

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
2022 - 2036

CENACE®
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Índice

Abreviaturas, siglas y acrónimos 5

I. Introducción 10

II. Fundamento legal 14

III. Proceso de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM 16

IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional 24

Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional 24

Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional 25

Principales enlaces internacionales 27

Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 30

Evolución de la Capacidad Instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2021 33

Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 35

Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional 36

Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura 38

Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas 43

Evolución de emisiones de CO_2e 47

Evolución de precios de combustibles 47

Margen de Reserva 49

Ejercicio de planeación de la matriz Energética Nacional al 2050 con diferentes escenarios de estudio 51

Capacidad neta instalada por tecnología 56

Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 61

Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2022-2026 64

Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudio de Conexión 2022-2024 66

Estudio de Servicio de Transmisión (Porteo) 68

V. Diagnóstico operativo 2021 72

Análisis por Gerencias de Control Regional 72

Comportamiento de la demanda y consumo brutos del Sistema Eléctrico Nacional durante 2021 96

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del SIN 96

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California 98

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur 100

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del Sistema Interconectado Mulegé 101

Comportamiento de la generación hidráulica 103

Margen de Reserva Operativa 103

Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2021 107

Principales Corredores de transmisión saturados 110

Estadística de los Estados Operativos Alerta y Emergencia....112
Interrupciones en el suministro de energía....114
VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica....118
Introducción....118
Correlación de la demanda y consumo con otros factores....118
Proceso de Pronóstico....119
Situación de la Industria Eléctrica....120
Entorno Económico 2021....141
Demanda global de energía 2021....142
Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2021....143
Escenario Macroeconómico 2022 — 2036....155
Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2022 — 2036....155
Consumo bruto 2022 — 2036....155
Consumo final (GWh) 2022 — 2036....158
Pérdidas de energía eléctrica 2022 — 2036....159
Estrategias para fomentar la Electromovilidad y Generación Distribuida....160
Prospectiva de Electromovilidad 2022 — 2036....161
Prospectiva de Generación Distribuida 2022 — 2036....163
Capacidad instalada (MW) 2022 — 2036....164
Generación (GWh) 2022 — 2036....164
Demanda Máxima Bruta 2022 — 2036....169
Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2022-2024....174
Consumo neto 2021....176
Demanda máxima neta 2021....178
Matriz energética 2036-2050....182
Matriz energética Sector Residencial 2036-2050....185
Matriz energética Sector Comercial 2036-2050....189
VII. Características de los escenarios de estudio....197
Demanda máxima de verano....197
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte....199
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Norte y Noreste....200
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste....200
Demanda máxima de verano en los Sistemas Interconectados Baja California, Baja California Sur y Mulegé....201
Demanda máxima de invierno....203
Demanda mínima de invierno....203
Demanda media de invierno....204
Comportamiento de las GCR Noroeste, Norte y Noreste en demanda máxima instantánea del SIN....204
Comportamiento de las GCR Central, Oriental, Occidental y Peninsular en demanda máxima instantánea del SIN....204

VIII. 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....207
Priorización de Proyectos Instruidos por SENER a CFE Transmisión....207
Impacto en la GCR Central....222
Impacto en la GCR Oriental....227
Impacto en la GCR Occidental....238
Impacto en la GCR Noroeste....249
Impacto en la GCR Norte....264
Impacto en la GCR Noreste....277
Impacto en la GCR Peninsular....284
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California....300
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur....310
Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé....316
IX. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM....318
Objetivo de los proyectos de ampliación....318
Proceso de ampliación de la RNT y las RGD del MEM....318
Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER....319
Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT....379
Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos....532
Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM....566
Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF)....607
Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución....619
Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2022 – 2036 (Total)....634
Proyectos instruidos con cambios de alcance....638
X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM....645
Proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM....645
Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER a diciembre de 2021....645
Proyectos Identificados de Modernización de la RNT....650
Fichas de Información de Proyectos propuestos por CENACE de modernización de la RNT....653
XI. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo....669
Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2027 – 2036....669
Proyectos propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT que se encuentran en estudio....676
XII. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes....715
Redes Eléctricas Inteligentes....715
Integración de Renovables y complementos mediante Baterías de Almacenamiento de la Energía....715
Proyectos del CEMIE-Redes....717
Anexo Capítulo IV Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional....727

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
CAISO	California Independent System Operator
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
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
CP	Capacitor de Potencia.
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSS	Contingencia Sencilla más Severa
DAC	Disparo Automático de Carga.
DAG	Disparo Automático de Generación.
DMCZ	Demanda Máxima Coincidente de Zona
EAR	Esquema de Acción Remedial.

Acrónimo	Definición
EE. UU.	Estados Unidos de América
EM	Electromovilidad
ENS	Energía No Suministrada.
EO	Eoloeléctrica o Eólica
EPS	Empresas Productivas Subsidiarias.
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EXP	Exportación
FIP	Ficha de Información de Proyecto
FV	Fotovoltaica
GEI	Gases de efecto invernadero
GD	Generación Distribuida
GEN	Permiso de Generación LIE
GEO	Geo termoeléctrica
GCR	Gerencia de Control Regional
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
IMP	Importación
kV	Kilo (1000) volts, unidad de medida de tensión
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LT	Línea(s) de Transmisión.
LTCPS	Línea de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
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

Acrónimo	Definición
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PAMRNT	Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRGD	Programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PEM	Proyecto Elemental Mínimo.
PIE	Productores Independientes de Energía Eléctrica
POISE	Programa de obras e inversiones del sector eléctrico
PP	Pequeña Producción
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.
RGD	Red General de Distribución.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
RP-MR	Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva
RT	Restaurador.
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
UCE	Unidad(es) de Central(es) Eléctrica(s).
UME	Unidades Móvil de Emergencia
UPC	Usos Propios Continuos
VIRPe-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva

Acrónimo	Definición
VIRPm-MR	Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínimo en términos del Margen de Reserva
VPN	Valor Presente Neto
WECC	Western Electricity Coordinating Council
ZC	Zona de Carga
ZOT	Zona de Operación de Transmisión

1

INTRODUCCIÓN

I. 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); y 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, modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT), 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, 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 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 2022 – 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 2022 – 2036:

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

En el capítulo III 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 IV 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 V se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2021. Se muestran las problemáticas operativas por Gerencia de Control Regional (GCR), el comportamiento en el margen de reserva operativo, 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 VI se muestran los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, incluyendo las variables de Generación Distribuida (GD) y electromovilidad (EM) que tendrán un impacto importante en el largo plazo.

En el capítulo VII 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 VIII 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 IX 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 2022.

En el capítulo X 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 2022.

En el capítulo XI se presenta un listado de los proyectos indicativos identificados para la ampliación de la RNT en el periodo de 2027 a 2036.

Finalmente, en el Capítulo XII se incluye un resumen de los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes

Eléctricas Inteligentes (CEMIE-Redes), así como la descripción de la necesidad de incorporar elementos de almacenamiento como bancos de baterías para garantizar la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente.

2

FUNDAMENTO LEGAL

II. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la SENER y a la CRE, las propuesta del PAMRNT para el periodo 2022 – 2036, 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 y 45, 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 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".

3

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

III. Proceso de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM

Para la definición de los proyectos propuestos que integrarán el PAMRNT 2022 – 2036, 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, 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 Red Eléctrica de transmisión, 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 15 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 algunos 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 diferentes casos de 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 los Corredores significativos 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 y las Metas de producción de Energía Limpia.

La presencia de violaciones en límites de transmisión, sobrecargas en transformadores, bajos y altos voltajes 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 Red Eléctrica de transmisión, el SEN se modela por regiones con los correspondientes enlaces y límites de transmisión 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 que consume, 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.

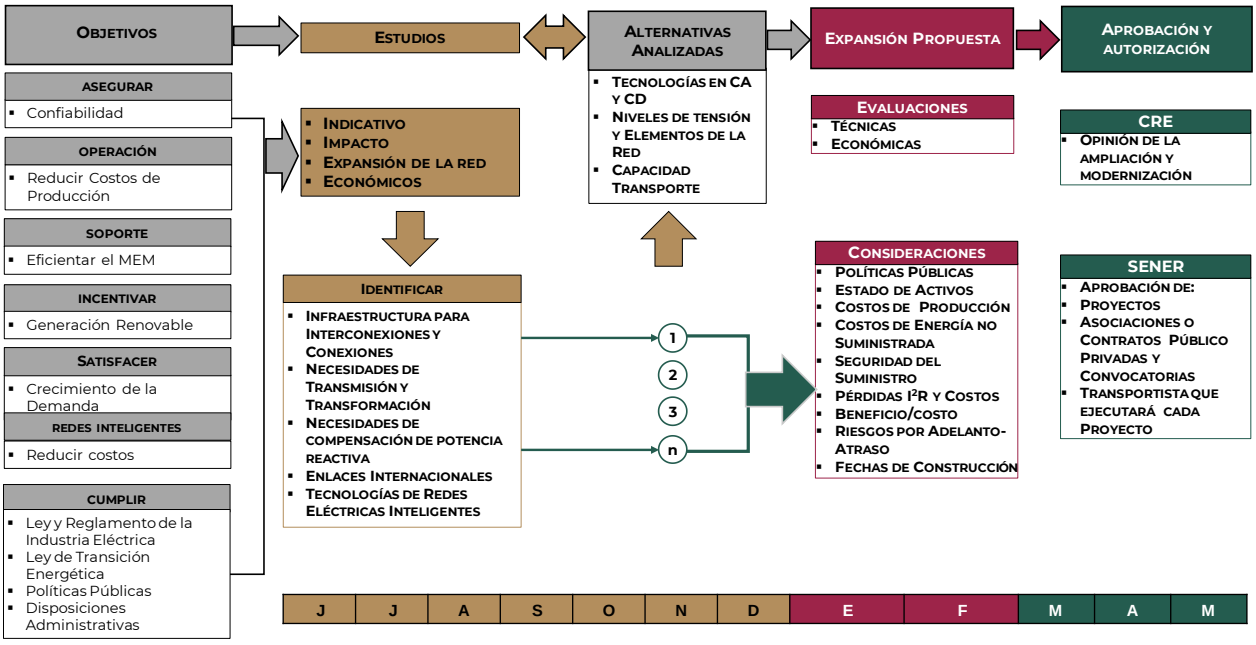
Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas líneas de transmisión de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

En la realización 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.

Para 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 de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista



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.

En el horizonte de tiempo de corto y mediano plazos (η+2 a η+6), se desarrolla el modelo de la Red Eléctrica para los diferentes escenarios estacionales de demanda que se estudian y analizan. La estructura de la Red Eléctrica se ajusta con la información del 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.

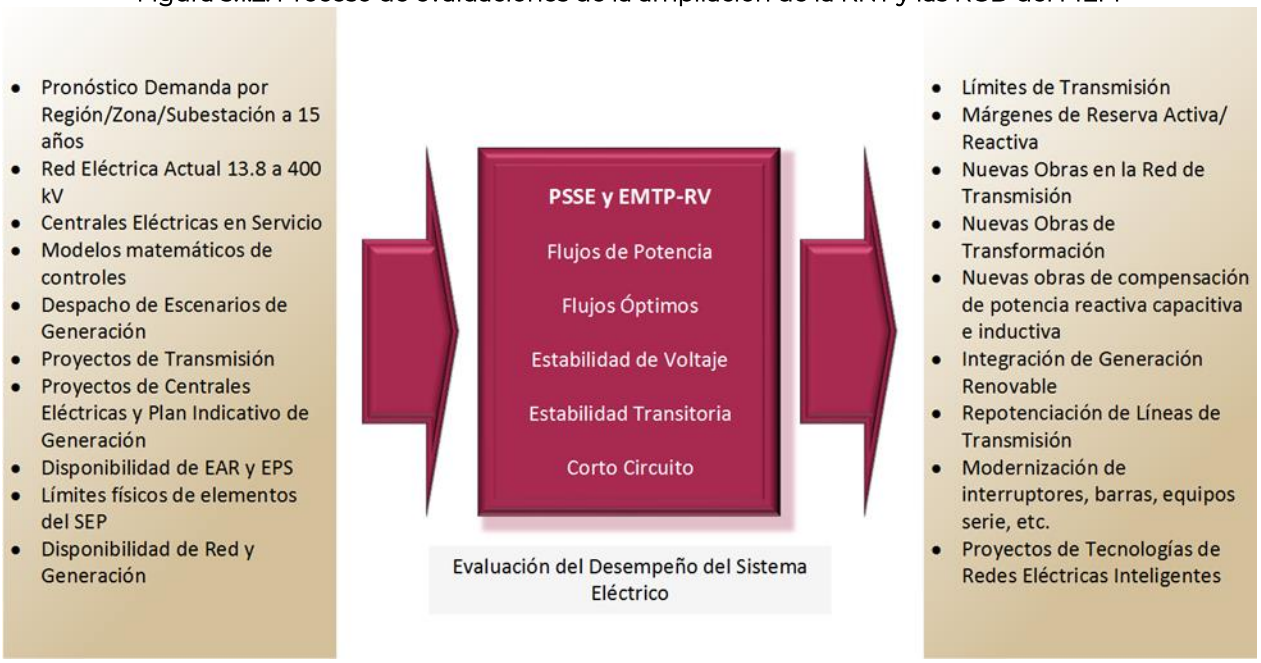
En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo (η+6 a η+14) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por un grado de incertidumbre mayor en las variables 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 (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



Red Eléctrica actual de 13.8 a 34.5 kV, sólo RGD del MEM.

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 el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT), el cual considera 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, 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.

Los resultados principales, del proceso de evaluación económica y de energía de proyectos de transmisión consisten en: costos totales de producción de energía eléctrica, costos de energía no suministrada, 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 los enlaces, 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 energía no suministrada. 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 con el modelo PEGyT.

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

Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos troncales de la RNT.

Figura 3.1.3. Proceso de estudios económicos y de energía 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 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.

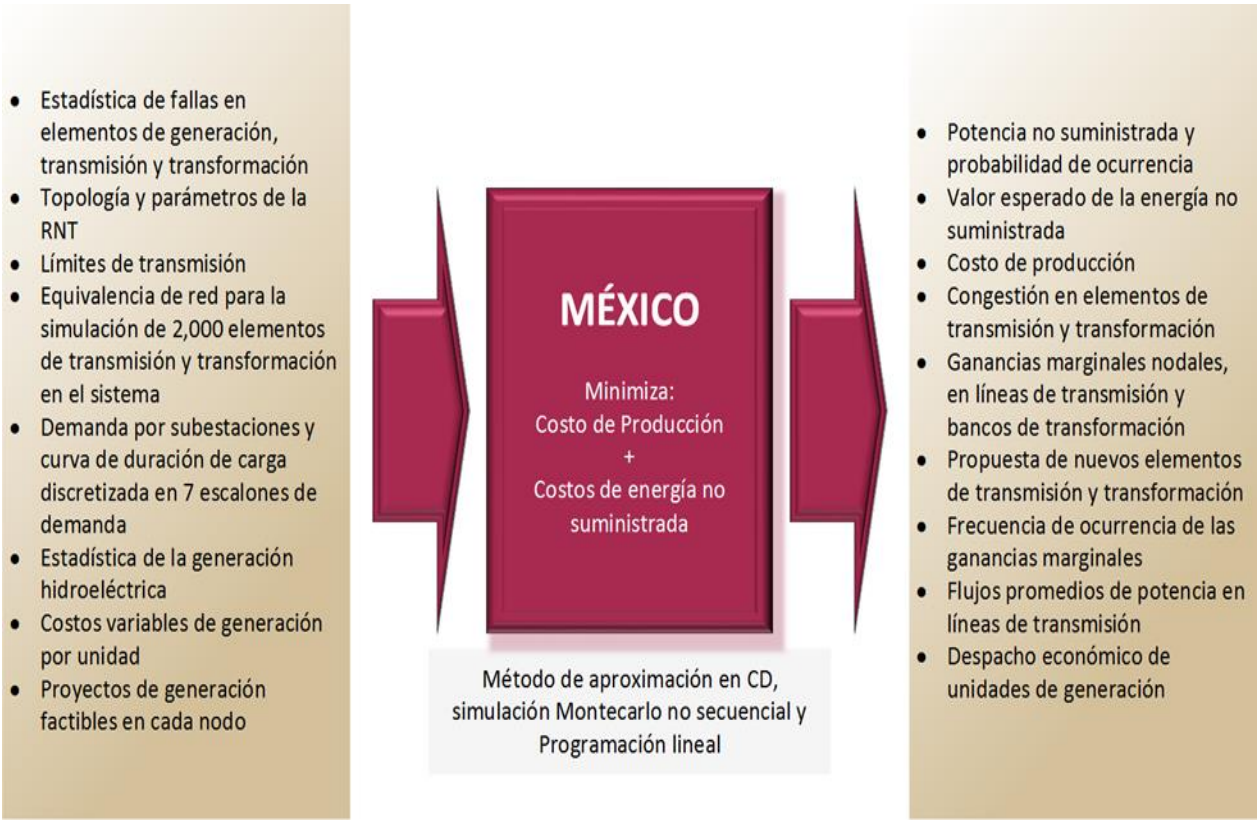
El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar el costo de producción y el costo de la energía no suministrada por el sistema – en cada año de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación 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 Ley de la Industria Eléctrica (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.

4

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

El SEN está conformado por nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado, 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).

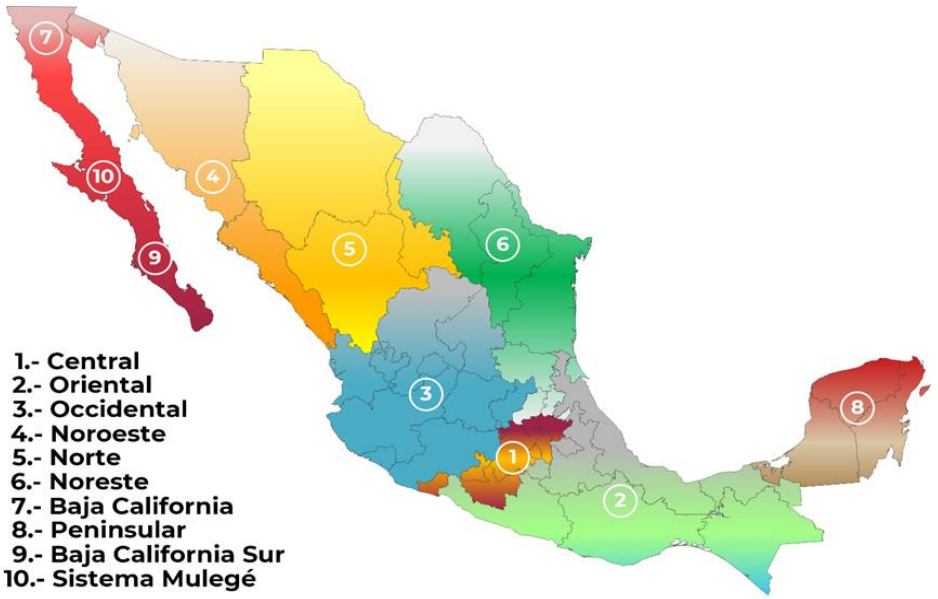
El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el MEM y la operación segura y confiable del SEN.

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 Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC.

Figura 4.1.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



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 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 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 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 con CFE Transmisión se ha estado revisando las distancias en las Redes Eléctricas de 69 a 138 kV, dado que se tienen tramos de líneas de transmisión en Tap asociados a Centros de Carga que se han ido revisando sus distancias por parte del Transportista. Asimismo, se ha detectado en llegadas a Subestaciones Eléctricas de la RNT que no se consideran en algunas las distancias cortas a la entrada de estas, por lo que, la sumatoria de todas estas distancias cortas modifica el total de kilómetros en los distintos niveles de tensión de 69 a 400 kV.

Al 31 de diciembre de 2021, conforme a datos de CFE Transmisión, en la RNT se tienen 110,549 km de líneas transmisión, 0.048% más que en 2020; el mayor crecimiento se dio en 115 kV con la adición de 39.8 km.

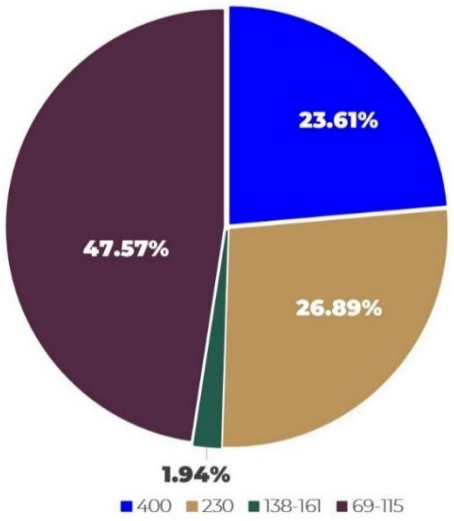
En el Cuadro 4.2.1, se muestran los km de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2020 a 2021. La Figura 4.2.1 muestra el porcentaje por nivel de tensión de las líneas de Transmisión en la RNT.

Cuadro 4.2.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud (km) 2020	Longitud (km) 2021	TCA 2020-2021 (%)
Transmisión 161 a 400 kV	**56,338**	**56,342**	**0.01%**
400 kV	26,097	26,098	0.00%
230 kV	29,722	29,723	0.00%
161 kV	518.97	520.97	0.39%
Transmisión 69 a 138 kV	**54,158**	**54,207**	**0.09%**
138 kV	1,620	1,620	0.00%
115 kV	48,456	48,496	0.08%
85 kV	1747.192	1755.992	0.50%
69 kV	2,335	2,335	0.00%
Total	**110,497**	**110,549**	**0.05%**

Fuente: con información de CFE Transmisión.

Figura 4.2.1. Infraestructura de líneas de transmisión de la RNT por nivel de tensión (kV) en 2021



Fuente: Elaborado con información de CFE.

En las Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 1,139 MVA en bancos de transformación de 2020 a 2021, de los cuales el 100% corresponden a 71 bancos de las RGD del MEM.

En el cuadro 4.2.2 muestra los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM 2020-2021. El cuadro 4.2.3, presenta la infraestructura de la RGD no del MEM para 2020 y 2021.

En la figura 4.2.2 se muestra la Red Eléctrica troncal de transmisión, 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 RGD

Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2020	Capacidad de transformación (MVA) 2021	TCA 2020-2021 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	114,807	114,807	0.00%
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	75,192	76,331	1.51%
Total	**189,999**	**191,138**	**0.60%**

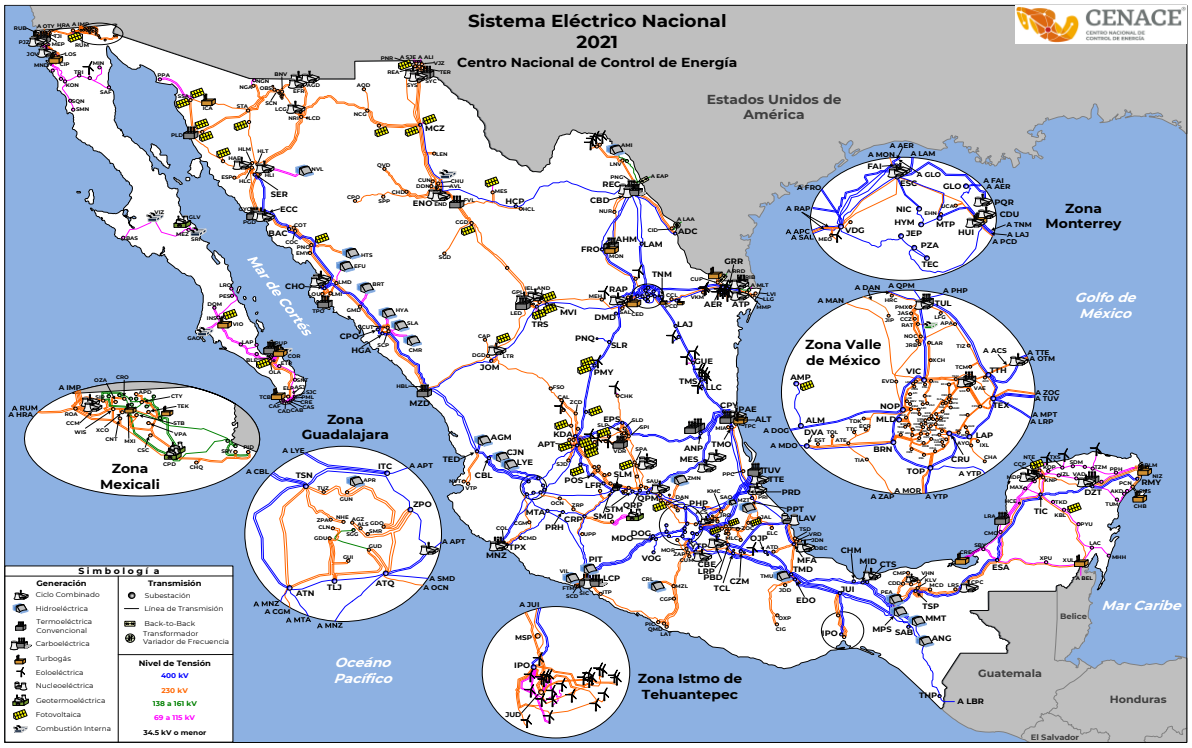
Fuente: Elaborado con información de CFE y CENACE

Cuadro 4.2.3. Infraestructura de la RGD no del MEM.

Infraestructura de Distribución	2020	2021
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645	12,114
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,736	542,129
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528	335,920
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	56,721	57,994
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691	1,583,932

Fuente: Elaborado con información de la CFE

Figura 4.2.2. Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2021[1]



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

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

paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa.

En la región de Piedras Negras el enlace del Back-to-Back con tecnología VSC de 36 MW ya no se considera en operación por ERCOT en su documento *ERCOT DC-TIE OPERATIONS* publicado en su sitio web, por lo que se disminuye la capacidad de interconexión asíncrona con EE UU.

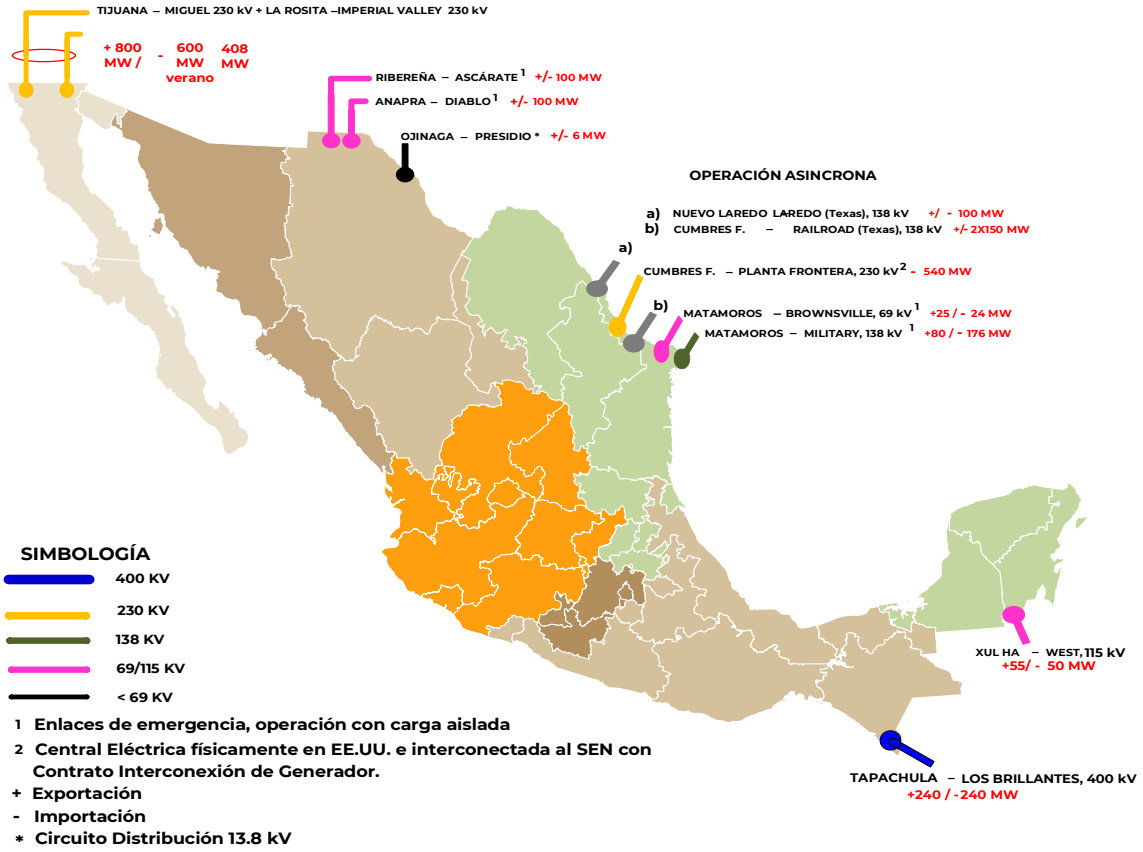
Con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV.

Durante 2017, se inició oficialmente la operación comercial de una Central Eléctrica de generación instalada en Texas, EE. UU., con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN. Aunque en un principio, operó con permiso como Importador, actualmente entrega el total de su energía al MEM con permiso como Generador al amparo de la LIE.

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.

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 2021



Cuadro 4.3.1 Energía Eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales 2018 a 2021

Nombre del enlace internacional	2018		2019		2020		2021	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	1,733,684	1,364,191	2,251,037	1,508,993	1,377,298	847,658	1,524,756	1,027,720
Cumbres Frontera - Rail Road	702,594	25,547	721,879	56,668	47,904	127,554	50,500	104,547
Piedras Negras - Eagle Pass	101,706	4,591	66,789	10,651	7,648	11,004	0	0
Cd. Industrial - Laredo Americano	445,518	12,899	318,895	17,823	92,417	29,216	79,727	29,979
Tapachula - Los Brillantes	689,162	783,987	515,426	1,106,560	99,123	998,821	81,788	1,150,690
Xul Ha - Belice	143.79	235,046	12.58	383,725	23.45	270,309	6.35	380,292
TOTAL	3,672,807	2,426,262	3,874,038	3,084,420	1,624,414	2,284,562	1,736,778	2,693,229

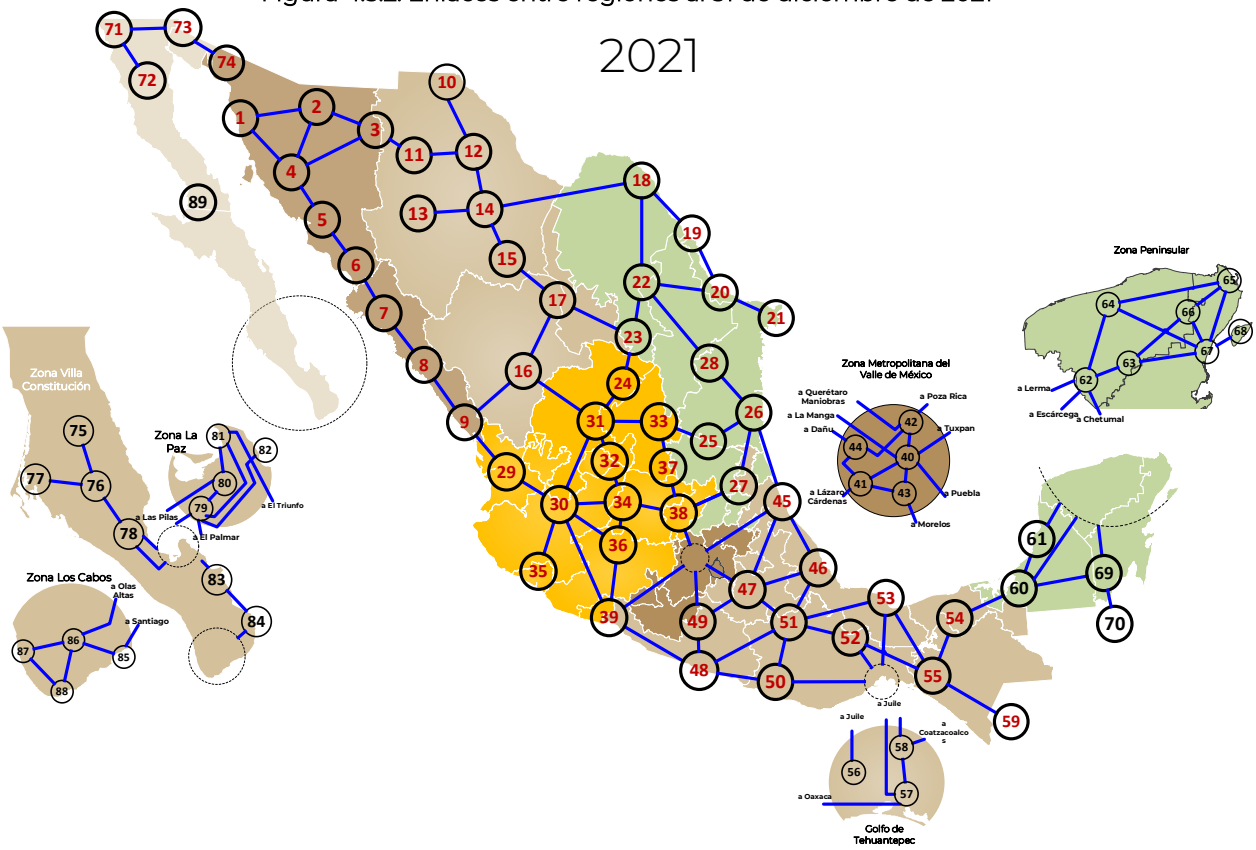
Cuadro 4.3.2 Factor de utilización (%) de los principales enlaces internacionales 2018 a 2021

Nombre del enlace internacional	2018		2019		2020		2021	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	48.50%	19.50%	63.00%	21.50%	19.22%	8.04%	21.33%	9.78%
Cumbres Frontera - Rail Road	26.70%	1.00%	27.50%	2.20%	1.82%	4.84%	1.92%	3.98%
Piedras Negras - Eagle Pass	38.70%	1.50%	25.40%	3.40%	2.90%	3.48%	0.00%	0.00%
Cd. Industrial - Laredo Americano	50.90%	1.50%	36.40%	2.00%	10.52%	3.33%	9.10%	3.42%
Tapachula - Los Brillantes	32.80%	37.30%	24.50%	52.60%	4.70%	47.38%	3.89%	54.73%
Xul Ha - Belice	0.00%	48.80%	0.00%	79.60%	0.01%	55.95%	0.00%	78.93%

En 2020 y 2021 se considera entre Tijuana - Miguel + Rosita - Imperial Valley el valor de 600 MW para el cálculo.

En la figura 4.3.2 se presenta los elementos de los enlaces entre regiones en 2021 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 al 31 de diciembre de 2021



Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

A continuación, se presentan la capacidad instalada a la 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 2021, 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 2020 la capacidad entregada a la Red Eléctrica de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 83,121 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2021 se incrementó hasta 86,153 MW, lo cual refleja un incremento de 3.65% con respecto al 2020. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como CCC (1,693 MW), EO (473 MW) y Centrales FV (805 MW). Mientras que para las Centrales Eléctricas en pruebas se tiene 4,025 MW destacando las Centrales de Ciclo Combinado (1,978 MW) y Centrales FV (1,181 MW).

En el cuadro 4.4.1 se presenta la capacidad instalada en el SEN por los principales tipos de tecnologías para el 2019, 2020 y 2021. En el cuadro 4.4.2 se presenta la capacidad en pruebas en el SEN por tipo de tecnología y GCR al 31 diciembre 2021.

En la figura 4.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada al cierre de diciembre de 2021, Centrales Eléctricas en operación.

Cuadro 4.4.1. Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)

Tecnología	2019	2020 1/	2021 6/
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955
Bioenergía 2/	375	378	378
Suma limpia renovable	23,582	25,594	26,899
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	1,710	2,305	2,305
Suma limpia no renovable	3,318	3,913	3,913
Total capacidad de energía limpia	**26,900**	**29,506**	**30,812**
%	**34.29**	**35.50**	**35.76**
Ciclo combinado	30,402	31,948	33,640
Térmica convencional 3/	11,831	11,809	11,793
Turbogás 4/	2,960	3,545	3,744
Combustión interna	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**78,447**	**83,121**	**86,153**

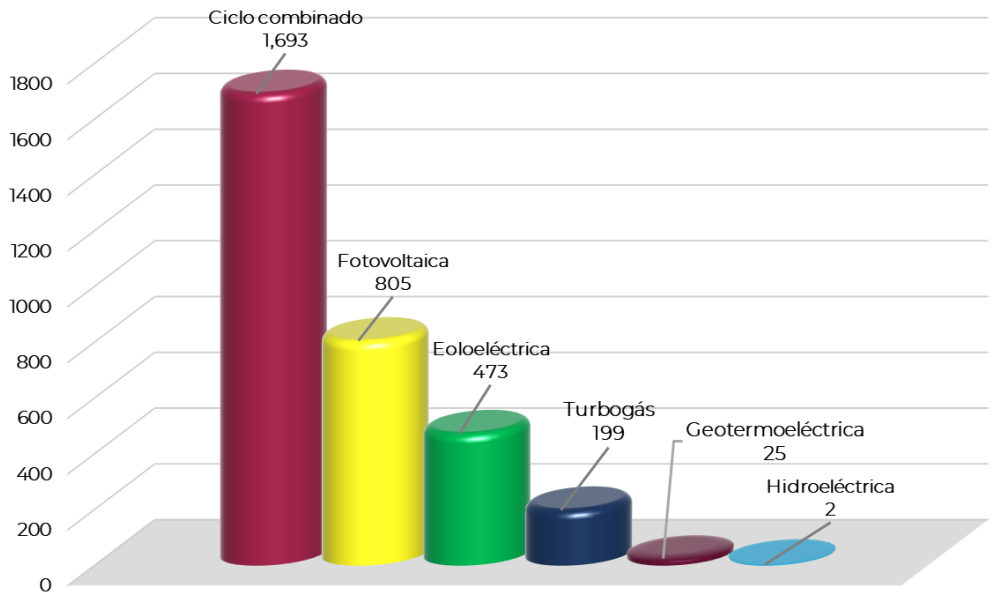
1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020.
2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
3/ incluye Lecho Fluidizado
4/ incluye plantas móviles
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.
6/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

Cuadro 4.4.2. Capacidad en pruebas de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) al 31-diciembre 2021

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	TOTAL
Hidroeléctrica											0
Geotermoeléctrica											0
Eoloeléctrica						714					714
Fotovoltaica		200	862	120							1,181
Bioenergía 1/	30										30
Suma limpia renovable	30	200	862	120	0	714	0	0	0	0	1,925
Nucleoeléctrica											0
Cogeneración Eficiente 3/			6								6
Suma limpia no renovable	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	6
Total capacidad de energía limpia	**30**	**200**	**867**	**120**	**0**	**714**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,931**
%	**4.50**	**98.66**	**94.74**	**13.16**	**0.00**	**56.79**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**47.97**
Ciclo combinado	631		42	791		514					1,978
Térmica convencional 2/											0
Turbogás							19		56		75
Combustión interna	3	3	6		1	29					42
Carboeléctrica											0
TOTAL	664	203	915	911	1	1,257	19	0	56	0	4,025

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.

Figura 4.4.1. Adiciones de capacidad instalada al 31 de diciembre de 2021 (MW)

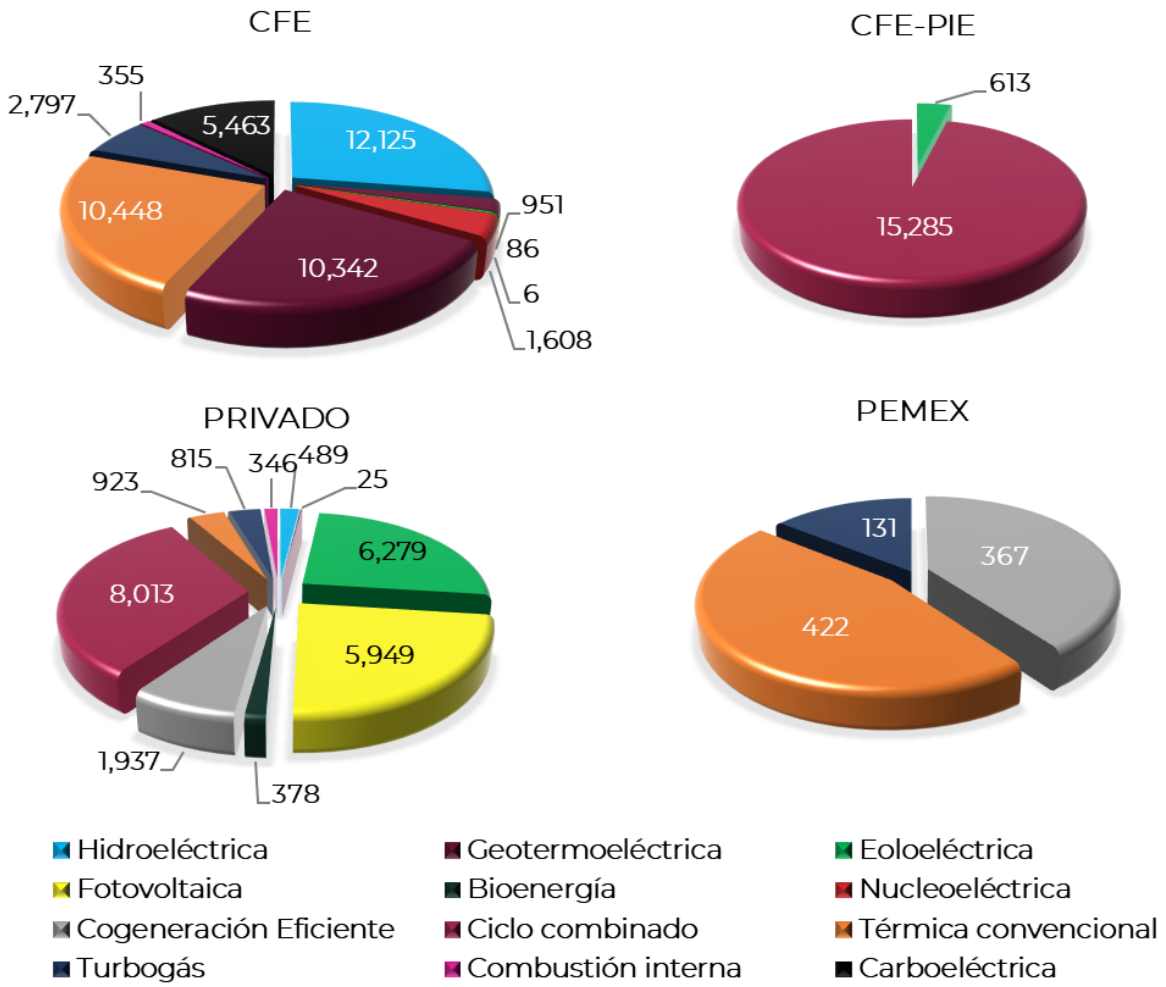


En el año 2020, la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia tales como, hidroeléctrica (HI), geotérmica (GEO), EO, Fotovoltaica (FV) y de Bioenergía (BIO), fue de 25,594 MW, y al cierre de diciembre de 2021 se tiene 26,899 MW; un incremento del 5.1% con respecto al 2020. Siendo las Centrales Eléctricas EO y FV las principales fuentes de tal incremento.

En la figura 4.4.2, presenta la capacidad instalada por modalidad al 31 de diciembre de 2021. Para más detalle, ver Anexo 4.2 y derivados.

Al cierre de diciembre de 2021, la CFE tiene 44,181 MW y 15,898 MW para los PIE; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada de 25,153 y PEMEX 921 MW.

Figura 4.4.2. Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)



Las figuras 4.4.3 y 4.4.4, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2020, y al 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

Figura 4.4.3. Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2020

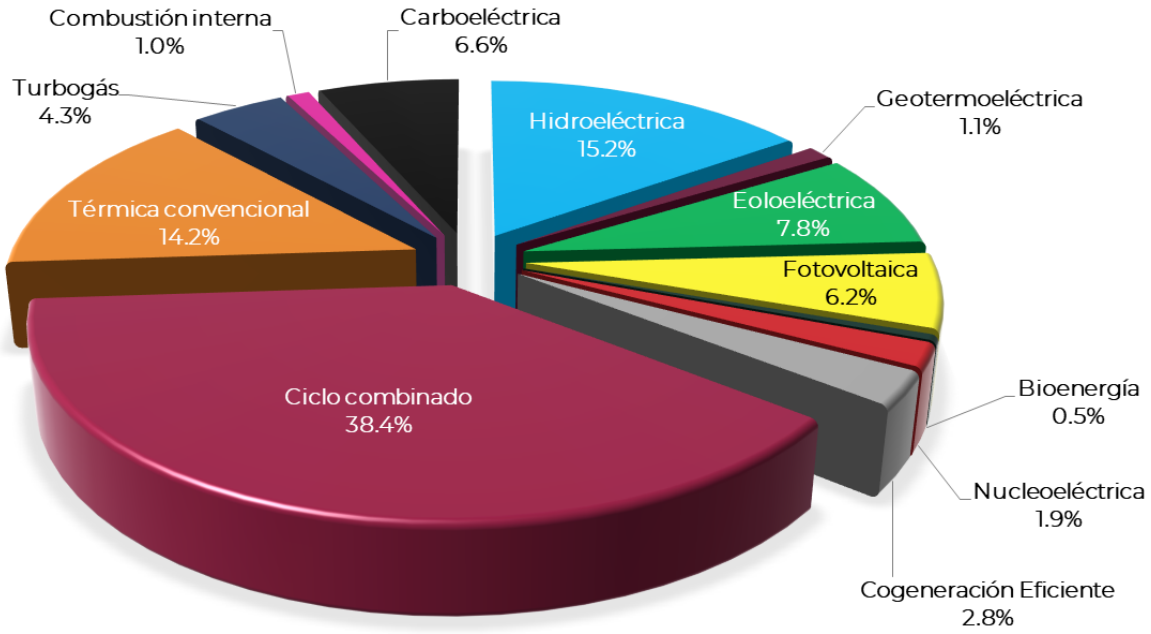
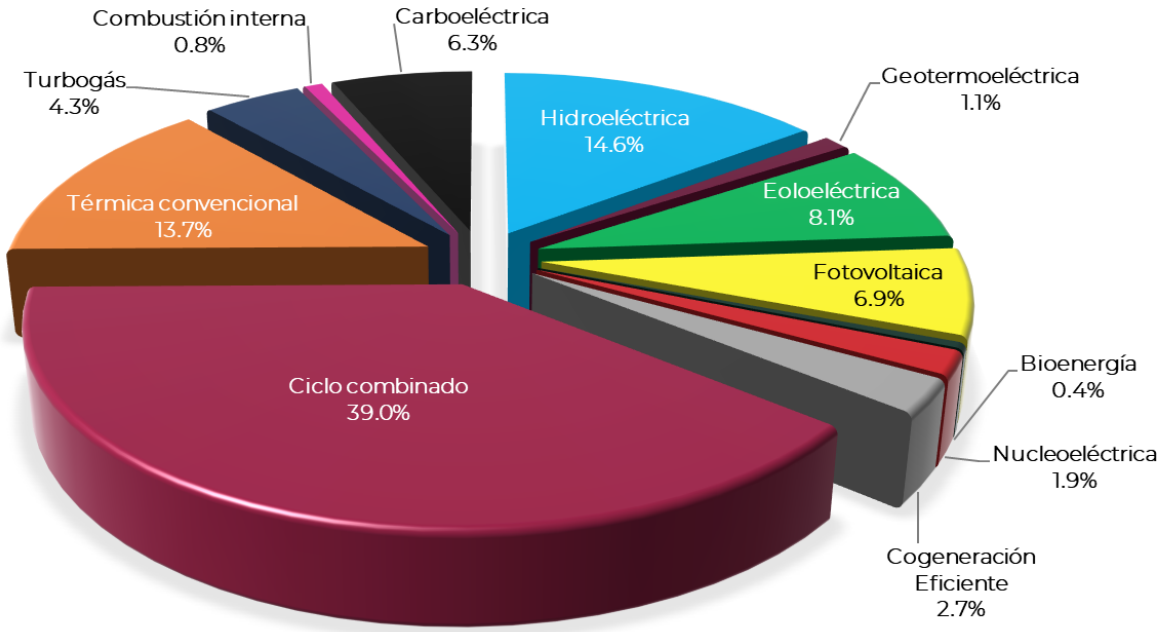


Figura 4.4.4. Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021

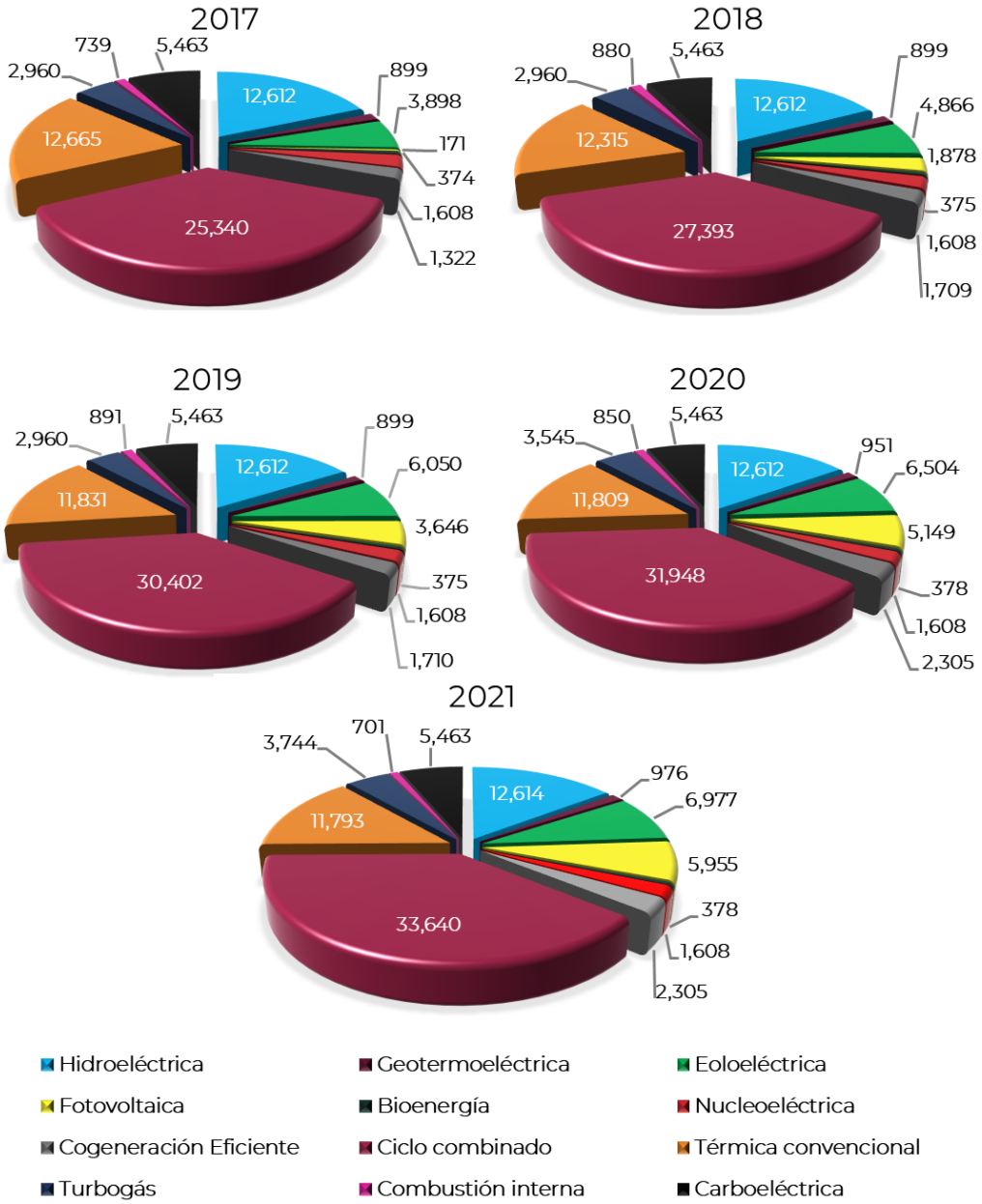


Evolución de la Capacidad Instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2021

En la figura 4.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2021 de las Centrales Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la GD y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad de las Unidades Móvil de Emergencia (UME). Ir al Anexo 4.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2021.

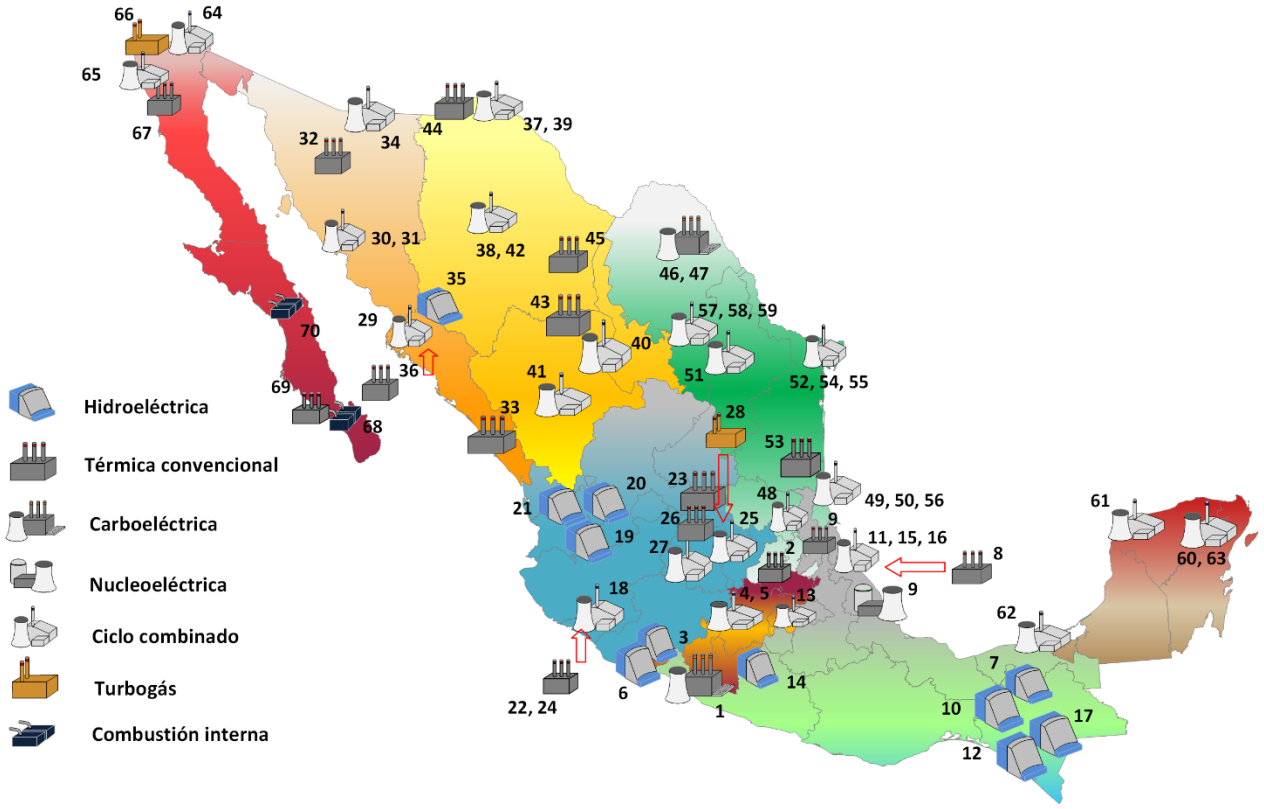
Figura 4.5.1. Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2021



Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

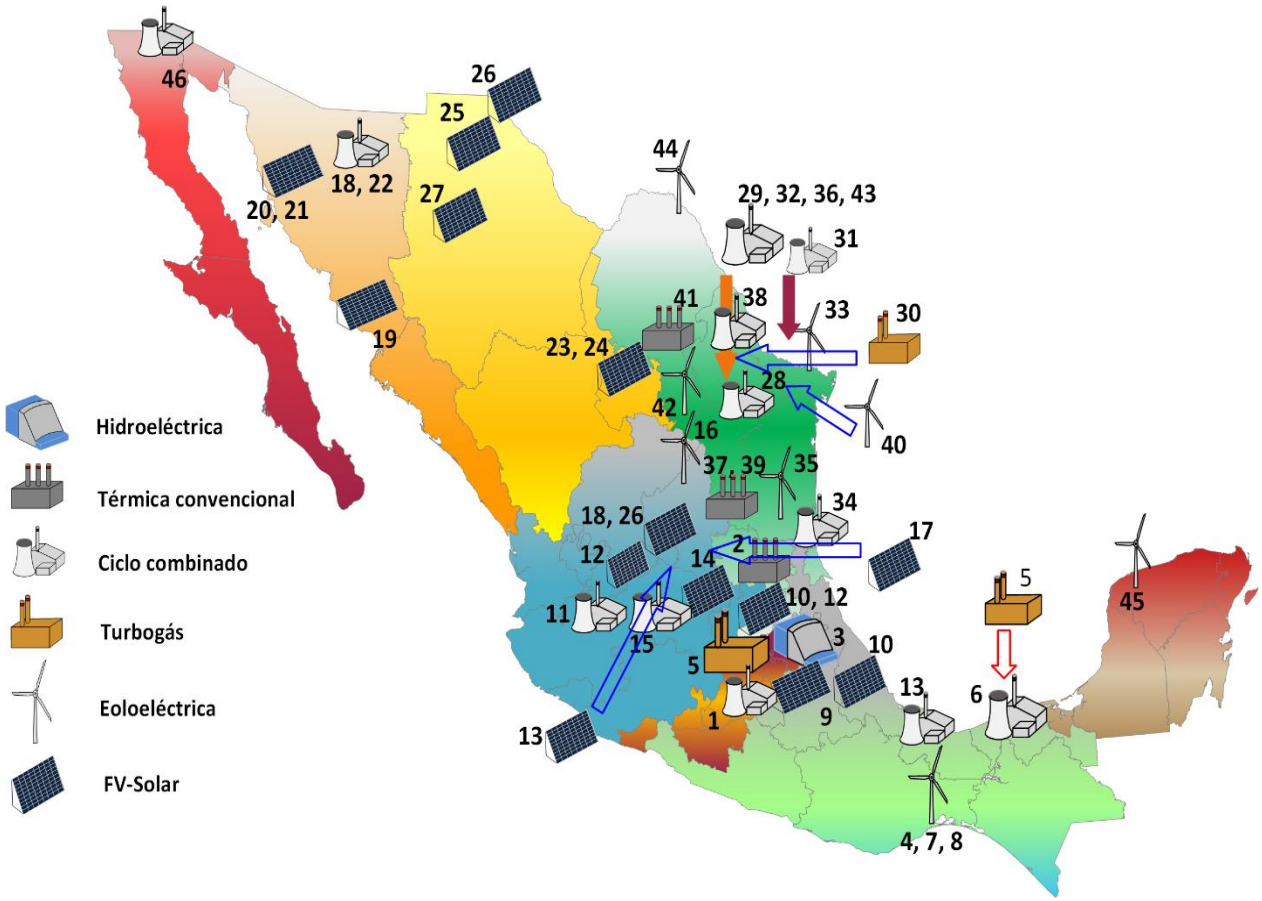
La figura 4.6.1 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas en operación y en pruebas de la CFE y los PIE que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información.

Figura 4.6.1. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2021



En la figura 4.6.2 muestra la ubicación de las primordiales Centrales Eléctricas del sector privado en operación y en pruebas. Su entidad federativa y municipio de dichas centrales se encuentran en el Anexo 4.5.

Figura 4.6.2. Principales Centrales Eléctricas privadas, al 31 de diciembre de 2021



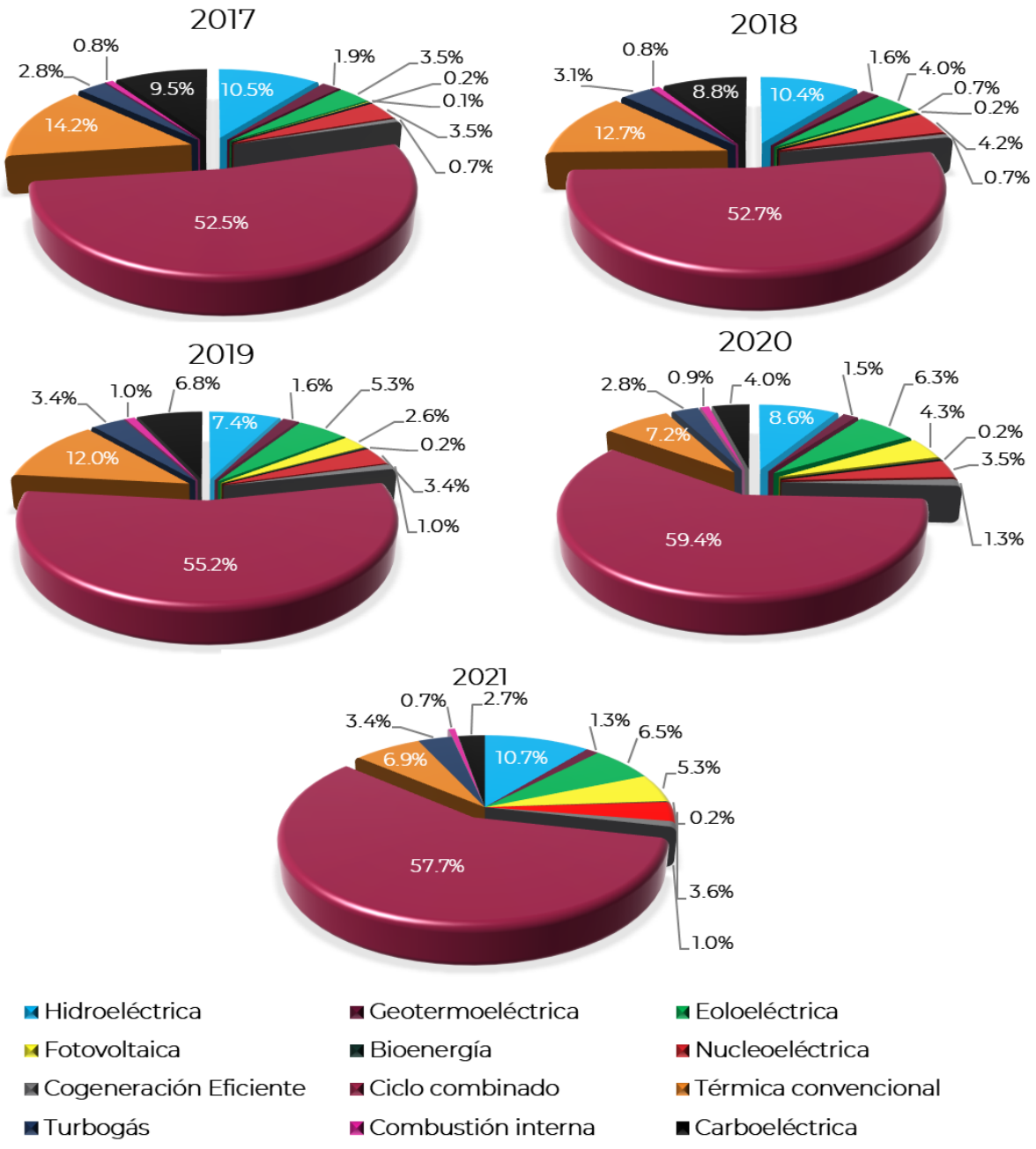
Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

En el PRODESEN 2021-2035, para el cierre de 2020 se publicó una producción de Energía Limpia de 86,988 GWh. Derivado de los cambios referentes a las fechas de inicio y conclusión, así como los factores de acreditación de Energía Limpia de las Centrales Eléctricas de COG_{ef}, se actualizaron los montos de Energía Limpia al cierre de 2020, dando como resultado 87,478 GWh[2] de Energía Limpia (28.01%, se considera el 100% de la COG_{Ef} como Energía Limpia).

[2] Por las actualizaciones por parte de la CRE posterior a la publicación del PRODESEN 2021-2035, sobre las fechas de inicio y finalización del factor de acreditación de Energía Limpia para COG_{EF}, se corrige la cantidad de producción de Energía Limpia respecto publicado en el ejercicio anterior

En la figura 4.7.1, se muestra la evolución de la generación neta (%) por tipo de tecnología, considerando los factores de acreditación de Energía Limpia para las Centrales Eléctricas con un sistema de COG_{Ef}; teniendo una producción de Energía Limpia de 68,592 GWh para el 2019 (21.58%), 80,275 GWh para el 2020 (25.70%) y 92,641 GWh de 2021 (28.63%) en el SEN, no se considera la GD-FV y Autoabasto Local; esto debido a que el Autoabasto Local no utiliza la RNT, 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 producida (%) 2018 – 2021 por tipo de tecnología, aplicando su factor de acreditación de Energía Limpia a las Centrales Eléctricas de COG_{Ef}

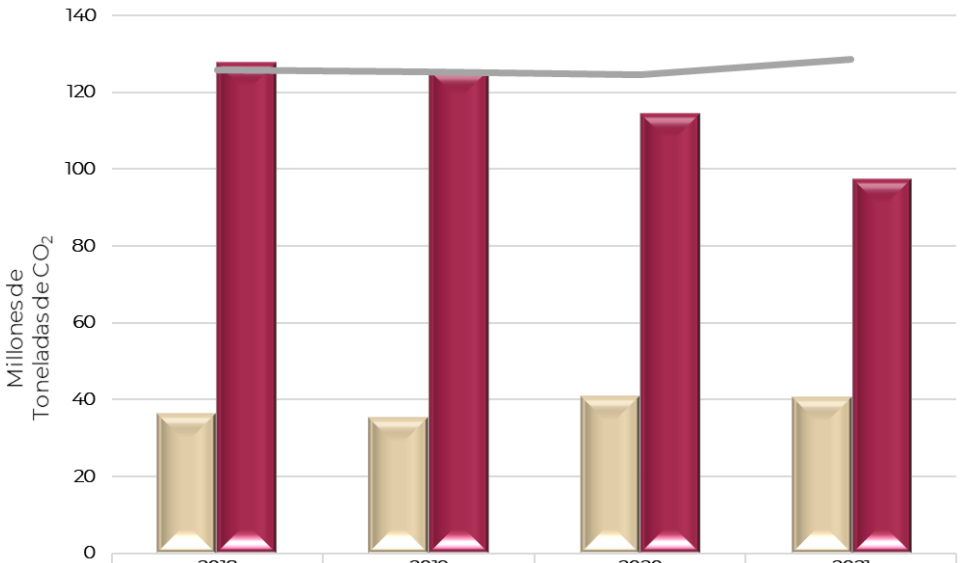


En la figura 4.7.2 muestra la evolución de las emisiones (millones de Ton) producidas del 2018 – 2021, considerando los factores de emisión de CO_2e del SEN de los años 2018 a 2021, estimados por la CRE y SEMARNAT.

Como se puede observar en la figura, se tiene una disminución en las emisiones de CO_2e con el paso de los años, esto se debe a una mayor de participación de la generación con base a Energías Limpias

.

Figura 4.7.2. Evolución de las emisiones evitadas y emisiones de CO_2e (millones de Toneladas) 2018 – 2021



	2018	2019	2020	2021
Emisiones evitadas CO2	36	35	41	41
Emisiones emitidas CO2	128	126	115	98
Metas de emisiones CO2e	126	125	125	128

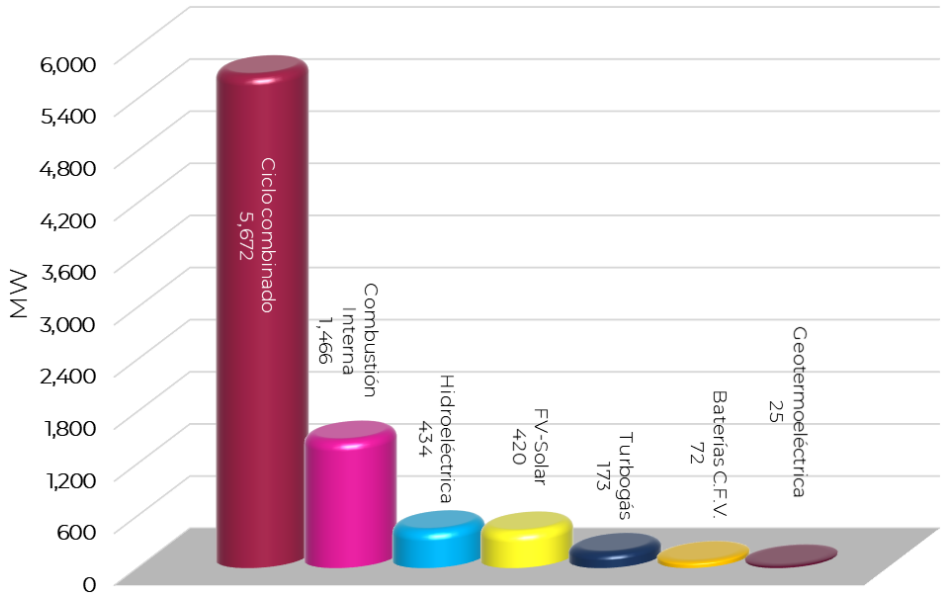
Fuente: SENER

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 sea 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 de 2022 a 2025.

Figura 4.8.1. Capacidad neta en MW, adiciones de capacidad de 2022 a 2025 de proyectos estratégicos de infraestructura

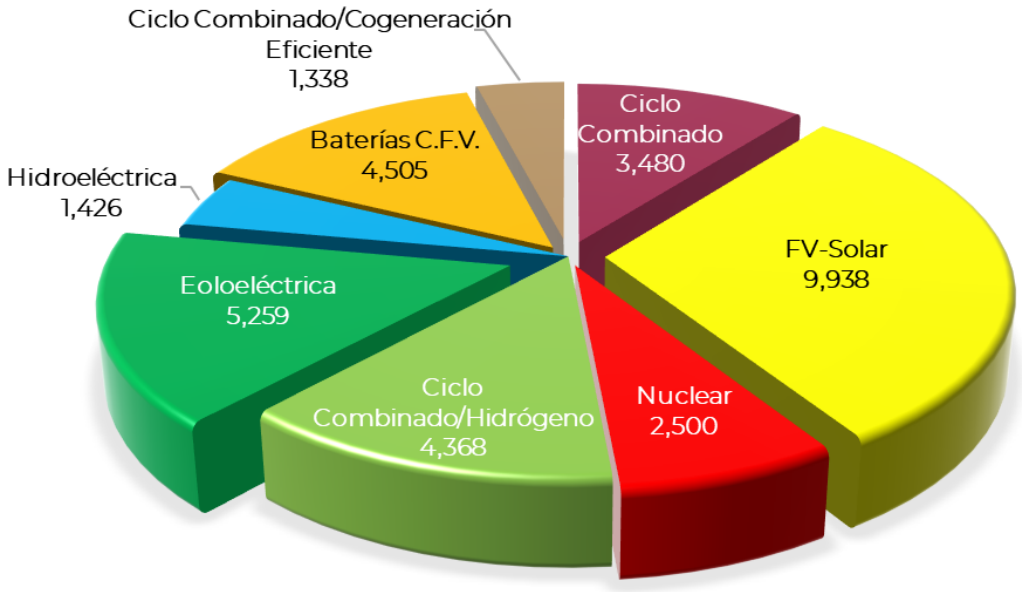


Fuente: SENER

La Figura 4.8.2, presenta las adiciones de capacidad del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética nacional de 2026 a 2036. En el ejercicio del PIIRCE 2022-2036 las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas FV y EO. Existen CCC con H_2, con una mezcla de 70% CH_4 y 30% H_2, y los CCC sin H2, se ubican en regiones con recurso de gas natural.

Los CCC que no se consideran con H_2, se ubican en regiones con recurso de gas natural, donde el H_2 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 en MW de 2026 a 2036



Fuente: SENER

El PIIRCE 2022-2036 junto a la estimación GD-FV tienen una adición indicativa de Centrales Eléctricas con energía primaria solar y viento de 24,598 MW en el periodo de 2022 a 2036.

La propuesta del PIIRCE 2022-2036 sobre el uso de H_2 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 5,513 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 70% CH_4 y 30% H_2 entre 2033 y 2036.

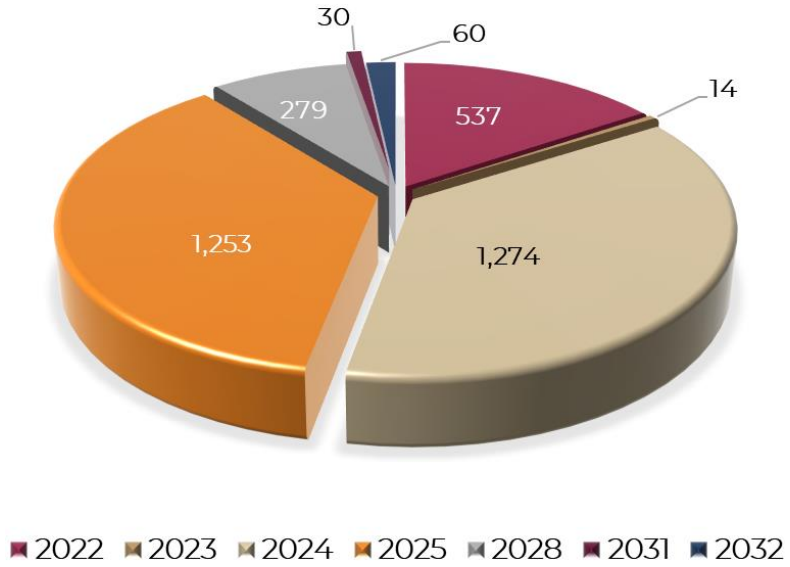
La propuesta del PIIRCE incluye con elementos de REI, la adición de sistemas de almacenamiento con baterías para mejorar la Confiabilidad en el SEN, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT; donde se espera que el cambio tecnológico de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming, términos 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 2022-2036 también se consideran 2,500 MW de capacidad 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 2026-2036 las adiciones de tecnologías fósiles con gas natural se ven reducidas a menos del 15%.

La Figura 4.8.3 presenta la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2022 a 2031, donde 3,433 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica de Gas Natural, y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

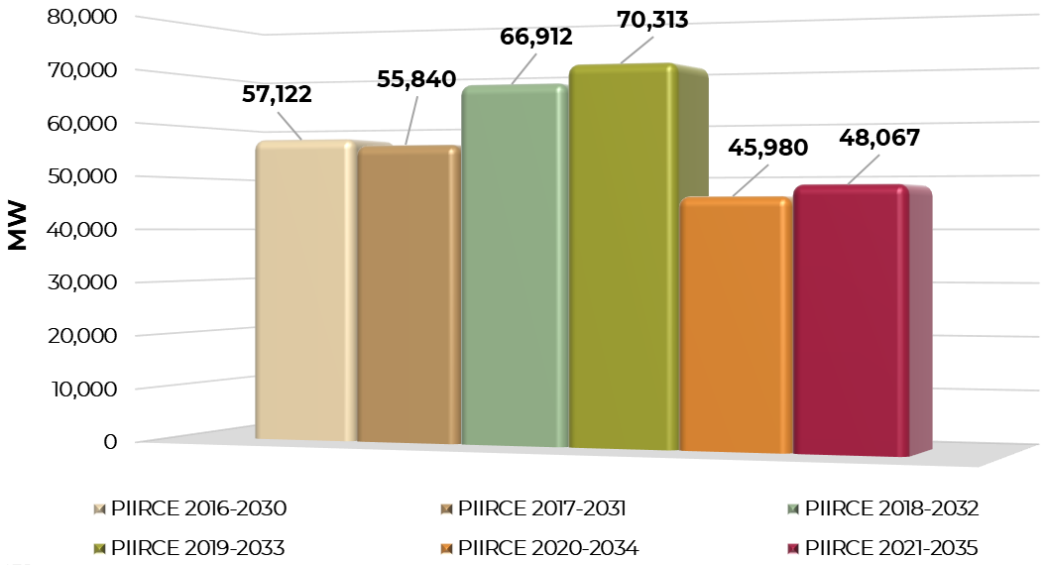
Figura 4.8.3. Capacidad en MW de sustitución de Centrales Eléctricas



Fuente: SENER

En los ejercicios del PIIRCE de 2015 a 2021 se observa en la Figura 4.8.4, que la estimación de capacidad indicativa a instalar ha variado, debido a.

Figura4.8.4. Adición de capacidad estimada (MW) en los ejercicios del PIIRCE 2016 – 203, 2017 – 2031, 2018 – 2032, 2019 – 2033, 2020 – 2034 y 2021 – 2035



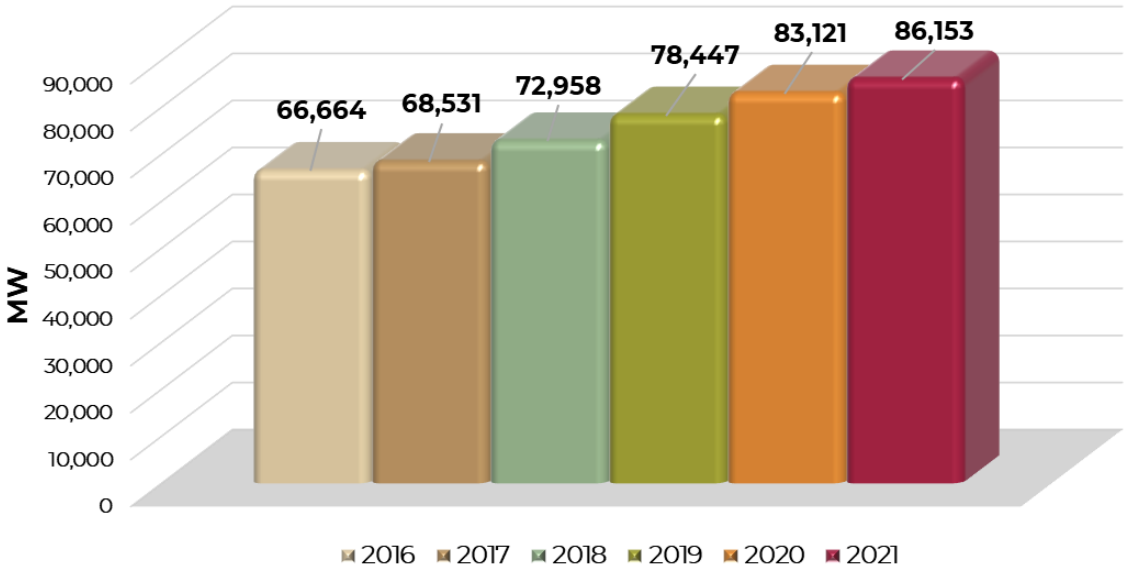
Fuente: SENER

De la Figura 4.8.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes ejercicios de planeación del PIIRCE, esto se debe principalmente a la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo, escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de H2 verde en CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la

eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN.

La Figura 4.8.5 se presenta la evolución de la capacidad instalada en operación comercial de 2016 a 2021 en el SEN.

Figura 4.8.5. Evolución de la capacidad instalada (MW) 2016 – 2021.

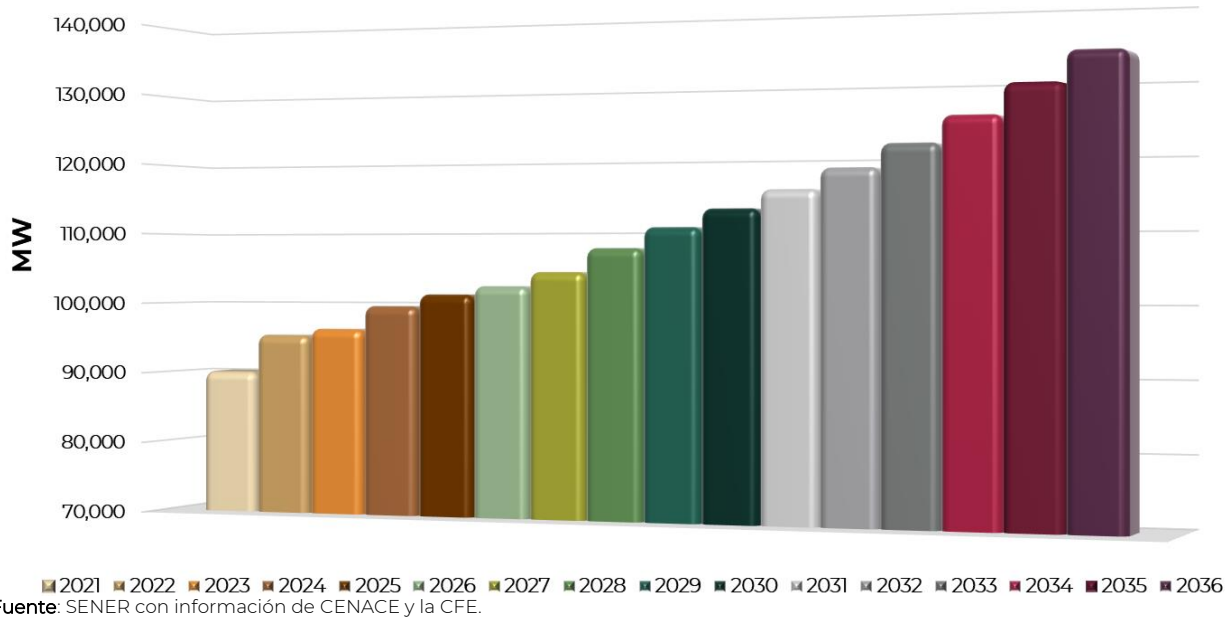


Fuente: CENACE con información de la CFE y CENACE.

De la Figura 4.8.5 se observa que, en un periodo de 5 años, la capacidad instalada se incrementó un 29.24%. En el mismo periodo la demanda máxima integrada MWh/h del SEN se incrementó 13.67% y el consumo 10.7%, en el mismo periodo el ejercicio del pronóstico en el PAMRNT 2016-2030 se estimaba un crecimiento del 20.86% para la demanda máxima integrada y del consumo de 19.76%.

La Figura 4.8.6 presenta la evolución esperada y proyectos firmes del PIIRCE 2022-2036 de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV).

Figura 4.8.6. Evolución de la capacidad acumulada 2021 – 2036 (MW).



Fuente: SENER con información de CENACE y la CFE.

Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas

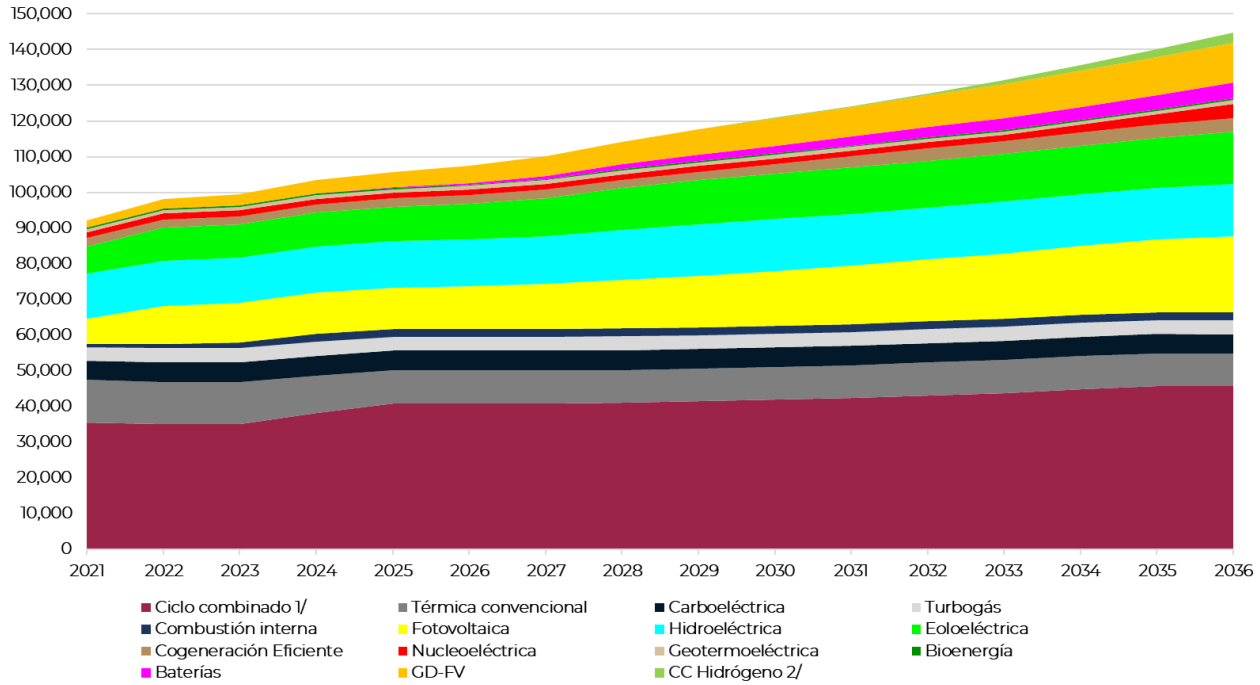
El PIIRCE publicado por la SENER resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con el cumplimiento de la política energética nacional, y reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos 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 en operación comercial y pruebas al cierre de 2021, así como la evolución esperada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación del PIIRCE 2022 – 2036.

Es importante destacar que en 2021 el 37.7% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y para el año 2036, esta participación se incrementará a 54.2%.

El PIIRCE de la SENER para el periodo 2022-2025, sólo 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; posteriormente, a partir de 2026 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.

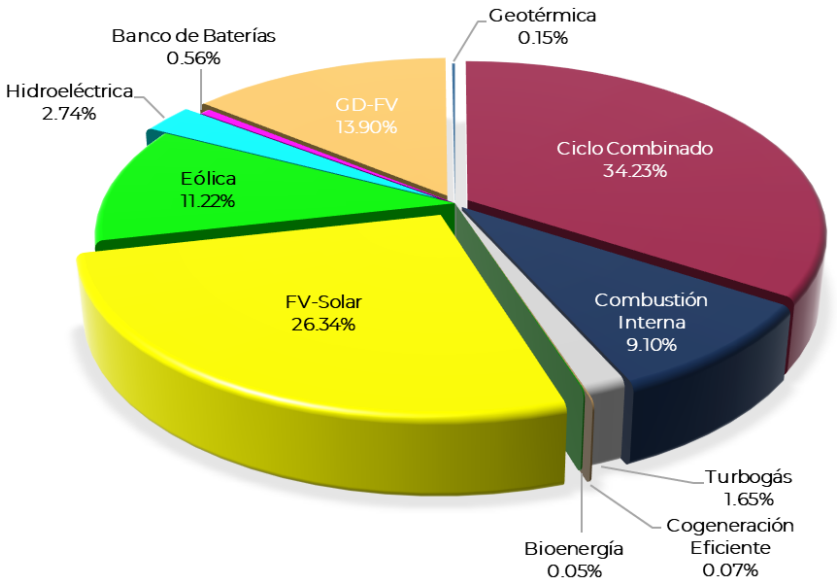
Figura 4.9.1. Evolución de la capacidad instalada (MW) PIIRCE 2021-2036



1/ Considera la proporción de 70% de CH_4 de los Ciclos Combinados con mezcla de H_2.
2/Considera la proporción de 30% de H_2 de los Ciclos Combinados con mezcla de H_2.
Fuente: SENER

La gráfica de la Figura 4.9.2 considerando la integración de la GD-FV muestra el resultado del PIIRCE al 31 de diciembre de 2025 con una incorporación de capacidad a instalar de 14,266 MW en la RNT y RGD del MEM, si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD-FV se estiman 16,568 MW (escenario planeación). Ir al Anexo 4.7 del documento. La adición de la generación de CCC, TG y CI se observa en el PIIRCE 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.

Figura 4.9.2. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología 2022-2025

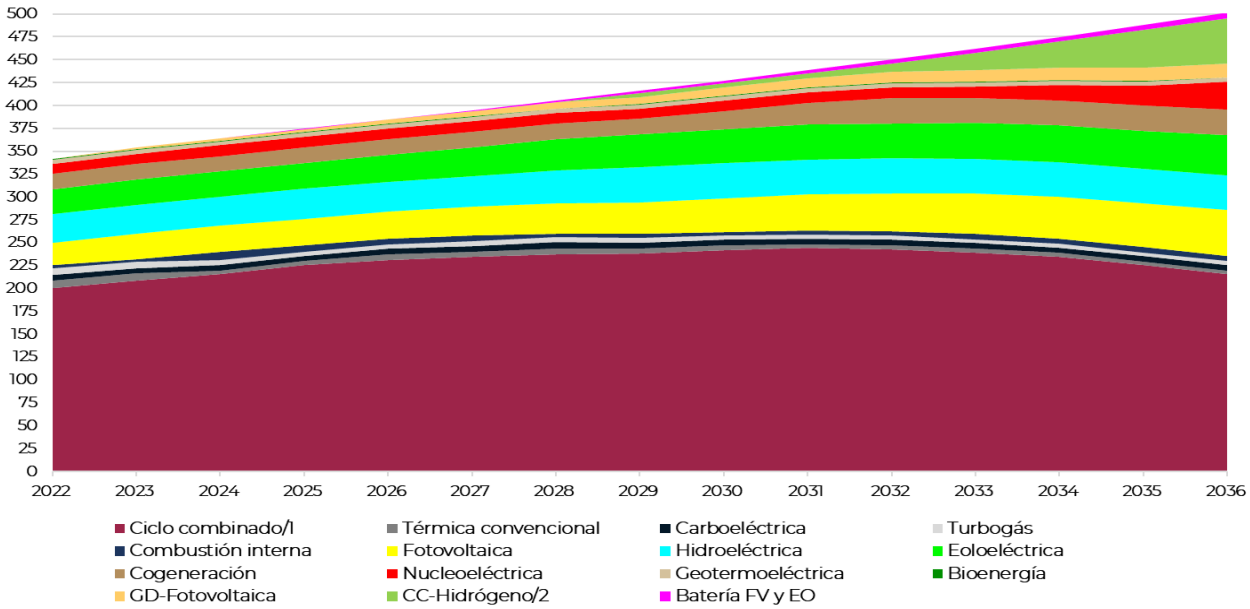


Fuente: CENACE y SENER

La figura 4.9.3, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2022 a 2036 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.

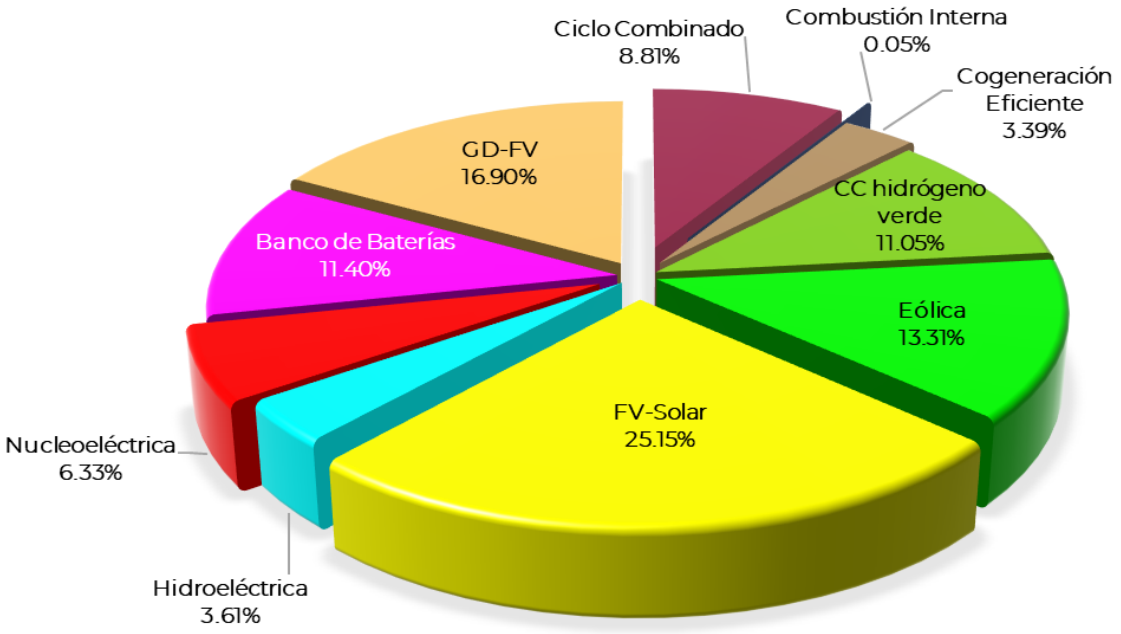
Figura 4.9.3. Evolución de la producción de energía PIIRCE 2022-2036 (TWh)



1/ Considera la proporción de 70% de CH_4 de los Ciclos Combinados con mezcla de H_2.
2/Considera la proporción de 30% de H_2 de los Ciclos Combinados con mezcla de H_2.
Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.
Fuente: SENER

El PIIRCE 2022-2036 del periodo 2026-2036 estima una incorporación de capacidad a instalar de 39,510 MW, incluyendo la GD-FV (6,679 MW) y sistemas de almacenamiento (4,505 MW de 2026 – 2036). La gráfica de la Figura 4.9.4 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2026 a 2036. El objetivo de los sistemas de almacenamiento como elementos REI, es aumentar la flexibilidad operativa y la Confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de Grid Following a Grid Forming) ante diferentes disturbios que pueden presentarse; el PIIRCE 2022-2036 considera a los sistemas de almacenamiento vinculados a futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento. Ir al Anexo 4.8.

Figura 4.9.4. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de 2026 a 2036



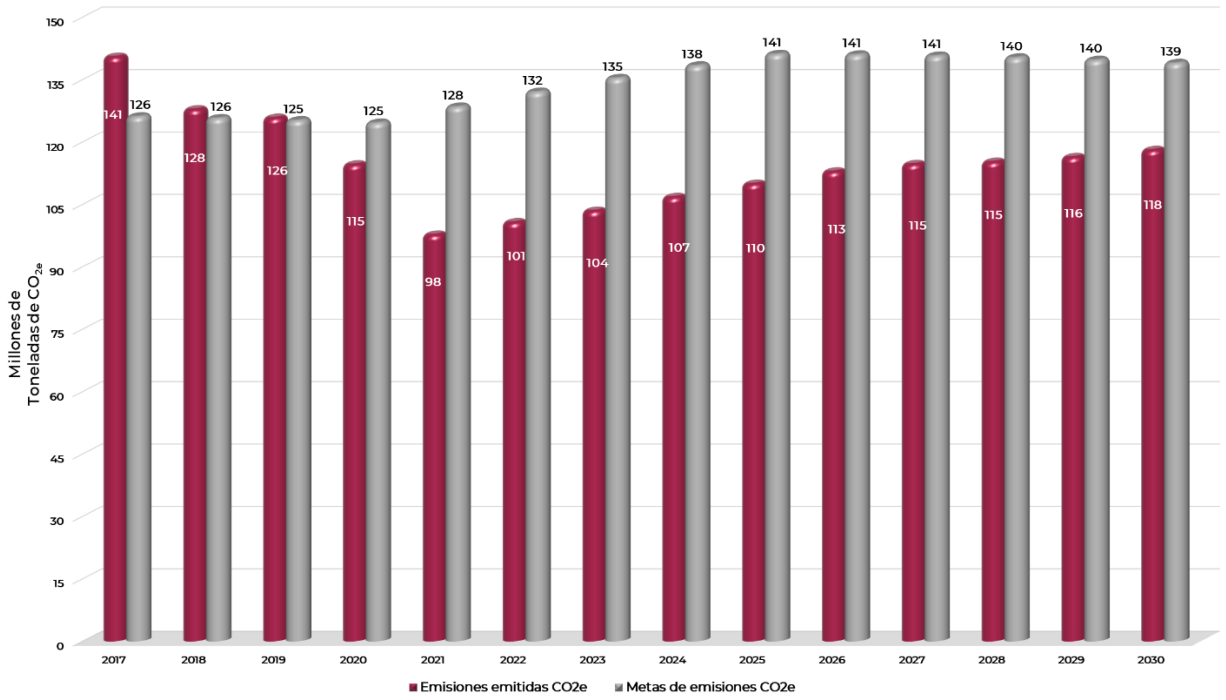
Fuente: SENER

Evolución de emisiones de CO_2e

La Figura 4.10.1, presenta la estimación de emisiones de CO_2e resultado de la producción neta de la generación energía eléctrica inyectada a la RNT y las RGD. Se observa que a partir de 2020 las emisiones de CO_2e son menores a la trayectoria esperada para el sector de electricidad y con ello se da cumplimiento a las emisiones de GEI al 2030. También se observa que el PIIRCE 2022 – 2036 tiene una tendencia a mantener las emisiones de CO_2e por debajo de la meta compromiso de 139 millones de toneladas con respecto a la producción de energía eléctrica. El PIIRCE 2022-2036 describe que en las estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda y que son del sector privado, y que considera la GD-FV a partir de 2022 dentro de la evolución de emisiones como parte de las Energías Limpias, dado que disminuyen el consumo y demanda observado en el MEM

.

Figura 4.10.1. Evolución de las emisiones de CO_2



Fuente: SENER

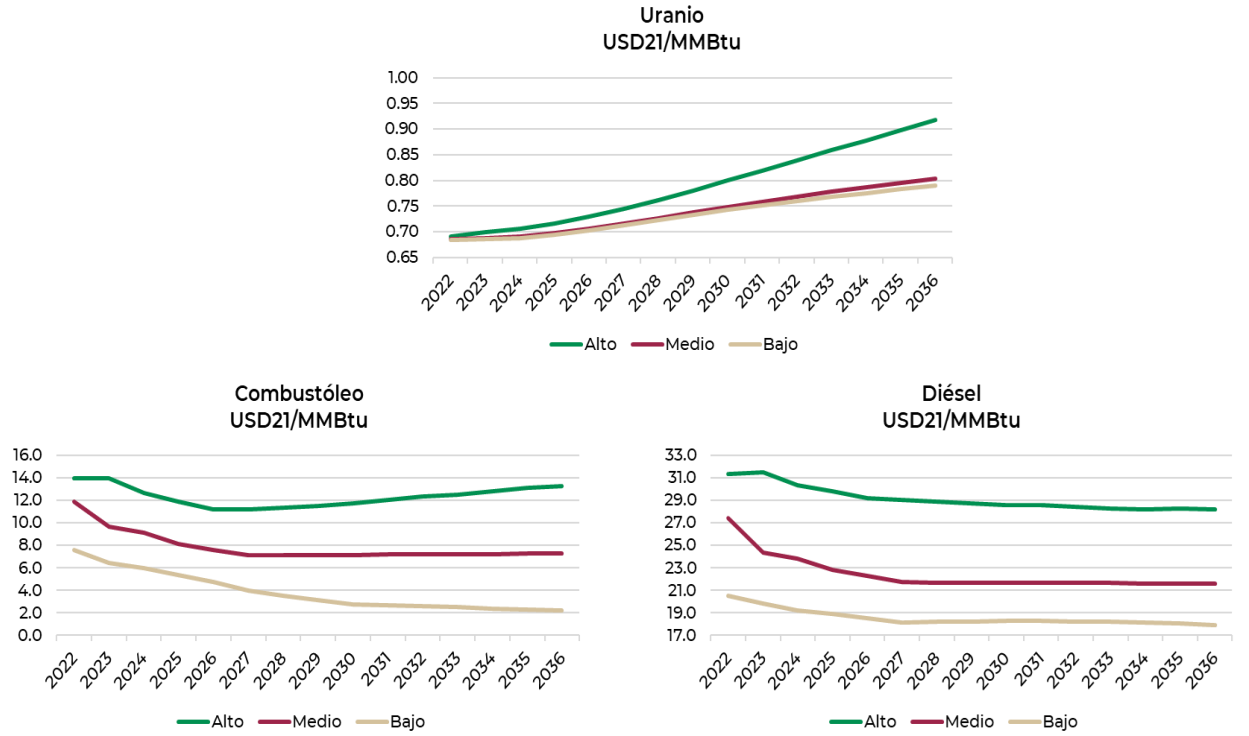
Evolución de precios de combustibles

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



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 comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, 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. Precios nivelados de combustibles en $/MMBtu

COMBUSTIBLES	2018-2032	2019-2033	2020-2034	2021-2035	2022-2036
Combustóleo	9.90	11.19	5.55	5.85	7.99
Diésel	25.44	27.49	20.82	21.11	22.11
Carbón	3.48	3.90	3.82	3.57	3.55
Gas Natural	5.26	5.03	2.95	3.18	3.16
Uranio	0.71	0.71	0.73	0.73	0.72

Fuente: SENER con información de la CFE

Margen de Reserva

Para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos por el CENACE, el 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, tendrá un efecto importante en el margen de reserva 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 margen de reserva en la demanda máxima de la noche. Derivado de esto, el PIIRCE 2022-2036 considera sistemas de almacenamiento con 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.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$\mathrm{MR}(\%) = 100\frac{\mathrm{CD} - \mathrm{DM}}{\mathrm{DM}}$$

donde, CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

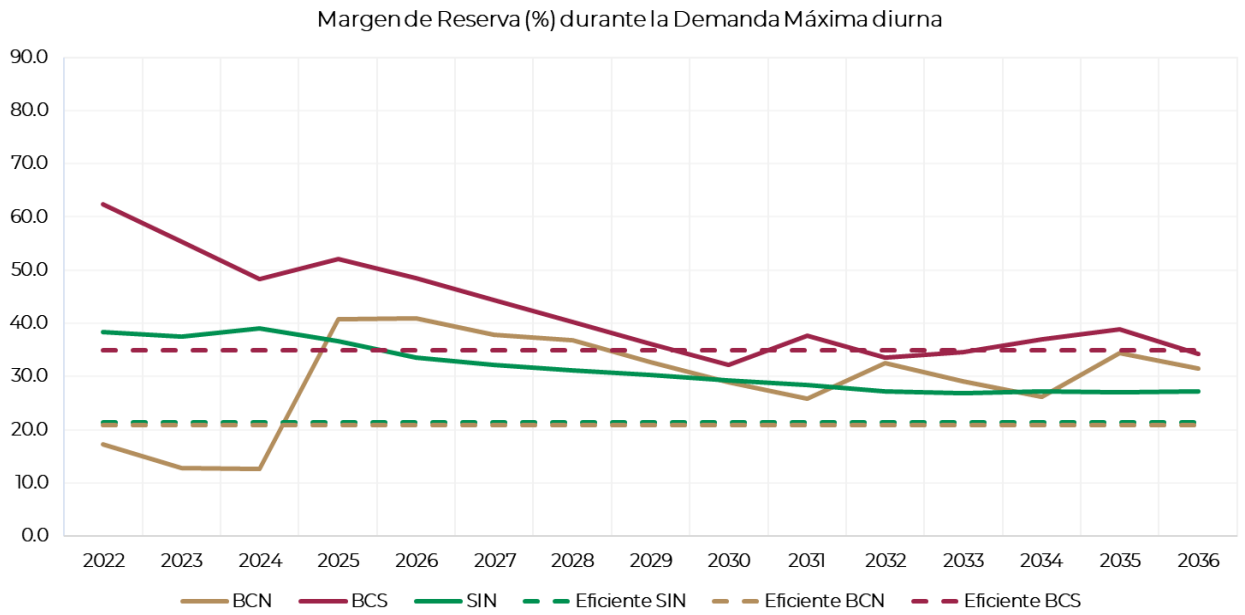
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación.

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

La Figura 4.12.2, presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN. Ir al Anexo 4.10 del documento.

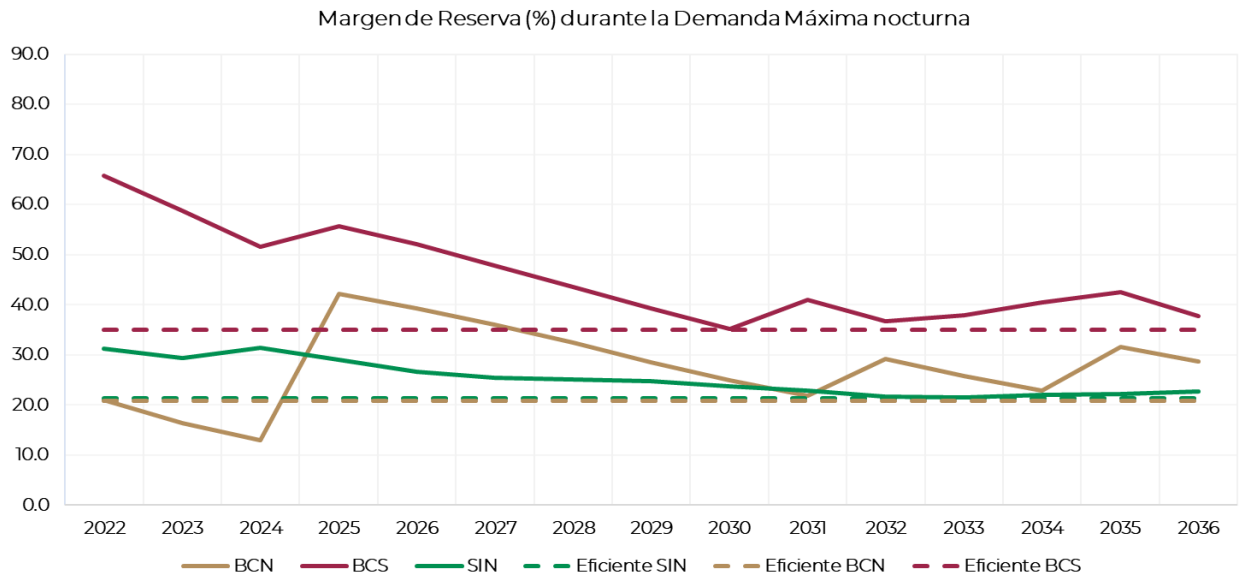
Figura 4.12.2. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna



Fuente: SENER

La Figura 4.12.3, muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna. Ir al Anexo 4.10 del documento.

Figura 4.12.3. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima nocturna



Fuente: SENER

Ejercicio de planeación de la matriz Energética Nacional al 2050 con diferentes escenarios de estudio

El consumo energético de México está basado en combustibles fósiles, pues las necesidades energéticas del país en todos los sectores de consumo han sido abastecidas por estos combustibles. El suministro que proviene del crudo y los petrolíferos, y del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo es prácticamente predominante en la matriz energética nacional.

Para poder alcanzar las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética al largo plazo es necesario la incorporación de nuevas tecnologías en la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como mejorar la eficiencia en los procesos que garanticen la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable.

Con base a tres escenarios de pronóstico de demanda y consumo, donde se consideran cambios en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico, es decir una mayor participación de la energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y transporte.

Se realizaron estimaciones para la composición de la matriz energética en la producción de energía eléctrica, con un cambio significativo a partir del 2035 (en el PIIRCE 2022-2036 se observa la participación de H_2 verde y nuclear previo a esta fecha), donde se espera que México tenga tecnología o que está sea asequible en sectores como la producción, almacenamiento y transporte del H_2 verde para la producción de energía eléctrica, el almacenamiento con bancos de baterías (en PIIRCE 2022-2036 a partir de 2026 se observa una participación gradual), la concentración solar, entre otros, tengan costo de capital, operación y mantenimiento accesibles para el Usuario Final; el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica en el segundo párrafo establece “El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional”; la Ley de Transición Energética establece en varios artículos que el cumplimento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética es de forma gradual y bajo condiciones de viabilidad económica.

A continuación, se presentan diferentes escenarios de producción de energía eléctrica, en los que se consideraron cambios en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por su consumo eléctrico, es decir, una mayor participación de la energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y transporte.

Estos escenarios, ayudan al CENACE a visualizar a muy largo plazo como deberá ser la expansión de la RNT y las RGD, y cuales tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes se deberán incorporar para garantizas la Confiabilidad del SEN.

Para lo anterior, se tomó en consideración la GD-FV, la EM y los cambios tecnológicos de cargas térmicas de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar no-eléctrico (CHLS) por cargas eléctricas en el sector residencial y comercial, así como solar no eléctrico. Dicha participación adicional en la Industria Eléctrica deriva en un cambio de la Matriz Energética que se considera a partir del 2035.

Para abastecer el suministro de la demanda y consumo derivado de tres escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia de 2035 a 2050, se prevé la integración de tecnologías de generación como:

- Generación eólica y fotovoltaica;
- Generación hidroeléctrica;
- Bioenergía;
- Generación geotérmica;
- Tecnologías con cogeneración eficiente;
- Ciclos combinados que consumen 30% de H_2 verde y 70% gas natural;

- Se considera cambio en la mezcla de combustibles en los ciclos combinados de nuevas tecnologías[3];
- Generación con concentración solar;
- Generación nuclear, y
- Bancos de baterías.

En el escenario 1, se tiene un 14.5% de la GD-FV, un cambio en el sector vehicular del 33.0% a EM y 30.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

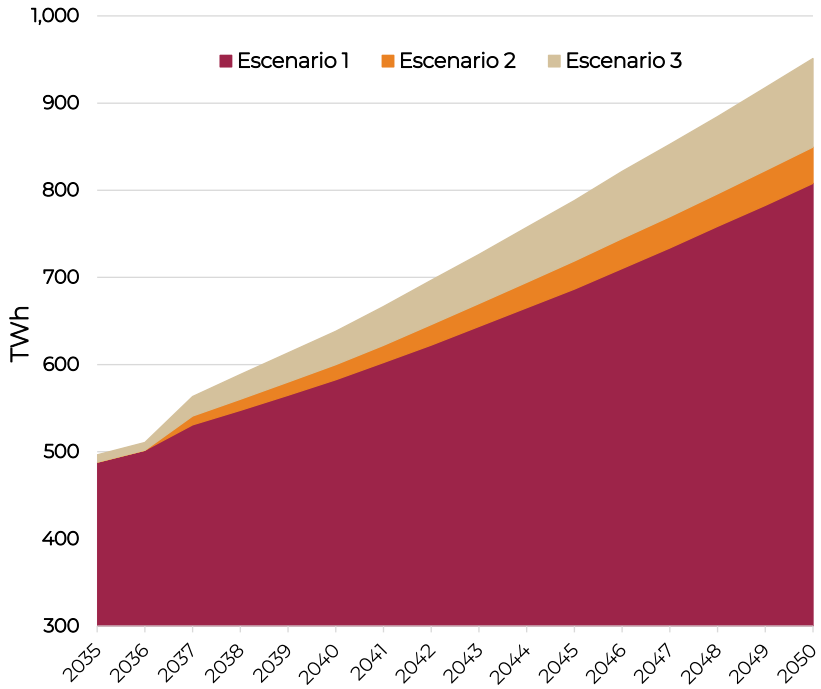
En el escenario 2, se tiene un 14.5% de la GD-FV, realizando un cambio en el sector vehicular del 51.0% a EM y 50.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

En el escenario 3, se tiene un 21.0% de la GD-FV, realizando un cambio en el sector vehicular del 81.0% a EM y 80.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

La Figura 4.13.1 muestra la evolución de la producción de energía eléctrica requerida del 2035-2050 para los tres escenarios, el escenario 3 con una transición energética más significativa en el sector transporte vehicular y cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, en 2050 requiere de 102 TWh más de producción de energía eléctrica que el escenario 1. Ir al Anexo 4.11 del documento para más información.

Si bien los tres escenarios con la electrificación del sector transporte, residencial y comercial el consumo de energía eléctrica tiene aumento significativo, esta reduce el uso de combustibles fósiles en estos sectores.

Figura 4.13.1. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica 2035-2050 del SEN



Fuente: CENACE y SENER

[3] Esto dependerá del fabricante de las turbinas, adecuaciones a turbinas ya instaladas y su cercanía a Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas para la producción de H2 verde con proceso de electrólisis, así como a la red de transporte de gas natural

La Figura 4.13.2 muestra la producción de Energía Limpia del periodo 2035-2050. El cambio pronunciado en 2035 se debe al cambio de la mezcla de combustible a 70% gas natural (CH_4) y 30% H_2 verde en aquellos seleccionados a partir de este año. Este cambio podría ser gradual y dependerá de la inversión en los procesos de electrolisis con Energía Limpias y las modificaciones requeridas en las turbinas de los CCC, pero se estima que entre 2035 a 2040 el cambio sea significativo para la reducción de emisiones de GEI. Ir al Anexo 4.12 del documento para más información.

Las tecnologías basadas en H_2 verde pueden ser relevantes para acelerar el proceso de integración de Energías Limpias a los Sistemas Eléctricos en el largo plazo. La producción de H_2 verde ayudaría a reducir los cortes de Energía Limpia con base a tecnología solar y viento en sistemas con una alta penetración o en puntos altamente congestionados de la Red Eléctrica. No obstante, para que estos sistemas sean competitivos requieren de un alto factor de uso de los electrolizadores. Es decir, con la tecnología actual, se requeriría de la instalación de Centrales Eléctricas Eólicas y Fotovoltaicas con altos factores de planta dedicadas a la generación de H_2 verde.

Actualmente, se estima que con costos nivelados de la energía solar y eólica (LCoE) de 20 USD/MWh y una disponibilidad de 6 mil horas a plena carga de los electrolizadores, el hidrógeno podría competir con procesos reformado de vapor de metano del gas natural[4].

Las tecnologías más modernas de turbinas de gas pueden manejar diferentes mezclas entre gas natural e hidrógeno, lo cual podría permitir una reducción en las emisiones de CO_2. Por ejemplo, una mezcla de 5% H_2 y 95 % gas natural resultaría en una reducción estimada de 1.5% en las emisiones de CO_2. También, el poder calorífico del H_2 es aproximadamente 3 veces menor que el gas natural por lo que se requeriría un aumento de la misma magnitud en el flujo volumétrico para mantener el poder calorífico. La operación de estas unidades con un 100% de H_2 verde probablemente requeriría de importantes inversiones para adaptar los sistemas de combustión derivado del diferente comportamiento químico y físico del proceso[5].

Para lograr una transición energética se necesitará de un estudio detallado de cómo las tecnologías a base de H_2 verde pueden implementarse en el contexto nacional, en el desarrollo de tecnología y la coordinación y cooperación con los diferentes actores de la industria.

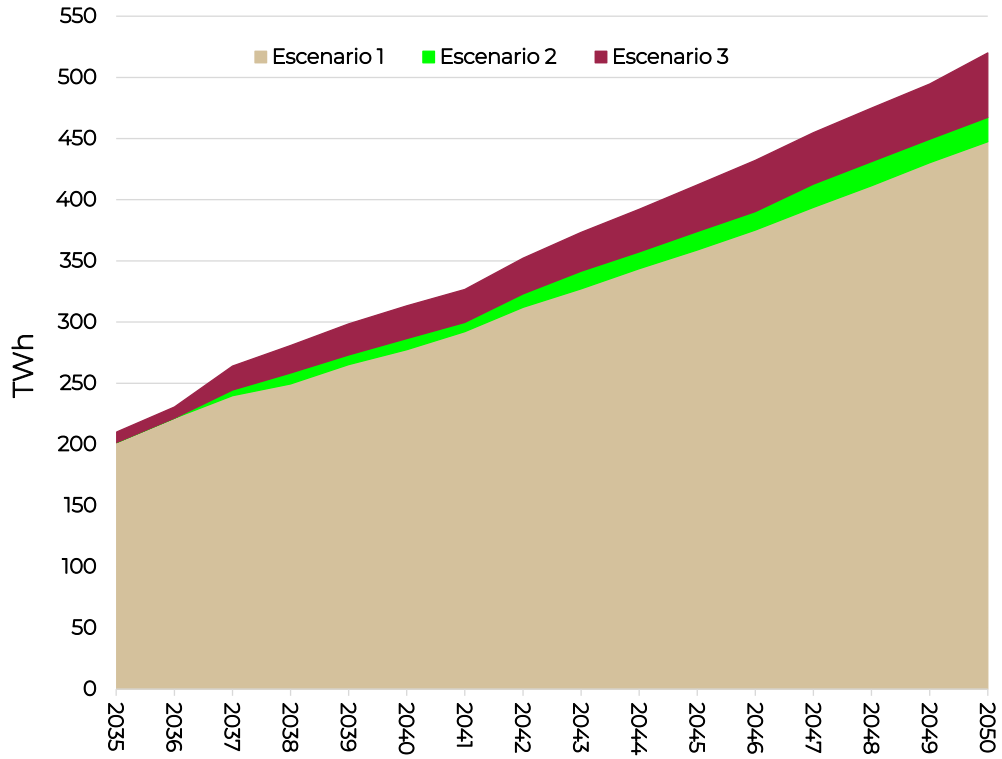
Si bien los potenciales son altos para el H_2 verde, se deben considerar las mismas restricciones que existen para las Centrales Eléctricas FV y EO dado la eficiencia de los procesos de hidrolisis que requieren de un alto consumo de energía eléctrica para la producción de H_2, lo que se traduce en grandes extensiones de terreno para las Centrales Eléctricas FV y EO.

Para el escenario 3 con una transición energética más significativa en el sector transporte vehicular y cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, en 2050 requiere de 53 TWh más de producción de energía eléctrica con Energía Limpia que el escenario 1.

[4] Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world, SIEMENS 2019

[5] Power to gas: Hydrogen for Power Generation, GE Power 2019

Figura 4.13.2. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica con Energía Limpia 2035-2050 del SEN



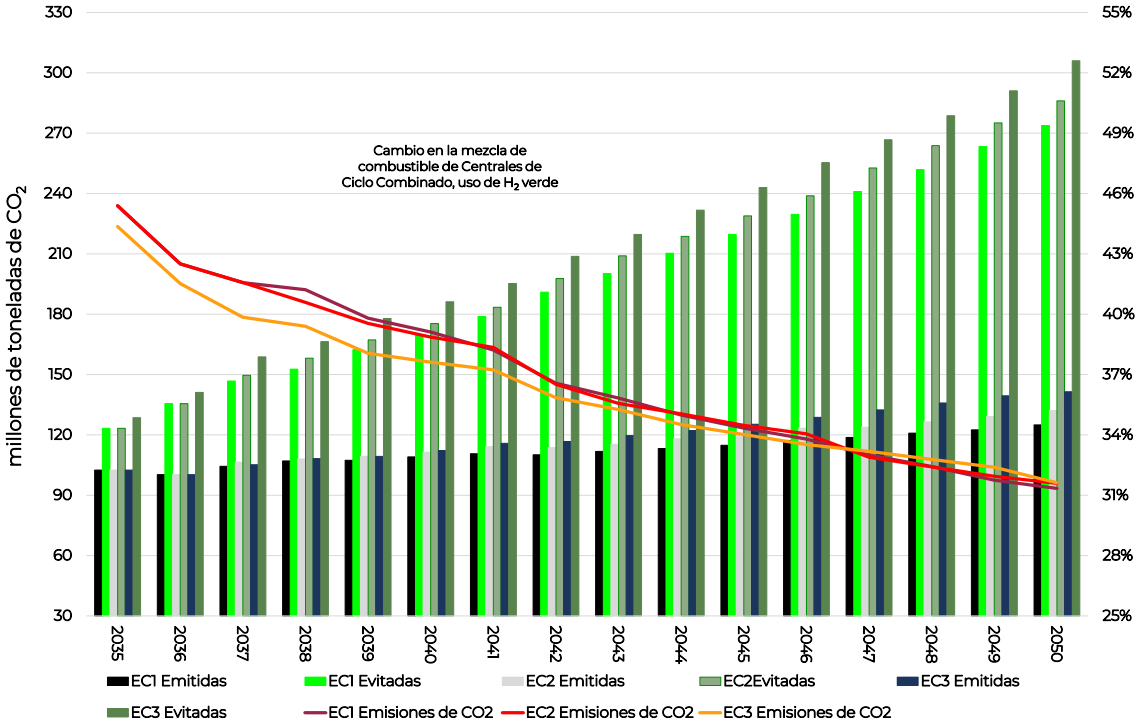
Fuente: CENACE y SENER

La Figura 4.13.3 muestra la evolución de la emisión de CO_2 y las emisiones evitadas por la incorporación de Energías Limpias en millones de toneladas, y el porcentaje de las emisiones de CO_2 del total de producción de energía eléctrica, con base al COPAR de Generación 2021, para los tres escenarios analizados de 2035 a 2050. Ir al Anexo 4.13 del documento para más información.

El cambio de consumo del sector residencial y comercial hacia una mayor electrificación y menor dependencia de CHLS, se observa que entre mayor sea la electrificación la reducción de las emisiones de CO_2 es menor. Se deberá realizar un estudio integral midiendo el impacto del cambio del consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial, así como del sector transporte para medir el efecto real en las emisiones de CO_2.

En ejercicios siguientes, se presentarán los resultados estimados con respecto a las emisiones de CO_2 evitadas por el cambio de consumo en los sectores residencial, comercial y transporte.

Figura 4.13.3. Evolución estimada de emisiones de CO_2 2035-2050 del SEN



EC1: Escenario 1, EC2: Escenario 2, y EC3: Escenario 3.
El cálculo del CO_2 es con base al COPAR 2021 corresponde a cada tecnología
Se empleo el factor de CO2 promedio (COPAR 2021) de una Carboeléctrica, Térmica convencional con combustóleo, Térmica convencional con diésel, Térmica convencional con gas y Ciclo Combinado, para el cálculo de las emisiones evitadas
Fuente: CENACE y SENER

La Figura 4.13.4 muestra el porcentaje de las metas de Energía Limpia, para alcanzar entre el 50-55% de la energía eléctrica producida para 2050 con Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

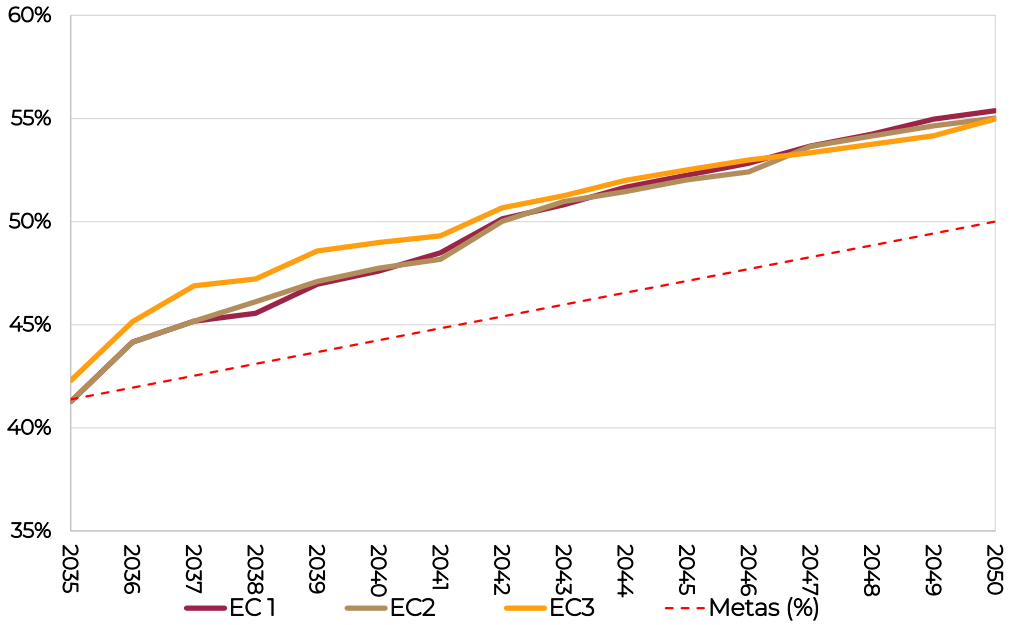
Se aprecia una pendiente pronunciada con la incorporación en la matriz energética del H_2 verde, la Concentración Solar, almacenamiento y nuclear a partir del 2035.

En ejercicios siguientes, se incorpora en las evaluaciones entre la energía con H_2 verde y sistemas de captura de CO_2, Desde el punto de vista de la inversión, la escala es relevante.

Las plantas de Captura y Almacenamiento CO_2 requieren una cierta escala para justificar la inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento de CO2, los electrolizadores operan a una escala más pequeña utilizando tecnología más modular, que puede expandirse gradualmente y ajustarse a la demanda[6], una buena combinación de estas dos tecnologías brindaría Confiabilidad en el Suministro Eléctrico con Centrales Eléctricas Convencionales y reduciría significativamente las emisiones de CO_2. Ir al Anexo 4.14 del documento.

[6] IEA 2019

Figura 4.13.4. Porcentaje de metas de Energía Limpia 2035 a 2050

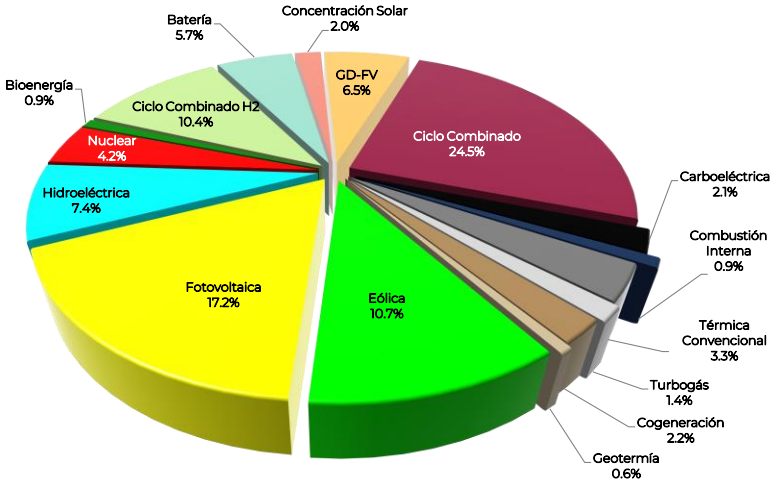


Fuente: SENER y CENACE

Capacidad neta instalada por tecnología

La Figura 4.14.1 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada por tipo de tecnología para el escenario 1 estimado para el año 2050.

Figura 4.14.1. Capacidad neta instalada (MW) por tecnología para Escenario 1
2050 capacidad instalada 239,731 MW

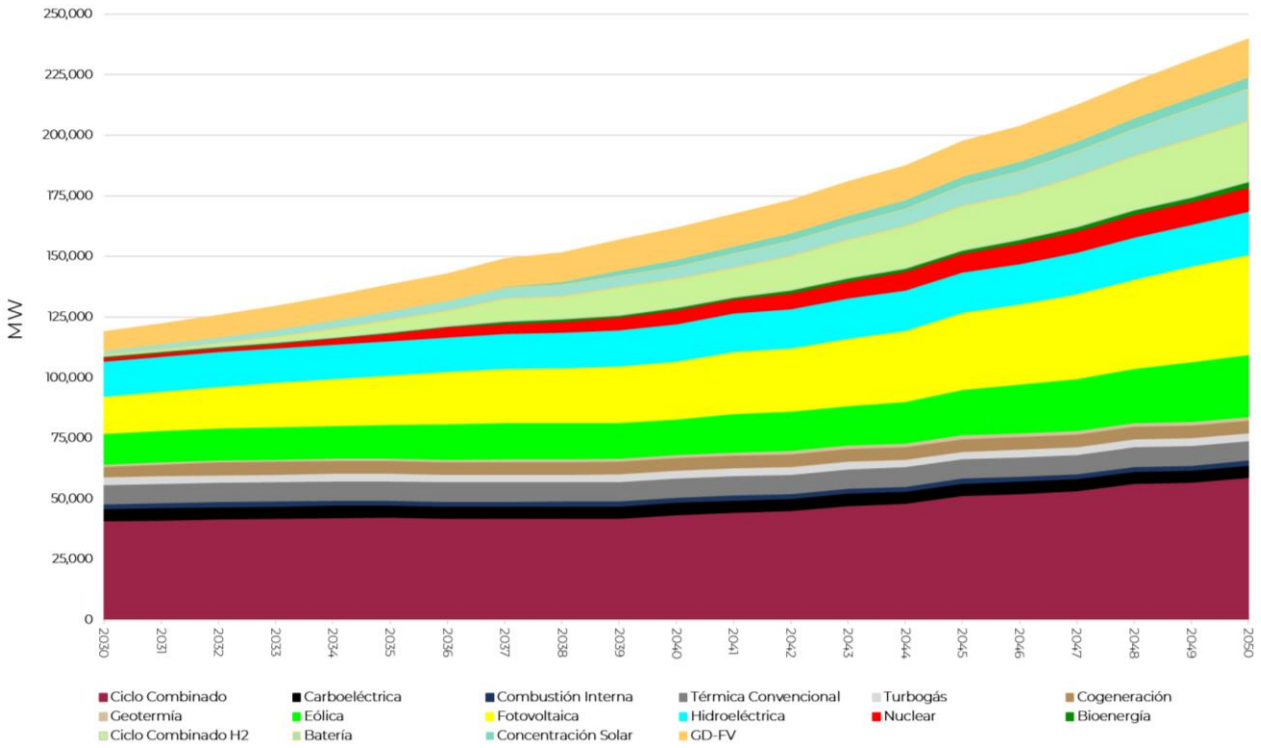


Fuente: CENACE y SENER

Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 34.41% y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

La Figura 4.14.2 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2030 a 2050 para el escenario 1. Con la incorporación de H_2 verde y el cambio en la matriz de consumo residencial para el cumplimiento de las metas se observa un incremento en la Energía Limpia.

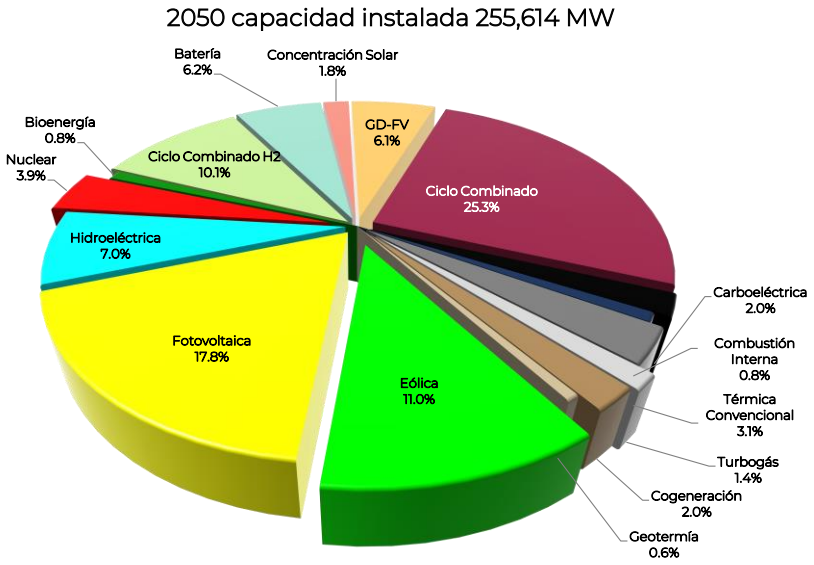
Figura 4.14.2. Capacidad neta instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 1



Fuente: CENACE y SENER

La Figura 4.14.3 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología para el escenario 2 estimado para el año 2050.

Figura 4.14.3. Capacidad neta instalada por tecnología para Escenario 2

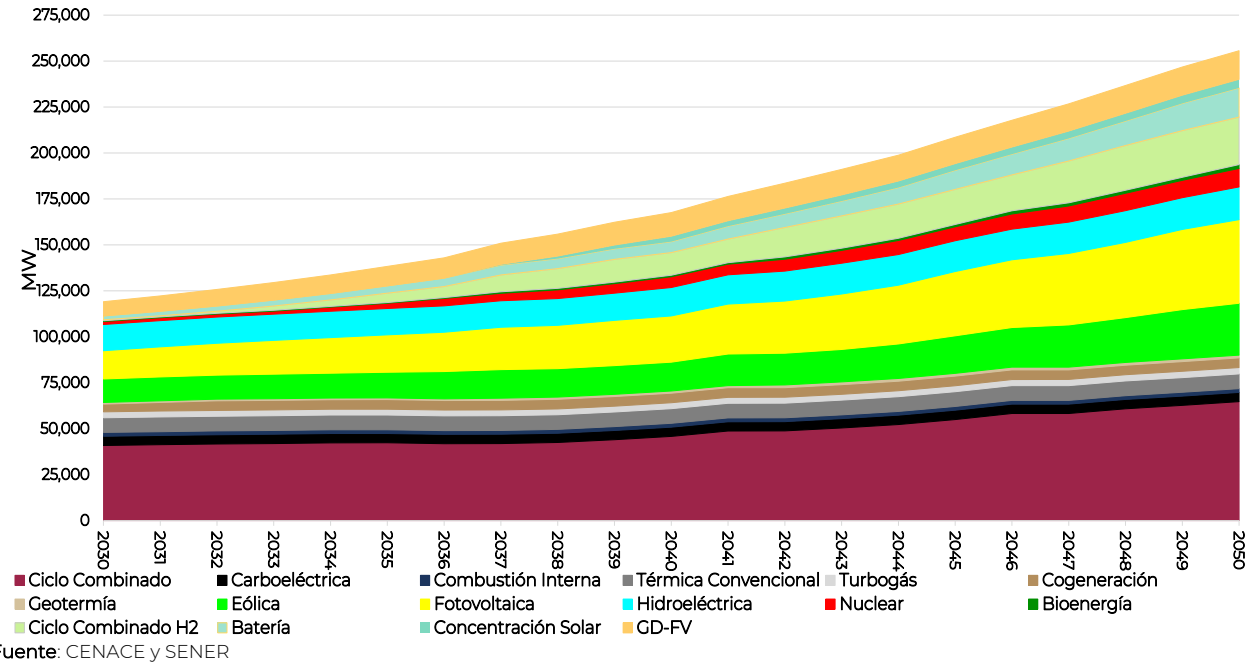


Fuente: CENACE y SENER

Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 34.64% y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

La Figura 4.14.4 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2030 a 2050 para el escenario 2.

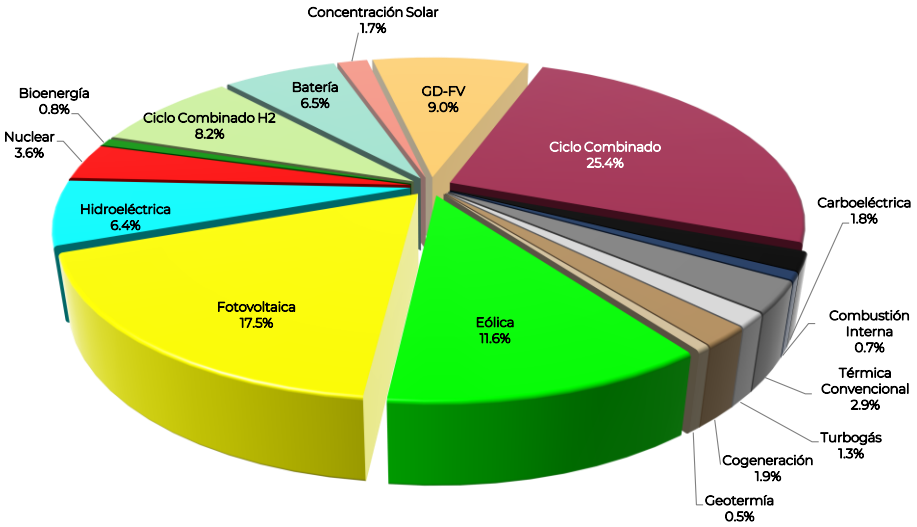
Figura 4.14.4. Capacidad neta Instalada (MW) 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 2



Fuente: CENACE y SENER

La Figura 4.14.5 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología para el escenario 3 estimado para el año 2050.

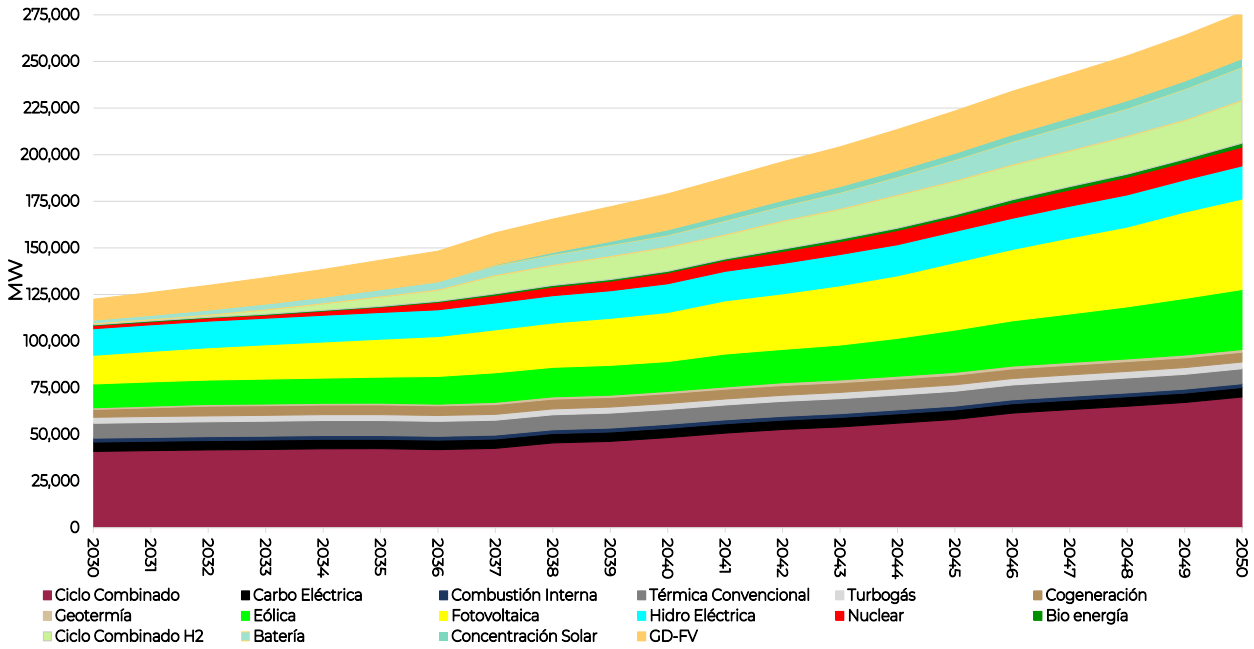
Figura 4.14.5. Capacidad neta instalada por tecnología para Escenario 3
2050 capacidad instalada 276,383MW



Fuente: CENACE y SENER

Para este escenario en 2050, la capacidad neta instalada en MW correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 34.03 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia. La Figura 4.14.6 muestra la evolución de la capacidad instalada de 2030 a 2050 para el escenario 3.

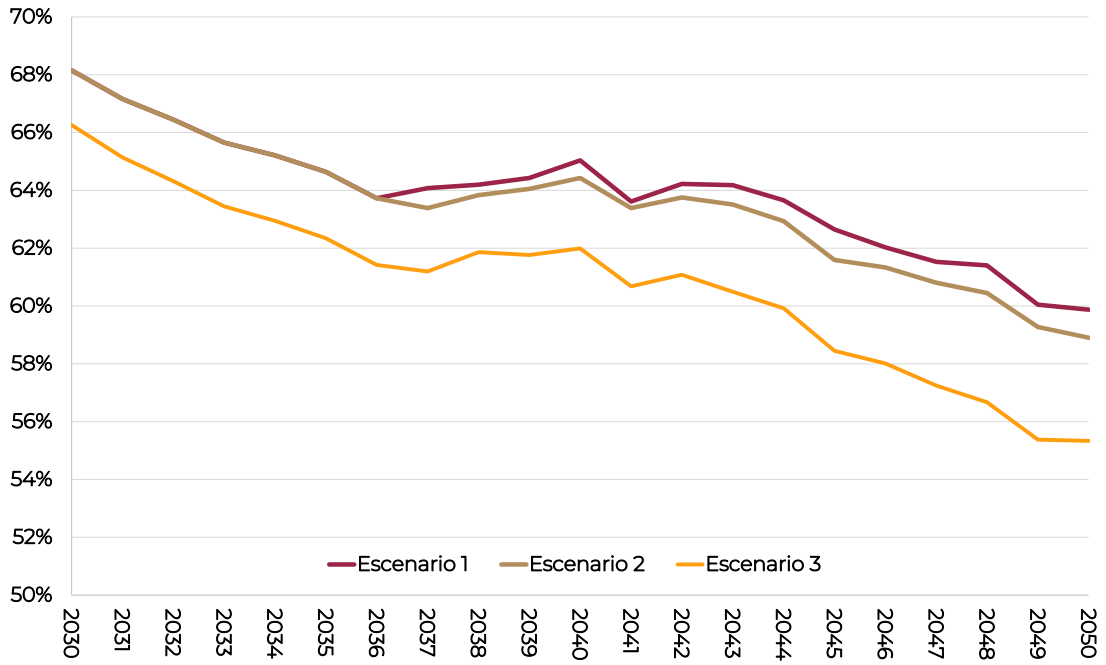
Figura 4.14.6. Capacidad neta instalada en MW 2030 a 2050 por tecnología para Escenario 3



Fuente: CENACE y SENER

Para los tres escenarios la Figura 4.14.7 muestra como disminuye el porcentaje de participación en la capacidad neta instalada de unidades de Centrales Eléctricas síncronas en el SEN (incluye Concentración Solar) de 2030 a 2050. En el periodo de 2035 a 2050, para los tres escenarios se tiene una incorporación de unidades de Centrales Eléctricas síncronas de 143,534 MW, 150,573 MW y 152,945 MW, respectivamente e incluye Centrales Eléctricas con combustibles fósiles y Energías Limpias (incluye HI, NUC, COG, Concentración Solar, BIO, GEO, CC con/sin H_2). Ver Anexo 4.15 del documento.

Figura 4.14.7. Porcentaje de participación de capacidad neta instalada de unidades de Central Eléctrica síncrona 2030 a 2050



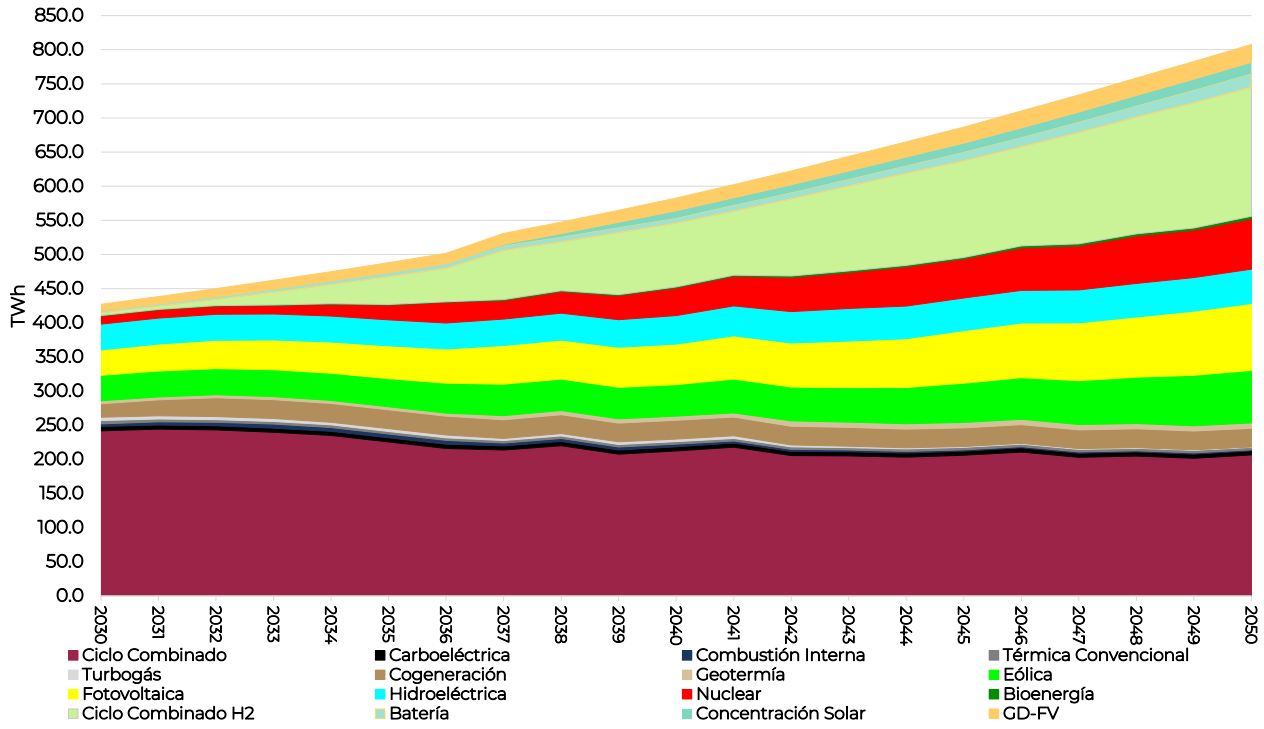
Fuente: CENACE y SENER

El tener esta capacidad instalada de Centrales Eléctricas síncronas, no es igual al porcentaje sincronizado en el Despacho de Centrales Eléctricas.

Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050

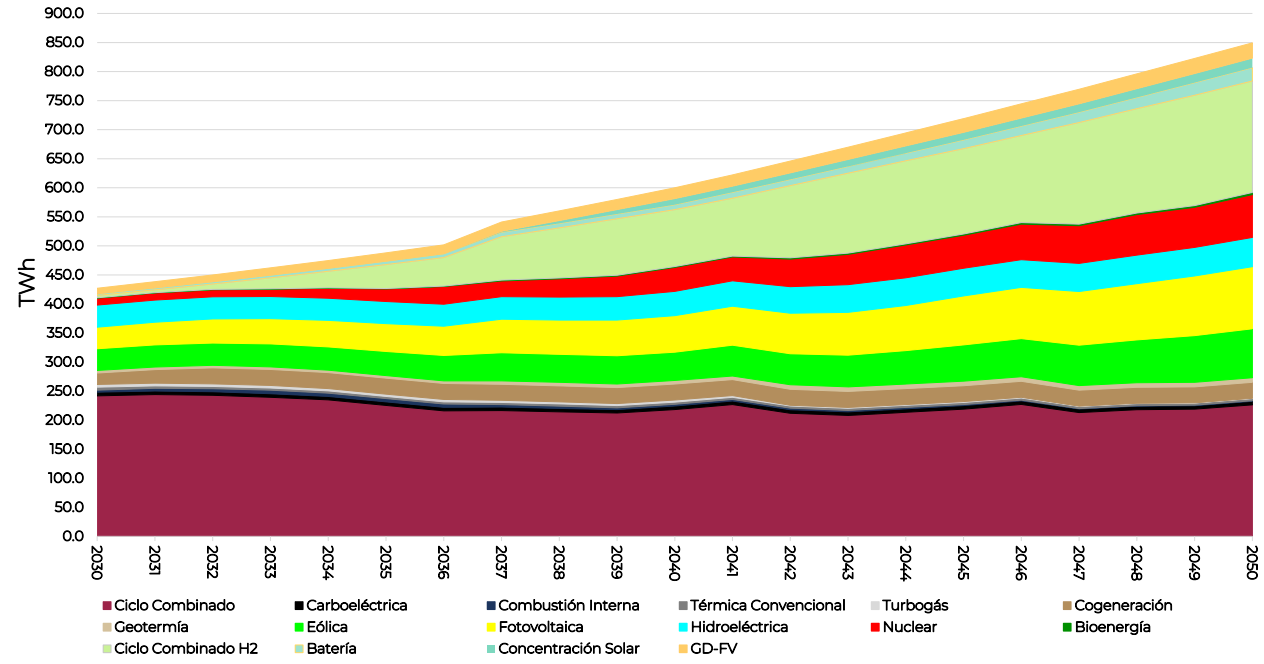
Las Figuras 4.15.1 a 4.15.3 muestran la evolución estimada de la energía eléctrica producida por tipo de tecnología para los tres escenarios. Se puede observar con la electrificación del sector de transporte, residencial y comercial para reducir la dependencia de hidrocarburos, es necesaria una mayor participación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias.

Figura 4.15.1. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 1



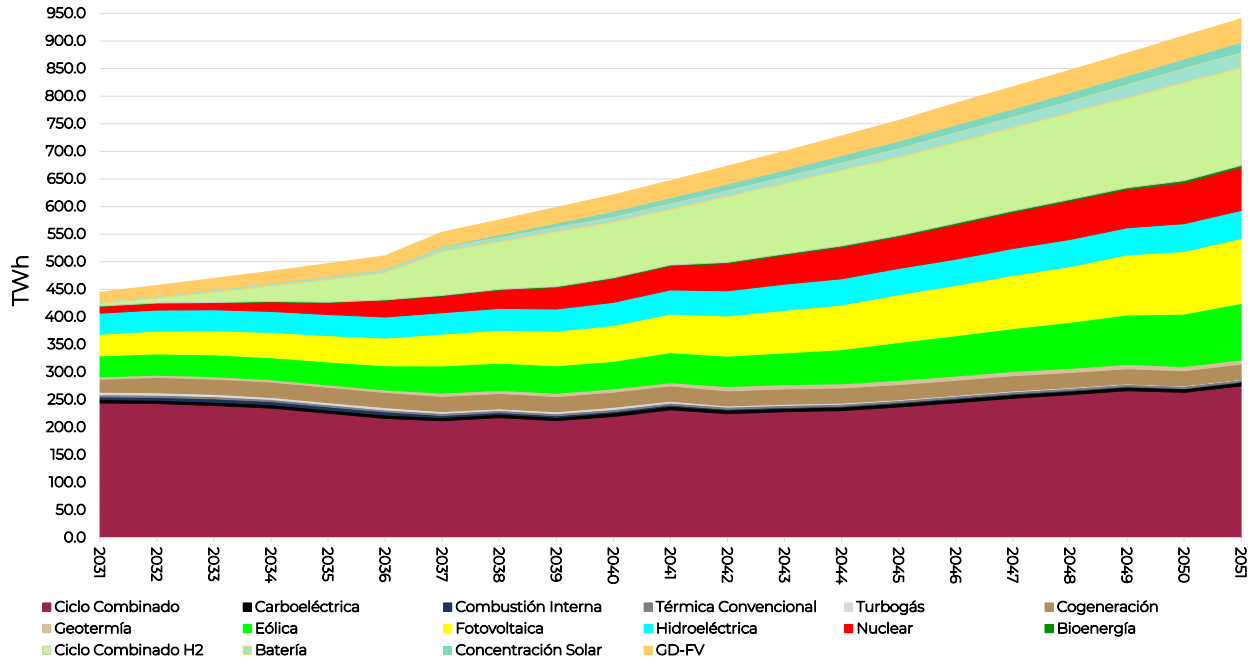
Fuente: CENACE y SENER

Figura 4.15.2. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 2



Fuente: CENACE y SENER

Figura 4.15.3. Evolución estimada de la energía eléctrica 2030-2050 en TWh para el Escenario 3



Fuente: CENACE y SENER

La evolución del consumo de energía eléctrica con una transición energética a una menor dependencia de hidrocarburos más significativa hacia la electrificación del sector de transporte público y vehicular, así como el cambio del consumo en el sector doméstico y comercial, presentará mayores desafíos como sector público y privado en México.

El Cuadro 4.15.1 resumen por lustro para los tres escenarios de 2035 a 2050 la evolución estimada de la producción de energía eléctrica en TWh para la producción con Energía Fósil y Limpia (la COG en sus diferentes tecnologías, se desglosa su producción en Energía Fósil y Limpia, incluye la GD-FV).

Cuadro 4.15.1. Evolución estimada de la producción de energía (TWh) para los tres escenarios de 2035 – 2050

	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
Periodo	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)
2035	286.6	201.4	41.3%	286.6	201.4	41.3%	286.6	210.0	42.3%
2040	305.3	277.3	47.6%	313.5	286.5	47.7%	316.8	304.2	49.0%
2045	327.9	358.9	52.3%	344.9	374.0	52.0%	359.0	397.0	52.5%
2050	360.5	447.4	55.4%	382.1	467.4	55.0%	409.5	499.9	55.0%

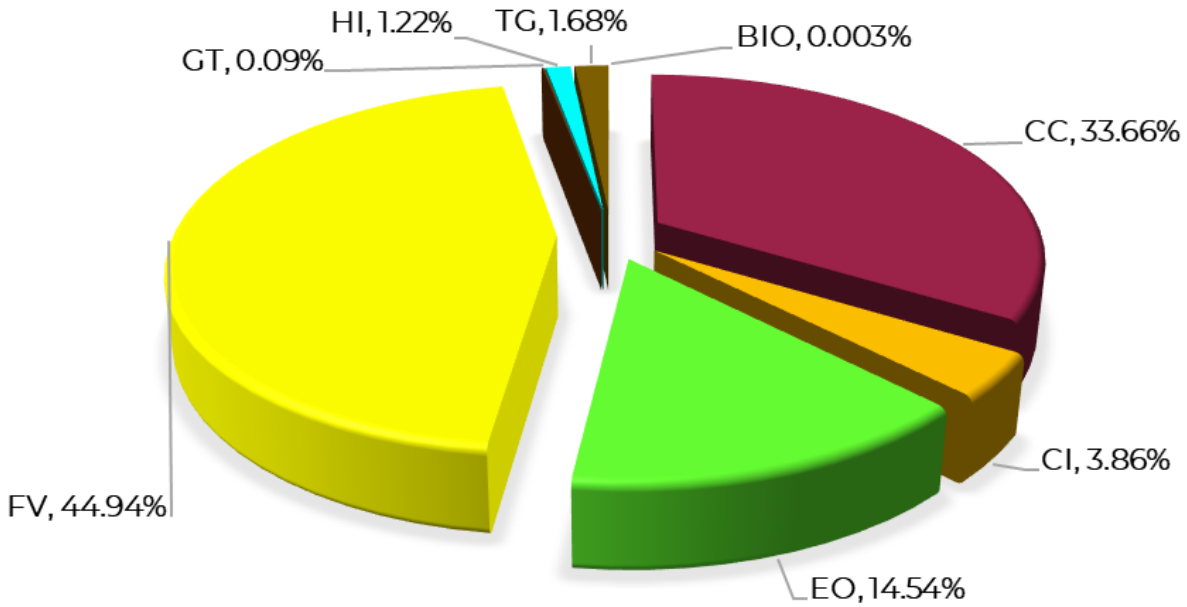
Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2022-2026

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.

A enero del 2022, la capacidad de generación en fase de Estudio para Centrales Eléctricas de todas las tecnologías, en las diferentes etapas de los Estudios y en el SEN, supera los 65,000 MW[7].. La Figura 4.18.1 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: fotovoltaica, con más del 44%; ciclo combinado, superando el 33%; y eólica con el 14%.

Figura 4.18.1. Segmentación por tecnología de Centrales Eléctricas en proceso de Estudio de Interconexión



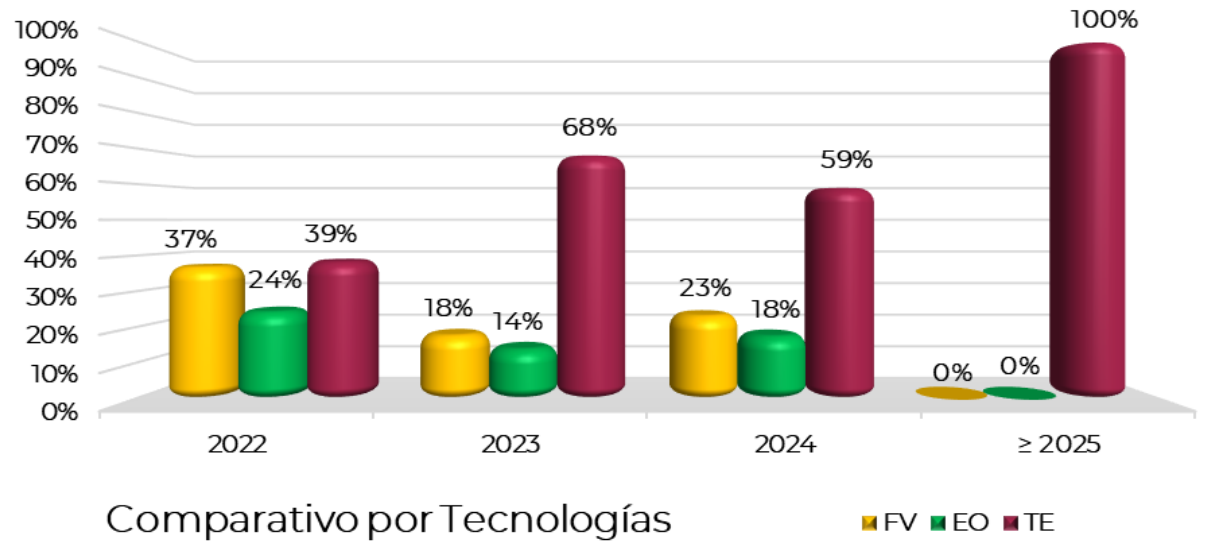
FV: Fotovoltaica, GT: Geotérmica, HI: Hidroeléctrica, TG: Turbogás, BIO: Bioenergía, CC: Ciclo Combinado, CI: Combustión Interna, EO: Eólica. Información de enero de 2022.

La Figura 4.18.2, muestra una comparación representada en porcentaje de la Capacidad en Estudio, entre las Centrales Eléctricas con tecnología FV y EO con respecto a las Centrales Eléctricas térmicas (CCC, TG y CI).

Para el 2022, la relación de la tecnología FV y EO respecto térmica es de aproximadamente 2 a 1.

[7] Se contabilizaron las solicitudes de interconexión recibidas durante la suspensión de plazos

Figura 4.18.2. Comparativo de las tecnologías fotovoltaica y eólica respecto a las térmicas por año de fecha de entrada en operación

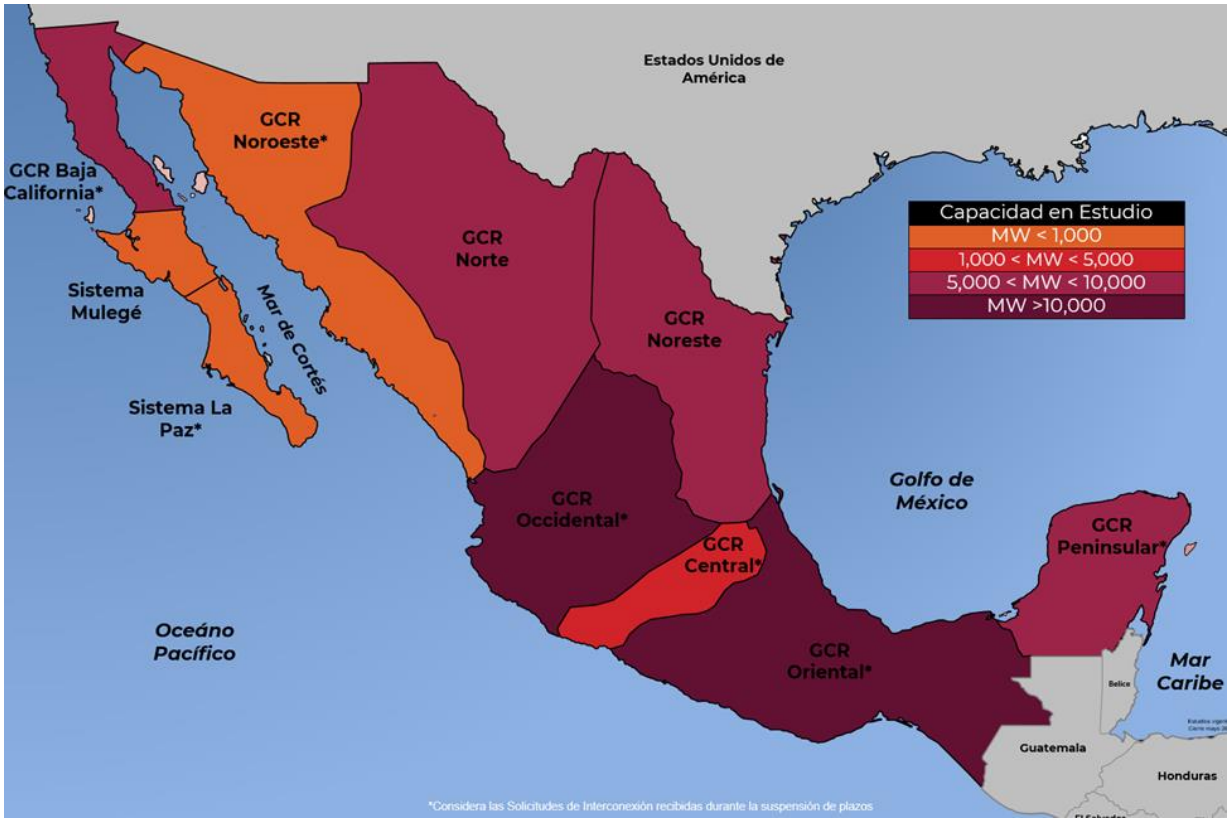


FV: Fotovoltaica, EO: Eólica y TE: Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás).

En la Figura 4.18.3 se observa la capacidad de generación en Estudio en un ámbito geográfico de cada una de las GCR. Las GCR que tienen mayor capacidad de generación en Estudios son: OCC, NOR, NTE y ORI, donde se concentra más del 74% del total de capacidad de generación que pretende interconectarse al SEN.

En la parte norte del SEN, integrado por las GCR NOR, NTE y NES, se tiene aproximadamente el 30% del total de la capacidad de generación actualmente en estudio, estas GCR son actualmente exportadoras de energía eléctrica hacia las GCR del sur. En estas regiones del sistema, las tecnologías que predominan en las Solicitudes de Estudios de Interconexión son la FV y EO, las cuales representan más del 87% de la capacidad de interconexión en estudio.

Figura 4.18.3. Capacidad de generación en etapa de estudio por GCR



Considerando los Estados Operativos del SIN, el Margen de Reserva Operativo, los ajustes en los Pronósticos de demanda y consumo derivado de la pandemia a nivel mundial, 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, Obras de Refuerzo en la RNT, de compensación, de transformación, de transmisión, entre otras, destacando las problemáticas de saturación siguientes:

- En los corredores de transmisión de las redes troncales de las GCR NOR y NTE (principalmente Red Eléctrica de 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión que conectan el norte (GCR NOR, NTE y NES) hacia el sur del país (reforzamientos de la Red Eléctrica en varios cientos de kilómetros de líneas de transmisión en 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión del occidente y sureste con el centro del país (reforzamientos de transmisión y compensación).
- En los corredores de transmisión en 400 kV y 230 kV de la región Tuxpan-Poza Rica con el centro del país (reforzamientos de transmisión).

Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudio de Conexión 2022-2024

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.

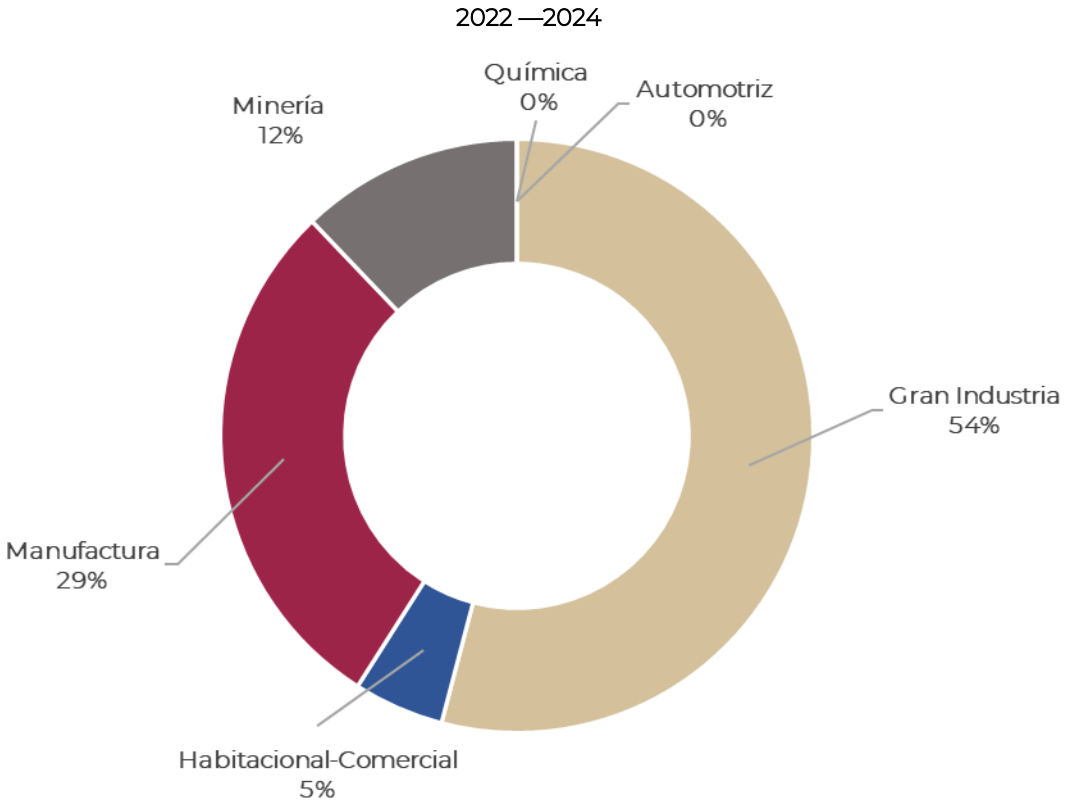
A enero de 2022[8], la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 1,980 MW. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga son OCC, NES, CEL y PEN con aproximadamente el 33%, 20%, 12% y 10%, respectivamente.

La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2022-2024 equivale aproximadamente al 5% de la Capacidad de generación en etapa Estudio en el mismo periodo, sin embargo, este dato solo es como 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.

El 84% de la capacidad de carga en fase de estudio corresponde a solicitudes nuevas y aproximadamente el 16% de la capacidad de carga contratada en estudios corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

La Figura 4.19.1 muestra la segmentación por proceso de la capacidad de carga contratada en etapa de estudios de conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: gran industria superando el 54%, manufactura con el 29% y minería con el 12%

Figura 4.19.1. Segmentación por tipo de proceso de Centros de Carga en etapa de estudio de conexión

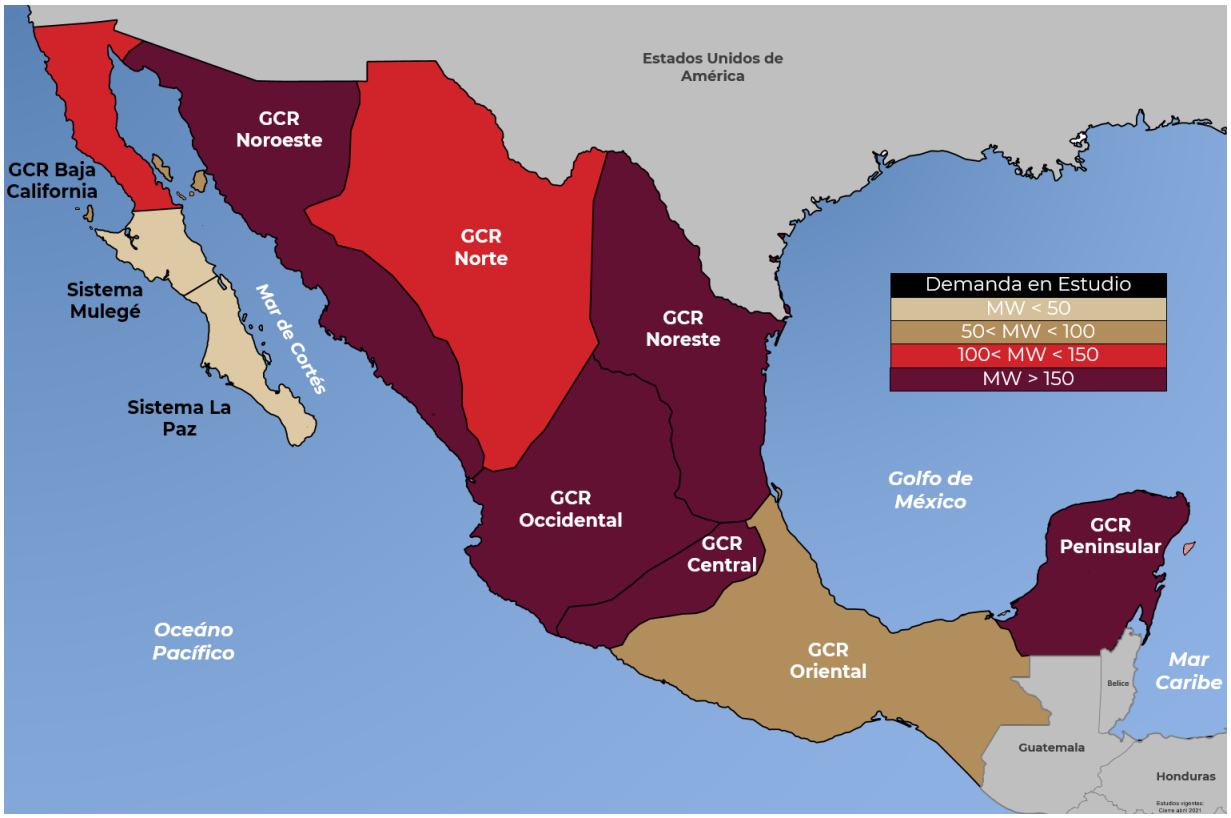


[8] SIASIC-CENACE, información al cierre de enero 2022.

Considerando los datos de las solicitudes de conexión mencionadas en el párrafo anterior, para el periodo 2023 se podrían conectar al SEN más de 31 % de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio; de los cuales más del 50% de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como gran industria.

En la Figura 4.19.2 se observa la capacidad de carga en etapa de Estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR.

Figura 4.19.2. Capacidad de carga en etapa de estudio por GCR



Estudio de Servicio de Transmisión (Porteo)

El artículo Segundo transitorio de la LIE establece que los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación, y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE continuarán rigiéndose en los términos establecidos en la citada Ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, en lo que no se oponga a lo anterior y por lo dispuesto en la LIE y sus transitorios.

Las solicitudes de interconexión y de Servicios de Transmisión de las Centrales Eléctricas que se regirán por Contratos de Interconexión Legados, serán evaluadas en los términos establecidos en la LSPEE y las disposiciones emanadas de las mismas, según el artículo Décimo Séptimo transitorio de la LIE.

Al trasladarse al CENACE por ministerio de ley las atribuciones establecidas en las metodologías vigentes para la determinación de cargos del Servicio de Transmisión para permisionarios legados, se da con los derechos y obligaciones correspondientes, por ello independiente

del tipo de Central Eléctrica con Contrato de Interconexión Legado, el CENACE, es el responsable de proporcionar a los solicitantes los cargos del Servicio de Transmisión con base en la información aportada en cada solicitud.

Al cierre de 2021 se tienen en operación 241 Contratos de Interconexión Legados, con una capacidad de generación establecida en los contratos de 11,893 MW, de los cuales 7,361 MW son fuentes de generación renovables y 4,532 MW de fuentes de generación convencionales; el 87% del total corresponden a abastecimiento remoto, 10% consumo local, 1.01% exportación, 0.62% importación y el 1.02% a Centrales Eléctricas de pequeña producción. En el Cuadro 4.20.1 se muestran las capacidades de generación de los abastecimientos locales y remotos -conforme a los instrumentos contractuales- en las GCR.

Cuadro 4.20.1. Capacidad de generación de abastecimiento local y remoto por GCR

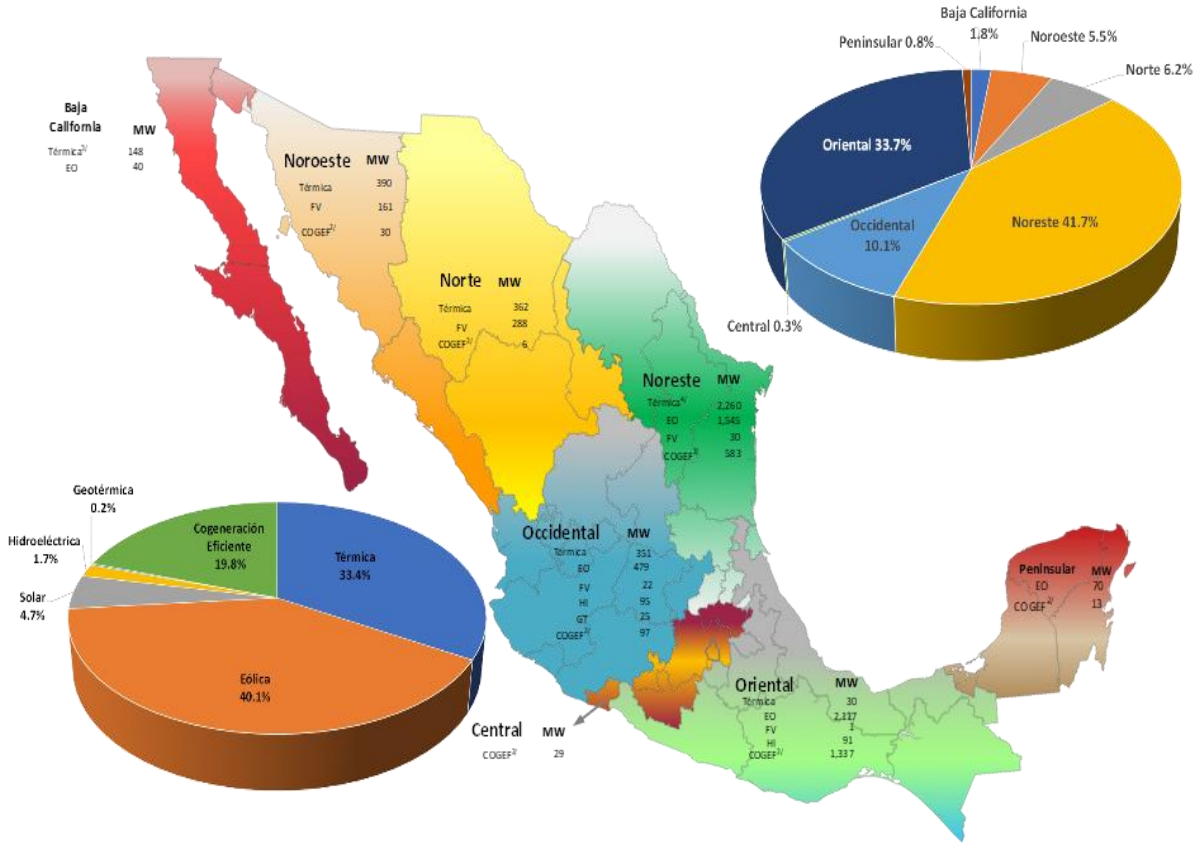
Abastecimiento	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Occidental	Central	Oriental	Peninsular
	MW							
Local	25	18	60	521	20	35	491	0
Remoto[1/]	188	581	656	4,418	1,069	29	3,576	83

[1/] Incluye importación y exportación.

Las Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica permiten calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión de Centrales Eléctricas con abastecimiento remoto, las cuales hacen uso del sistema eléctrico para transmitir la energía a las cargas asociadas. La Figura 4.20.1 muestra la capacidad de abastecimiento remoto por GCR y por tecnología.

En el periodo enero-diciembre de 2021, se recibieron 58 solicitudes para la determinación de los cargos del Servicio de Transmisión: 12 corresponden a Centrales Eléctricas convencionales y 46 a Centrales Eléctricas con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente.

Figura 4.17.1. Capacidad de abastecimiento remoto MW [1/]



5

DIAGNÓSTICO OPERATIVO

2021

V. Diagnóstico operativo 2021

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 2021, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 09 de diciembre a las 18:55 horas, con un valor de 8,646 MW y en este punto operativo se contó con un monto de generación eléctrica local de 4,528 MW e importación de energía eléctrica de 4,118 MW a través de Compuertas de Flujo de transmisión en 400, 230 y 115 kV, es decir, se importó el 47.6 % de la demanda. Sin embargo, bajo el contexto del actual periodo de Pandemia por COVID-19 en nuestro país, en esta Gerencia se ha registrado una reducción en el consumo de energía eléctrica, lo que ha derivado en abatimientos en los perfiles de demanda esperados en condiciones normales. No obstante, con el progresivo regreso de los procesos productivos, el perfil de carga se ha estado recuperando respecto al año 2020. Por otro lado, el registro de la menor demanda del periodo ocurrió el primero de enero de 2021 a las 07:36 horas, con un valor de 3,903 MW y con 1,879 MW de generación local. • El 1 de enero de 2021 entraron en operación comercial la nueva CCC Energía del Valle de México II con una capacidad neta de 850 MW y la CH Temascaltepec con una capacidad neta de 2.2 MW. • Respecto a los proyectos de generación que se interconectan en las RGD, el 26 de febrero del 2021, entra en operación el proyecto de generación FV Centro de Distribución Azcapotzalco, con una capacidad neta de 1.8 MW. Además, el 28 de mayo del 2021 entró en operación el proyecto de generación a base de gas natural Optimaize con una capacidad neta de 6.58 MW, y finalmente con fecha del 23 de diciembre entró en operación el proyecto de generación a base de gas natural SEA TC con capacidad neta de 4.278 MW.
TRANSMISIÓN	• El Corredor de transmisión Teotihuacán-Texcoco en 400 kV, transmite el flujo de potencia activa que es inyectada desde las CE instaladas en la zona del Golfo de México, así como parte de la generación de las CE instaladas en la zona del pacífico y del occidente del país. Lo anterior, propicia flujos de potencia activa coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia la SE Texcoco por medio de la RNT en 400 y 230 kV. Durante el periodo de enero a diciembre de 2021 se alcanzaron flujos superiores a los 1600 MVA en el Corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV, con el cual, se alcanza el valor del Límite Operativo de transmisión de una de las LT ante la contingencia de la LT paralela, dicho Estado Operativo Alerta a Emergencia se mantuvo en alerta durante 106 horas. En el PAMRNT 2021-2035, se identificó el requerimiento para la repotenciación de los dos circuitos en 400 kV Teotihuacán-Texcoco con fecha necesaria para abril de 2021, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2025; este proyecto fue instruido para su construcción en el mes de julio 2021 por la SENER a CFE Transmisión. • El día 21 de octubre de 2021, se otorgó la licencia en muerto de la LT Kilometro Ciento Diez - 73T40 – Valle de Tulancingo. Ante esta condición de operación, se incrementó el flujo de potencia activa de la LT Tulancingo – 73T30 – kilómetro 110 en 85 kV, y se alcanzó de forma momentánea el 130% de su Límite Operativo indicado por CFE Transmisión (46 MVA). Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó el requerimiento de recalibración de la LT Tulancingo – 73T30 – kilómetro 110 con fecha necesaria de septiembre de 2016, sin embargo, su puesta en servicio será factible para abril de 2024 por CFE Transmisión; este proyecto fue instruido para su construcción en 2017 por la SENER a CFE Transmisión, y no se tiene reporte de avance.

... Continuación

Cuadro 5.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central

TRANSMISIÓN	• Durante marzo de 2021 entró en operación el doble entronque de las LT Lázaro Cárdenas Potencia – Sicartsa II (93210/93220) en 230kV para la puesta en operación de la SE Arcelor Mittal Maniobras 230 kV, asociada al nuevo Centro de Carga Arcelor Mittal. • El día 7 de mayo de 2021, entró en operación el circuito subterráneo en 85 kV para la puesta en operación de la nueva SE Estado Mayor de la Defensa Nacional, alimentado de forma radial desde la SE Naucalpan. • Durante el mes de agosto de 2021, para la energización de la SE Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles Maniobras asociada al nuevo Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles, entró en operación su entronque en 230kV de tipo aéreo y subterráneo en la LT Tizayuca – Tecámac (93960). • El día 15 de noviembre de 2021 entró en operación SE Hidalgo en 85 kV dentro del ámbito de la zona de distribución Pachuca, conformada por un transformador de 30 MVA y relación de transformación 85/23 kV, se conecta a la línea LT Apasco-73W10-Pachuca. • No ha sido posible continuar con la construcción del proyecto de reforzamiento del Corredor de Apasco – Juandhó – Actopan – Pachuca en 85 kV (PEM L78, OPF 2120) debido a problemáticas sociales, solamente se tiene concluido el segundo circuito del tramo Pachuca – Actopan. Por lo que, derivado de su limitada capacidad de transmisión, este Corredor de transmisión (Límite Operativo), debe operar con Red Eléctrica seccionada en Actopan con la finalidad de reducir la afectación del servicio ante contingencia sencilla, lo cual tiene un impacto sobre la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región centro del Estado de Hidalgo. Se están analizando propuestas de proyectos alternativos, uno de los cuales consiste en la construcción de una fuente de energía 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. • En la zona de Atlacomulco, ante la posible contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia de 400 kV, se presentan la problemática de soporte de tensión en la zona, actualmente se instrumentan estrategias de cortes de carga previstos ante contingencia para la autorización de licencias, por lo que se requerirá la operación de EAR para preservar la Confiabilidad. Desde el PAMRNT 2015-2029, se identificó el requerimiento del tendido del segundo circuito en 400 kV Almoloya – Atlacomulco Potencia con fecha necesaria para abril de 2018, sin embargo, su puesta en servicio será factible para diciembre de 2022.
TRANSFORMACIÓN	• El Transformador de la SE Valle de México de relación 230/85 kV, presentó flujos de potencia activa que alcanzaron el 90% de su capacidad nominal (100 MVA), esto debido a altos montos de generación de CE en la Red Eléctrica asociada de 230 kV y la coincidencia de licencias en muerto de uno de los transformadores de la SE Cerro Gordo de relación 230/85 kV, en el periodo comprendido entre enero a diciembre de 2021. • 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 de la Red Eléctrica en el nivel de 230 kV realizados por la CFE. Por otra parte, derivado 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 cuyo alcance contemplaba la instalación de reactores para el control de altos voltajes, por altas aportaciones de potencia reactiva de los cables de potencia, se requerirá proponer nuevas alternativas para el control de tensión como son equipo de compensación de potencia reactiva y/o reconfiguración en la Red Eléctrica existente. Por otra parte, a fin de mitigar el efecto operativo por el retraso en su entrada en operación se tiene implementado un EAR que consiste en el disparo automático de LT del Corredor en 230 kV Texcoco - Valle de México a fin de reducir la saturación de la LT Valle de México -93N30 - Cerro Gordo, sin embargo, esta acción compromete la Confiabilidad del suministro en la Ciudad de México ante una eventual contingencia sencilla (N-1), siendo un punto estratégico del SEN.

... Continuación

Cuadro 5.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central

COMPENSACIÓN	• En la SE Donato Guerra y Red Eléctrica asociada en 400 kV se presentan voltajes 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 425 horas con voltajes de operación por arriba de 420 kV, llegando a valores instantáneos de 429 kV, lo que pone en riesgo el aislamiento del equipo en las SE. Para mitigar esta problemática se han instrumentado estrategias de desconexión de líneas de transmisión para reducir la aportación de potencia reactiva capacitiva, en detrimento de la robustez 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 diciembre de 2022. • A partir de noviembre del 2020, la CE Petacalco presenta reducción del suministro de combustible y en consecuencia bajo despacho de energía eléctrica, los nodos asociados a la Red Eléctrica de la Zona de Lázaro Cárdenas, se convirtieron en nodos más sensibles a las variaciones de la demanda local, principalmente por la Siderúrgica localizada en la SE SICARTSA DOS, cuya demanda consiste en altas cargas durante cortos tiempos por el proceso de esta empresa, esto propició que se tengan movimientos de voltaje de más de 10 kV en periodos cortos de tiempo, aunado a los episodios críticos durante la condición de demandas mínimas, lo que originó altos voltajes registrados por encima del umbral permitido (420 y 240 kV), que impactan en la calidad de energía de la zona. Para el control de voltaje se tiene prevista la entrada en operación de dos bancos de capacitores (49.5 MVAr c/u), a instalarse en la SE Arcelor Mittal Maniobras que permitan mitigar las variaciones de tensión en la Red Eléctrica.

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

GENERACIÓN	• Durante el año 2021 han entrado en operación tres proyectos de generación. Dos CE de tecnología FV sumando una capacidad instalada neta de 170 MW y una de tecnología CC de 656 MW de capacidad instalada, esta, con una fecha de entrada en operación del 10 de septiembre de 2021, que, dada su ubicación, presenta beneficios en el suministro de la demanda de energía eléctrica, ya que se atiende de forma local evitando pérdidas eléctricas I^2R 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 hidráulica considerando las CE del ámbito de la Gerencia de Control Regional Oriental, fue de 17,556.8 GWh. • La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en 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 en la zona y evitar afectación de carga en el puerto de Veracruz, ante la eventualidad de la salida de líneas de transmisión en 115 kV o de equipos de Transformación de relación 230/115 kV. Se tiene en programa el proyecto "Suministro de energía 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. Dicho proyecto contempla la incorporación de transformación 400/115 kV, que permitirá resolver la dependencia de generación de la CE, así como problemáticas existentes en la RNT e incremento en la capacidad de suministro en la zona de distribución Veracruz.
TRANSMISIÓN	• El Corredor de transmisión compuesto por dos líneas de transmisión en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia y Juile (A3V30 y A3V40) con un Límite Operativo declarado por el Transportista de 1,100 MW cada una, presentan congestión ante contingencia sencilla, esto ocurre durante condiciones de alta generación en las CE EO instaladas en el Istmo de Tehuantepec. Durante el año 2021 el Corredor de transmisión ha operado en 2,530 horas por encima de su Límite Operativo, alcanzando un flujo de potencia activa máximo de 1,713 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 información proporcionada por CFE Transmisión el proyecto tiene fecha factible de entrada en operación para noviembre de 2023. • Debido a la escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, se tiene una disminución en la generación de energía en la GCR Peninsular, 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 en 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 2021, el tiempo de operación de Estado Operativo Alerta a Emergencia fue de 1,307 horas, alcanzando un valor máximo de 1692 MW. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante con el propósito estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 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 2024.

... Continuación

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

TRANSMISIÓN	• La CFE Transmisión informó la reactivación de la construcción del proyecto del tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia de 230 kV con una fecha estimada de entrada en operación de junio de 2023, la cual, en años anteriores derivado de problemas sociales había presentado retrasos en su construcción. La CFE ha tomado acciones del ámbito legal para evitar retrasos y continuar con la ejecución del proyecto. Con esta obra se estará incrementando 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 línea de transmisión o una LT Mezcala – Zapata, entre estas acciones se estaría evitando sincronizar generación de la CE Caracol para controlar el flujo de energía en este enlace. • Se presenta incremento en los flujos de potencia activa en la interconexión México-Guatemala que consiste en las LT Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes en 400 kV, el límite Operativo Normal declarado es 240 MW para exportación e importación. Durante el año 2021, se han alcanzado valores de exportación de energía entre 240 y 463 MW, por un periodo de 455 horas. En el caso de importación el valor máximo alcanzado fue de 309 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 presentan problemas de abatimiento de voltaje y desconexión descontrolada de carga, así como desconexión de la LT Tapachula – Los Brillantes que interconecta con Guatemala. 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 en 400 kV Tapachula Potencia – Angostura y que consiste en el tendido del segundo circuito de la LT existente Tapachula Potencia – Angostura, cuya fecha de entrada en operación ha sido diferida por CFE hasta febrero de 2024. El segundo, propuesto en el PAM 2020-2034 denominado “Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal”, para atender la sobrecarga del transformador Angostura T6 y saturación en Red Eléctrica de 115 kV ante contingencia sencilla, esto al incrementar la capacidad del Angostura T6, así como adicionar una LT en Red Eléctrica de 115 kV, de la cual, CFE Transmisión no reporta fecha factible (No Disponible) con el estatus de análisis; y el tercero, recientemente propuesto en PAM RNT 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), de forma similar al proyecto indicado previamente, CFE Transmisión no tiene disponible la fecha factible de entrada en operación. • Debido al incremento natural de la demanda, incremento en los flujos de potencia activa en el Corredor de transmisión en 230 kV Jalacingo - Zocac – Texcoco y la interconexión de proyectos de CE FV en el mismo Corredor, se ha provocado la saturación de los AT 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 en 230 kV e incremento de capacidad de transmisión en el Corredor Mazatepec – Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras – Zocac.
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 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 LT en 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 2021 se mantuvieron las condiciones para operar dicho esquema por 4422 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 al puerto de Veracruz.

... Continuación

Cuadro 5.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental

TRANSFORMACIÓN	• Ante la contingencia del transformador Yautepec Potencia de relación 400/115 kV, se presentan sobrecargas de hasta 150 % en cada uno de los AT de la SE Zapata de relación 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 90 MW. En PAMRNT 2021-2035 se realizó la propuesta del proyecto "Suministro Morelos", el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión, cumpliendo también con el objetivo de sustituir el proyecto instruido "Tlaltizