Abasolo - Marabis (73510)	115	2	4.4	abr-26	abr-30	Occidental
Las Fresas – Castro del Rio II / 3, 15	115	2	30.3	abr-26	abr-30	Occidental
Total			**34.7**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Fresas Banco 2	3	T	125.0	400/115	abr-26	abr-30	Occidental
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Peñitas MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	dic-27	Occidental
Acaponeta MVAr	Capacitor	115	12	abr-26	dic-27	Occidental
Total			**27.0**			

P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT Caimanero entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	230	2	16.0	abr-27	dic-30	Noroeste
LT derivación Caimanero entronque Guasave – Santa María (Futura)	115	2	6.0	abr-27	dic-30	Noroeste
LT Caimanero - Bamoa	115	1	22.0	abr-27	dic-30	Noroeste
Total			**44.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Caimanero Banco 1 (aledaña a la futura SE Naranjo)	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	dic-30	Noroeste
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P22-NO2 Compensación Capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navolato MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-27	dic-30	Noroeste
Total			**22.5**			

P22-NO3 Compensación Capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oasis MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	dic-30	Noroeste
Total			**22.5**			

P22-NT1 Paso del Norte Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-26	sep-25	Norte
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Norte MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	sep-25	Norte
Reforma MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	sep-25	Norte
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	sep-25	Norte
Médanos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	sep-25	Norte
Libertad MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	sep-25	Norte
Total			**105.0**			

P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chihuahua Norte MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-24	dic-30	Norte
División del Norte MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-30	Norte
Avalos MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-30	Norte
Chuviscar MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	dic-30	Norte
El Sauz MVAr (Traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-30	Norte
Chihuahua Planta MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Menonitas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-30	Norte
Maniobras Treinta y Cuatro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Manitoba MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Total			**215.0**			

P22-NT3 Soporte de Tensión en zona Camargo

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jiménez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Puerto Justo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Río Florido MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Abraham González MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	dic-30	Norte
Santa María del Oro MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-30	Norte
Bolívar MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	dic-30	Norte
Total			**80.0**			

P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Novillos Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	dic-25	Noreste
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

P22-BC1 Compensación Capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tijuana Uno MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26	Baja California
Francisco Villa MVAr 1/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26	Baja California
Lago MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26	Baja California
Seminario MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	abr-26	Baja California
Durazno MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	abr-26	Baja California
Total			**105.3**			

1/ Operación Inicial en 69 kV

2/ Sustitución de celdas capacitivas

P22-BC2 Compensación en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-30	Baja California
La Joya MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-30	Baja California
Popotla MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	dic-30	Baja California
Total			**52.5**			

Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2023

P23-OR1 Suministro de energía eléctrica en Tabasco

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pichucalco entronque Reforma – Mezcalapa (73R10)	115	2	60	dic-29	dic-26	Oriental
Teapa Tabasco entronque Kilometro Veinte – Tacotalpa (73460)	115	1	1.5	dic-29	dic-26	Oriental
Total			**61.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso	4	T	75.0	400/115	dic-29	dic-26	Oriental
Total			**300.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-29	dic-26	Oriental
Total			**7.5**			

P23-OC1 Compensación reactiva en la red de 400 kV Gerencia Occidental

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Manzanillo /1	Reactor	400	100.0	abr-27	dic-30	Occidental
Tapeixtles /1	Reactor	400	100.0	abr-27	dic-30	Occidental
Mazamitla /2	Reactor	400	66.66	abr-27	dic-30	Occidental
Total			**15.0**			

/1 incluye fase de reserva 1x25 MVAr
/2 Incluye fase de reserva 1x16.66 MVAr

P23-OC2 Incremento en la Transformación de la Zona Colima

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Colomo Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-23	dic-30	Occidental
Colima II Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-23	dic-30	Occidental
Total			**200.0**				

AT. Autotransformador

P23-NO1 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Marina – Venadillo y LT Marina Mazatlán Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Poniente - Santa Fe 1/	115	2	0.8	abr-28	dic-30	Noroeste
Total			**0.8**			

1/ Considera una nueva LT en forma aérea

P23-NO2 Eliminar restricción de capacidad de transmisión en LT Culiacán Poniente – Tres Ríos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Marina entronque Venadillo - Mazatlán Norte 1/	115	1	9.1	abr-28	dic-30	Noroeste
Tres Ríos - Santa Fe 1/	115	1	2.0	abr-28	dic-30	Noroeste
Total			**11.1**			

1/ Recalibrar tramo 477 ACSR a 795 ACSR

I23-NT1 Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste- Norte

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LT 93420 Moctezuma-El Encino (Cambio de nivel de tensión de 230 a 400 kV)	400	1		abr-28	dic-30	Norte
LT Moctezuma-Chuviscar, dos circuitos dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil, tendido del primero	400	1	187.0	abr-28	dic-30	Norte
LT El Encino - Hércules Potencia, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	219.0	abr-28	dic-30	Norte
LT Hércules Potencia - Río Escondido, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	355.0	abr-28	dic-30	Norte
LT El Encino II - entronque LT Francisco Villa a Camargo Dos, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	70.0	abr-28	dic-30	Norte
LT Torreón Sur - Derramadero, tendido del primero, dos conductores por fase de 1113 ACSR/AS kcmil	400	1	238.0	abr-28	dic-30	Norte
Total			**1069.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Moctezuma Banco AT07, 3AT-1F_3x125	1	AT	375.0	400/230	abr-28	dic-30	Norte
El Encino sustitución de AT-01, AT-1F_4x125 (Incluye fase de reserva)	1	AT	500.0	400/230	abr-28	dic-30	Norte
El Encino sustitución de AT-02 y AT-03, AT-1F_3x125	2	AT	700.0	400/230	abr-28	dic-30	Norte
Total			**1625.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Moctezuma Reactor de Línea	Reactor	400	75.0	abr-28	dic-30	Norte
El Encino Reactor de Línea	Reactor	400	100.0	abr-28	dic-30	Norte
Hércules Potencia Reactor de Línea	Reactor	400	150.0	abr-28	dic-30	Norte
Hércules Potencia Reactor de Barra (incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	abr-28	dic-30	Norte
Río Escondido Reactor de Barra	Reactor	400	75.0	abr-28	dic-30	Norte
Torreón Sur (Incluye fase de reserva)	Reactor	400	133.33	abr-28	dic-30	Norte
Total			**666.66**			

P23-NT1 Soporte de Tensión zona La Laguna red de 115 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	dic-30	Norte
John Deere MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	dic-30	Norte
Viñedos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	dic-30	Norte
Bermejillo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	dic-30	Norte
Parras (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-26	dic-30	Norte
Total			**67.5**			

Cap. Capacitivo

P23-NT2 Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jerónimo Ortiz Martinez MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-26	dic-30	Norte
Amado Nervo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	dic-30	Norte
Vicente Guerrero MVAr (Incremento)	Capacitor	115	7.5	abr-26	dic-30	Norte
Sombrerete MVAr (Incremento)	Capacitor	115	75	abr-26	dic-30	Norte
Total			**67.5**			

Cap. Capacitivo

P23-BC1 Incremento en la confiabilidad de suministro de la SE Victoria Potencia

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia entronque Cerro Prieto Dos - Chapultepec (93470) / 1	230	2	11.0	abr-28	dic-30	Baja California
Total			**11.0**			

P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona ensenada

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-28	dic-30	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P23-BS1 Incremento en la confiabilidad de transmisión entre las zonas La Paz – Los Cabos

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Olas Altas – Turbogás Los Cabos / 1	230	2	11.0	abr-28	jul-28	Baja California
Total			**11.0**			

1/. Tendido del primer circuito

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en agosto de 2018

D18-OR1 Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	4-oct-20	4-oct-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	28-may-21	28-may-21	Oriental
Total			**300.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acayucan MVAr	Capacitor	13.8	3.6	28-may-21	28-may-21	Oriental
Total			**3.6**			

D18-OR6 Berriozábal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal entronque Cintalapa II - El Sabino	115	2	0.4	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Berriozábal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR7 Tapachula Aeropuerto Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	20-ene-21	20-ene-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapachula Aeropuerto MVAr	Capacitor	13.8	1.2	20-ene-21	20-ene-21	Oriental
Total			**3.6**			

D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	19-nov-20	19-nov-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatán MVAr	Capacitor	13.8	1.2	19-nov-20	19-nov-20	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR10 Traconis Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis entronque Kilómetro Veinte - Macuspana II	115	2	32.0	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**32.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Traconis MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OR12 Luis Gil Pérez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez entronque Cactus Switcheo - Tamulté	115	2	2.0	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Luis Gil Pérez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OC2 Tlajomulco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tlajomulco Banco 2	1	T	60.0	230/23	11-dic-21	11-dic-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tlajomulco MVAr	Capacitor	23	3.6	11-dic-21	11-dic-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC3 Tuzania Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuzania Banco 2	1	T	60.0	230/23	14-ago-21	14-ago-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuzania MVAr	Capacitor	23	3.6	14-ago-21	14-ago-21	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC5 Bajío Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío entronque Tesistán - Niños Héroes	230	2	4.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**4.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1	1	T	60.0	230/23	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío MVAr	Capacitor	23	3.6	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC6 Campos Banco 1 (SF6) (Proyecto Terminado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos - Terminal de Gas Manzanillo	115	1	0.1	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos Banco 1 (SF6)	1	T	20.0	115/13.8	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	15-oct-23	15-oct-23	Occidental
Total			**1.2**			

D18-OC7 San Cristóbal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal entronque Jesús del Monte - Reyma	115	2	2.6	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**2.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Cristóbal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D18-OC8 Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal - Antea	115	2	9.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**9.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pedregal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D18-OC9 Valle de Aguascalientes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes entronque Cañada - Margaritas	115	2	12.0	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Aguascalientes MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D18-OC11 Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	15-oct-20	15-oct-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D18-NO1 El Llano Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano Entronque Santa Ana - Oasis	115	2	0.6	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**0.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Llano MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D18-NO2 Río Sonora Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Sonora Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	19-jun-22	19-jun-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Río Sonora MVAr	Capacitor	13.8	2.4	19-jun-22	19-jun-22	Noroeste
Total			**2.4**			

D18-NO3 Compuertas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas entronque Louisiana - Los Mochis III / 12	115	2	1.0	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**1.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Compuertas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Oriente Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	10-dic-22	10-dic-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	10-dic-22	10-dic-22	Noroeste
Total			2.4			

D18-NT1 Campo Setenta y Tres Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres - Menonita	115	1	36.0	may-24	No Disponible	Norte
Total			**36.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	may-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT2 Sauzal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal entronque Zaragoza - Médanos	115	2	2.4	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sauzal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT3 El Capulín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín entronque Janos - Casas Grandes	115	2	18.6	may-24	No Disponible	Norte
Total			**18.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	may-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Capulín MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT5 La Salada Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	30-dic-21	30-dic-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Salada MVAr	Capacitor	34.5	1.2	30-dic-21	30-dic-21	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT6 Buenavista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista - Ascensión	115	1	25.0	jul-24	No Disponible	Norte
Total			**25.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jul-24	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buenavista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jul-24	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT7 Lebarón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón - Galeana	115	1	33.5	jun-24	No Disponible	Norte
Total			**33.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	jun-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lebarón MVAr	Capacitor	34.5	1.8	jun-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT9 Viñedos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos entronque Allende - El Perú	115	2	1.0	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Viñedos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT11 Cuatro Siglos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos entronque Fuentes - Tecnológico	115	2	2.0	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D18-NE2 Tempoal II Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tempoal II Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	18-feb-23	18-feb-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tempoal II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	18-feb-23	18-feb-23	Noreste
Total			**1.2**			

D18-NE3 Laguna de Miralta Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta entronque Tampico - Chairel	115	2	1.0	ago-24	No Disponible	Noreste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-24	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lagunas de Miralta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D18-NE4 Morelos Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	8-jun-20	8-jun-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	8-jun-20	8-jun-20	Noreste
Total			**1.8**			

D18-PE2 Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	29-dic-20	29-dic-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lázaro Cárdenas MVAr	Capacitor	34.5	1.2	29-dic-20	29-dic-20	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE3 Oxtankah Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chetumal Norte - Oxtankah / 12	115	1	4.0	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**4.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oxtankah Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oxtankah MVAr	Capacitor	13.8	1.2	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE4 Hunxectamán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán entronque Mérida II - Lerma	115	2	1.0	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hunxectamán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-24	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE5 Alom Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alom Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	16-jul-23	16-jul-23	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alom MVAr	Capacitor	13.8	1.8	16-jul-23	16-jul-23	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE6 Umán Banco 2 Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	4-jul-21	4-jul-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Umán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	4-jul-21	4-jul-21	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE7 Xcalacoco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Xcalacoco Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	12-sep-23	12-sep-23	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Xcalacoco MVAr	Capacitor	13.8	1.2	12-sep-23	12-sep-23	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE8 Zac Nicté Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zac Nicté Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	24-may-22	24-may-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zac Nicté MVAr	Capacitor	13.8	1.8	24-may-22	24-may-22	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-BC1 Carranza Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carranza Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	3-mar-22	3-mar-22	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carranza MVAr	Capacitor	13.8	2.4	3-mar-22	3-mar-22	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC2 Pacífico Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pacífico Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	24-may-23	24-may-23	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Pacífico MVAr	Capacitor	13.8	1.8	24-may-23	24-may-23	Baja California
Total			**1.8**			

D18-BC3 Victoria Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia - Chapultepec	230	1	11.0	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**11.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Victoria Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	jun-25	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC4 La Encantada Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada entronque Metrópoli Potencia - Tijuana I / 14	115	2	0.3	dic-24	No Disponible	Baja California
Total			**0.3**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	dic-24	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Encantada MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D18-BS1 Buena Vista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista entronque El Triunfo - Santiago	115	2	0.2	dic-24	No Disponible	Baja California Sur
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-24	No Disponible	Baja California Sur
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Buena Vista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-24	No Disponible	Baja California Sur
Total			**1.2**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en junio de 2019

D18-OR5 Uxpanapa III Banco 2 (antes Sanchez Taboada) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Uxpanapa III Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	11-mar-22	11-mar-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Uxpanapa III Banco 2	Capacitor	34.5	1.2	11-mar-22	11-mar-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	9-nov-22	9-nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tihuatlán II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	9-nov-22	9-nov-22	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR2 Tepeyac Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	5-dic-23	5-dic-23	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tepeyac MVAr	Capacitor	13.8	1.8	5-dic-23	5-dic-23	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR3 Zapata Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente entronque Los Ríos Potencia - El Zopo	115	2	2.0	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zapata Oriente MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jun-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Perote II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	30-dic-22	30-dic-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D19-OR5 Simojovel Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	25-nov-22	25-nov-22	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Simojovel MVAr	Capacitor	13.8	0.6	25-nov-22	25-nov-22	Oriental
Total			**0.6**			

D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	15-dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paso del Toro MVAr	Capacitor	13.8	1.2	15-dic-22	15-dic-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	14-sep-23	14-sep-23	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nanchital II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	14-sep-23	14-sep-23	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OC1 Jauja Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja entronque Tabacalera - Tepic Industrial	115	2	10.4	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**10.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jauja MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC2 Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro entronque Vallarta I - Nogalito	115	2	3.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**3.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC4 Acatic Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic entronque Tepatitlán - Zapotlanejo Distribución	115	2	0.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acatic MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC5 Tolimán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Juan Rulfo - Tolimán	115	1	13.6	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**13.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tolimán Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tolimán MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC6 Tapalpa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa entronque Sayula - Centro Logístico	115	2	22.0	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**22.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tapalpa MVAr	Capacitor	23	1.2	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-23	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Graciano Sánchez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-23	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cortázar Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cortázar MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC12 Morelos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos entronque León IV - León Alfaro	115	2	6.0	nov-22	No Disponible	Occidental
Total			**6.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-22	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-22	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Querétaro Poniente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Carlos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui Banco 1	1	T	40.0	230/34.5	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Choacahui MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Munisol Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	16-nov-23	16-nov-23	Noroeste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Maniobras Munisol MVAr	Capacitor	13.8	0.9	16-nov-23	16-nov-23	Noroeste
Total			**0.9**			

D19-NO3 Santa Fe Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe entronque Culiacán Poniente - Tres Ríos	115	2	2.4	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santa Fe MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D19-NO4 Tamazula Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula - San Rafael	115	1	12.3	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**12.3**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamazula MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NO5 Terramara Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara entronque Viñedos - Oasis	115	2	1.2	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Terramara MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jun-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-24	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nuevo Ideal MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-24	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Canatlán II Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	may-24	No Disponible	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Canatlán II MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-24	No Disponible	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	17-sep-23	17-sep-23	Norte
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Guadiana MVAr	Capacitor	13.8	3.6	17-sep-23	17-sep-23	Norte
Total			**3.6**			

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	16-nov-23	16-nov-23	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Alto MVAr	Capacitor	13.8	1.8	16-nov-23	16-nov-23	Noreste
Total			**1.8**			

D19-NE2 San Bartolo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Bartolo entronque Cruz de Ataque - Ixhuatlán	115	1	12.0	jun-24	No Disponible	Noreste
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Bartolo Banco 1	1	T	9.4	115/23	jun-24	No Disponible	Noreste
Total			**9.4**				

T. Transformador

D19-NE3 Tambaca Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tambaca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	22-ene-23	22-ene-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tambaca MVAr	Capacitor	34.5	1.2	22-ene-23	22-ene-23	Noreste
Total			**1.2**			

D19-BC1 Libramiento Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento entronque Parque Industrial San Luis - San Luis Rey	230	2	0.4	dic-25	No Disponible	Baja California
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	dic-25	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Libramiento MVAr	Capacitor	13.8	2.4	dic-25	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BC2 González Ortega Banco 3 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	9-jul-23	9-jul-23	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
González Ortega MVAr	Capacitor	13.8	2.4	9-jul-23	9-jul-23	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-24	No Disponible	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cabo Falso MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	No Disponible	Baja California Sur
Total			**1.8**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en febrero de 2021

D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Esfuerzo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D20-OR2 San Martín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín entronque Soyaló - San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**28.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D20-OR3 Bachajón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón - Ocosingo	115	1	23.0	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**23.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bachajón MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D20-OR4 Cárdenas Centro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro entronque Cárdenas - Cárdenas Sur	115	2	9.2	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**9.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cárdenas Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D20-OC2 Carlota Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota entronque Querétaro Sur - Querétaro Potencia	115	2	4.2	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**4.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Carlota MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC3 Satélite Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Satélite Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Satélite MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC4 Los Olivos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Poniente	115	2	6.2	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Olivos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC5 Los Fresnos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos entronque Guanajuato Sur - Silao Potencia	115	2	3.0	ago-25	No Disponible	Occidental
Total			**3.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Los Fresnos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato Villas Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Irapuato Villas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D20-NO1 Villa Ángel Flores Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores entronque Culiacán Poniente - La Higuera	115	2	13.0	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**13.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Ángel Flores MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecnológico Hermosillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-24	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tecnológico Hermosillo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D20-NO3 La Primavera Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera entronque Culiacán Potencia - Culiacán Cinco	115	2	0.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Primavera MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D20-NO4 Oriente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Oriente Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NE1 Museo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Museo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Museo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D20-NE2 Zacualtipán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán - Molango	115	1	18.1	abr-24	No Disponible	Noreste
Total			**18.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-24	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zacualtipán MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-24	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D20-PE1 Keeh Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh entronque Nizuc - Bonfil	115	2	6.2	abr-24	No Disponible	Peninsular
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Keeh MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE2 Kohunlich Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kohunlich Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Kohunlich MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE3 Tekax II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tekax II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tekax II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.2**			

D20-BC1 Toreo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo entronque Guerrero - Río / 12, 14	115	2	1.4	abr-31	No Disponible	Baja California
Total			**1.4**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo Banco 1 (SF6) / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-31	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV
SF6 Hexafluoruro de Azufre

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Toreo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-31	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC2 Durazno Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Durazno Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Durazno MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC3 Alamar Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar entronque Frontera - Tijuana I / 14	115	2	0.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**0.8**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Alamar MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente Banco 4	1	T	50.0	161/34.5	abr-26	No Disponible	Baja California
Total			**50.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	34.5	3.0	abr-26	No Disponible	Baja California
Total			**3.0**			

D20-BC5 Panamericana Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Panamericana MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC6 Paredones Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	15.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**15.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en abril de 2022

D21-OR2 Cuautla II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuautla II Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuautla II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D21-OR3 Palenque Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Palenque Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	14-nov-23	14-nov-23	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Palenque MVAr	Capacitor	13.8	1.2	14-nov-23	14-nov-23	Oriental
Total			**1.2**			

D21-OR4 La Isla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla entronque Cárdenas Dos - Cactus Switcheo	115	2	2.0	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
La Isla MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-25	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D21-OC1 El Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal entronque San Luis Potosí - Tangamanga /12	115	2	7.3	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**7.3**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Pedregal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-OC2 Matehuala Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matehuala Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matehuala MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D21-OC4 San Pedro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Pedro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-OC5 Santiago Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Santiago MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes entronque Ladrilleras – Parque Industrial Hermosillo	115	2	8.0	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**8.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Mercedes MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO2 Rolando García Urrea Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rolando García Urrea Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Rolando García Urrea MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO3 Culiacán Centro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Centro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Culiacán Centro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NO4 Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente	115	2	4.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**4.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mazatlán Emiliano Zapata MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D21-NT1 Meoqui Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Meoqui Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Meoqui MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D21-NT3 Saucito Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Saucito MVAr	Capacitor	23.8	1.8	abr-25	No Disponible	Norte
Total			**1.8**			

D21-NE1 Tamalín Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín entronque Ozuluama - Naranjos	115	2	0.4	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamalín MVAr	Capacitor	13.8	0.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**0.8**			

D21-NE2 Miramar II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II entronque Santa Amalia - Laguna del Conejo /12	115	2	6.0	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**6.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Miramar II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE3 Molino Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino entronque Pánuco - Higo Dos	115	2	8.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**8.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Molino MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE4 Ahuacatlán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Axtla - Ahuacatlán	115	1	23.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**23.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ahuacatlán Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ahuacatlán MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D21-NE5 Las Palmas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas entronque Olivo - Bicentenario / 12	115	2	7.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**7.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Palmas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE6 Hidalgo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo entronque Infonavit - Chairel /12	115	2	2.0	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hidalgo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE7 Laguna Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna entronque Ingenio San Miguel el Naranjo - Valle Alto	115	2	0.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	No Disponible	Noreste
Total			**1.2**			

D21-NE8 Sinaí Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí entronque Jarachina - San Cristóbal	138	2	7.36	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**7.36**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Sinaí MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-NE9 Fomerrey 22 Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fomerrey 22 Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fomerrey 22 MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D21-NE10 Playa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa entronque Flex América - Refinería Madero /12	115	2	3.0	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**3.0**			

12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Playa MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D21-PE1 Punta Sam Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Sam Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Sam MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	No Disponible	Peninsular
Total			**1.8**			

D21-BC1 Valle Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial	230	2	1.0	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D21-BC2 Valle Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado entronque Ciprés - Cementos California	115	2	2.0	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D21-BC3 Seminario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seminario Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Seminario MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-29	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D21-BC4 Centenario Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centenario Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Centenario MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2023

D22-OR1 Tejalpa Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tejalpa Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/23	mar-27	No Disponible	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tejalpa MVAr	Capacitor	23	2.4	mar-27	No Disponible	Oriental
Total			**2.4**			

D22-OR2 Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hueyapan de Ocampo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Hueyapan de Ocampo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR3 Soledad de Doblado Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Doblado Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Soledad de Doblado MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR4 San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec entronque Oaxaca Potencia – Oaxaca II	115	2	0.25	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**0.25**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Lorenzo Cacaotepec MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR5 Periférico Sur Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur entronque Kilómetro Veinte – Villahermosa Poniente	115	2	2.1	may-26	No Disponible	Oriental
Total			**2.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-26	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Periférico Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D22-OR6 Cuauhtémoc Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tabasquillo-Cuauhtémoc	115	1	16.0	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**16.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuauhtémoc Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Cuauhtémoc MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OR7 Malpaso III Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso III Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Malpaso III MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D22-OC1 Fluvial Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fluvial Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**30**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Fluvial MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC2 Valle Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado entronque San Vicente - Jarretaderas	115	2	0.6	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**0.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle Dorado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC3 Matamoros Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros entronque Tecuan – Palo Alto	115	2	2.0	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-26	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D22-OC4 Las Flores Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores entronque San Luis Potosí – Barracuda	115	2	4.0	ago-28	No Disponible	Noroeste
Total			**4.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-28	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Las Flores MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NO1 Campo Gobierno Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno entronque La Higuera – Costa Rica	115	2	9	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**9.0**			

1/Incluye 3.20 km de poste troncocónico

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Campo Gobierno MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NO2 Naranjo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo entronque Leyva Solano – Guasave / 1	115	2	38.2	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**38.2**			

1/Incluye 3.20 km de poste troncocónico

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Naranjo MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D22-NE1 Concordia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia entronque San Nicolás - Girasoles	115	2	1.4	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Concordia MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D22-NE2 Lermas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas entronque La Silla – San Roque	115	2	2.0	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lermas MVAr	Capacitor	13.8	2.4	ago-26	No Disponible	Noreste
Total			**2.4**			

D22-BC1 Mexicali Oriente Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D22-BS1 Punta Prieta Banco 1 Sustitución

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	No Disponible	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Punta Prieta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	No Disponible	Baja California
Total			**1.8**			

D23-OR1 Tuxtla Oriente Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente entronque Tuxtla Gutiérrez Dos - Grijalva	115	2	2.3	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tuxtla Oriente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D23-OR2 Nacajuca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jalpa-Nacajuca	115	2	11	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**11.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nacajuca Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Nacajuca MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-28	No Disponible	Oriental
Total			**1.2**			

D23-OR3 Apizaco II Banco 21

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Apizaco II Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	ago-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D23-OR4 Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Entronque Tonantzintla-Chapulco	115	2	0.246	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**0.246**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Lomas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	No Disponible	Oriental
Total			**1.8**			

D23-OC1 Amatitán Banco 1 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Amatitán Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	69/13.8	ago-27	No Disponible	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

D23-OC2 Huanacaxtle Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle entronque Flamingos-Destiladeras	115	2	1.2	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**2.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Huanacaxtle MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-27	No Disponible	Occidental
Total			**1.8**			

D23-OC3 El Salto Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Banco 2	1	T	40.0	69/23	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto MVAr	Capacitor	23	2.4	abr-28	No Disponible	Occidental
Total			**2.4**			

D23-NO1 Agua Zarca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca entronque Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales	115	2	1.0	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

D23-NO2 Navojoa Centenario Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Agua Zarca entronque Nogales Aeropuerto – Nuevo Nogales	115	2	0.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 1 / 1	115	1	3.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Pueblo Nuevo – Navojoa Oriente Tramo 2 / 2	115	1	0.65	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**4.85**			

1/ Tendido del segundo circuito 3.4 km en poste troncocónico
2/ Cable subterráneo, con ampacidad equivalente a el tramo aéreo en 795 ACSR.

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navojoa Centenario Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Navojoa Centenario MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO3 Flores Magón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón entronque Mochis Las Villas – Los Mochis Uno	115	2	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Flores Magón MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO4 Villas del Cedro Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villas del Cedro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villas del Cedro MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO5 Zona Dorada Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada entronque Culiacán Tres – Humaya	115	2	1.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**1.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NO6 Del Mar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Del Mar Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Zona Dorada MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	No Disponible	Noroeste
Total			**2.4**			

D23-NE1 Providencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia entronque Museo – Valles	115	2	6.0	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**6.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Providencia MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE2 Acuña Dos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acuña Dos Banco 2	1	T	30.0	138/13.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Acuña Dos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE3 Calzada del Sol Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol entronque Escobedo -Estrella	115	2	7.0	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**7.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Calzada del Sol MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE4 San Martin Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	may-27	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Martín MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE5 Matamoros Banco 4 (Sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-27	No Disponible	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	
Matamoros Banco 4 (Sustitución)	Capacitor	13.8	1.8	abr-27	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE6 Bajío Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Bajío Banco 1 (Sustitución)	Capacitor	13.8	1.8	jun-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-NE7 Tamuín Dos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín II Entronque Anáhuac Potencia-Tamos	115	2	48.6	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**48.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín Dos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Tamuín Dos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-28	No Disponible	Noreste
Total			**1.8**			

D23-BC1 Valle de Puebla Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Valle de Puebla MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**2.4**			

D23-BC2 San Simón Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
San Simón MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-28	No Disponible	Baja California
Total			**1.2**			

D23-BS1 Villa Constitución Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Villa Constitución MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**2.4**			

D23-BS2 Puerto Los Cabos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos entronque El Palmar – San José del Cabo	115	2	7.0	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**7.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Puerto Los Cabos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Puerto Los Cabos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-28	No Disponible	Baja California Sur
Total			**16.8**			

D23-PE1 Conkal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal entronque Norte-Kopté	115	2	17.0	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**17.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conkal MVAr	Capacitor	115	2.4	abr-27	No Disponible	Peninsular
Total			**2.4**			

Proyectos legados de POISE a cargo de CFE TRANSMISIÓN

OPF-718 (se reactiva proyecto)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
G87	Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia / 4	400	2	207.7	nov-09	Ago-27	Oriental
Total				**207.7**			

4/ Tendido del segundo circuito

PID-1718 (Actividades previas)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
290	Chicoasén II – entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso Dos (A3050)	400	2	9.0	nov-17	abr-25	Oriental
Total				**9.0**			

OPF-1603

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	ND	Central
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 12	230	2	45.6	nov-15	ND	Central
Total				**75.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L77	Lago Bancos 1 y 2	2	AT	660.0	400/230	nov-15	jul-21	Central
Total				**660.0**				

AT. Autotransformador

RP-1655 (Indefinido por problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L83	Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16	ND	Central
L83	Huehuetoca - Punto de Inflexión Nochistongo / 39	85	2	16.6	dic-16	ND	Central
Total				**83.8**			

39/ Dos conductores por fase
Solo quedan pendientes de concluir 10 km-c para llegar a la SE Nochistongo en 230 kV

OPF-1805 (Concurso suspendido y en proceso de auditoría de la CFE)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
IA2	Champayán - Güémez / 3	400	2	182.5	abr-16	ND	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano / 3	400	2	230.7	abr-16	ND	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	ND	Noreste
Total				**441.8**			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
IA2	Champayán MVAr	Reactor	400	62.0	abr-16	ND	Noreste
IA2	Güémez MVAr	Reactor	400	133.3	abr-16	ND	Noreste
Total				**195.3**			

Proyectos legados de POISE a cargo de CFE Distribución

OPF-1212I (Ejecución o Construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan entronque Teziutlán II - Papantla Potencia	115	2	40.6	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**40.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
R2Z	Cuetzalan MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	jun-25	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1212J (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande - Río Grande Switcheo	115	1	27.0	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**27.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**9.4**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RL5	Río Grande MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	ago-25	Oriental
Total				**0.6**			

OPF-1210K (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz - Piaxtla	115	1	39.6	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**39.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OD4	La Cruz MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	mar-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1320F (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O84	Villa Unión - Rosario - Escuinapa	115	1	30.5	jun-11	abr-25	Noroeste
Total				**30.5**			

OPF-1620B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón entronque Esmeralda - Xalostoc	230	2	3.0	ago-13	ago-25	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	ago-25	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	ago-25	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	ago-25	Central
Total				**26.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-25	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-25	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	ago-25	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	ago-25	Central
Total				**420.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LAE	Aragón MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-25	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-25	Central
LAK	Moctezuma MVAr	Capacitor	23	25.2	ago-13	ago-25	Central
LAU	Pachuca MVAr	Capacitor	23	12.6	dic-18	ago-25	Central
Total				**73.8**			

OPF-1720B (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	ago-25	Central
Total				**17.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	ago-25	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
L0B	Chicoloapan MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-14	ago-25	Central
Total				**18.0**			

OPF-1721F (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	11.3	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**11.3**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O0D	Angostura MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1721G (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.6	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**8.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OA1	Los Algodones MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-24	dic-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821G (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**0.1**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1W	Santa María MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821L (Cancelado)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**7.7**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2B	Lomas de Anza MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	abr-35	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1821M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
CLQ	Aguascalientes Potencia - Peñuelas - Encarnación	115	1	21.8	abr-15	Sin definir	Occidental
Total				**21.8**			

OPF-1920H (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga entronque Hermosillo IV - Subestación Eléctrica Punto P	115	2	1.2	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**1.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OBJ	La Manga MVAr	Capacitor	13.8	2.4	mar-22	abr-25	Noroeste
Total				**2.4**			

OPF-2020C (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	15.7	dic-17	may-23	Noroeste
Total				**15.7**			

OPF-2020E (Actividades previas)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBO	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	mar-20	ago-27	Oriental
Total				**24.0**			

Sin PEM (Por reactivarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
NA	Tierra Colorada - Ayutla	115	1	62.0	mar-15	ago-27	Oriental
Total				**62.0**			

Sin PEM (Problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
OR54	Trinitaria – Frontera Comalapa	115	1	56.8	mar-15	Sin definir	Oriental
Total				**56.8**			

OPF-2020H (En licitación)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**6.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBN	Pakal-Na MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	dic-24	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-2020I (Problemáticas sociales)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	ND	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	ND	Oriental
Total				**46.0**			

OPF-2020K (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	ND	Peninsular
Total				**0.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-22	ND	Peninsular
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P1F	Isla de Tris MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-22	ND	Peninsular
Total				**1.2**			

OPF-2020L (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**1.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
RBM	Gaviotas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	sep-23	Oriental
Total				**1.8**			

OPF-2020M (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**15.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O1R	Chinitos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	abr-25	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120B (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-21	N/D	Central
Total				**7.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-21	N/D	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LB8	Fisisa MVAr	Capacitor	23	18.0	nov-21	N/D	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120C (Terminada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales - Verónica	230	1	4.7	dic-13	mar-22	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	mar-22	Central
Total				**7.9**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-13	mar-22	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
LA7	Morales MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-13	mar-22	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120D (Por licitar)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	jun-22	abr-25	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**4.5**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

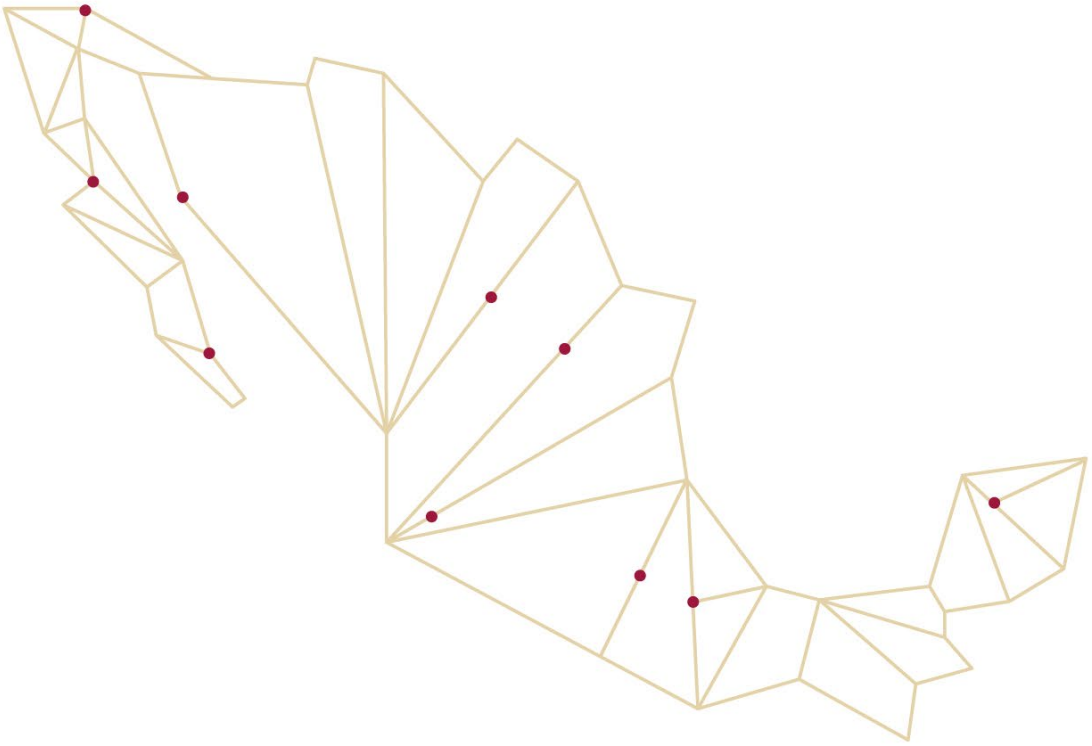
PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
O5K	Évora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	abr-25	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120E (Cancelada)

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P0H	Ah, Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	ND	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
P0H	Ah, Kim Pech MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	ND	Peninsular
Total				**1.8**			



GOBIERNO DE MÉXICO

CENACE®
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA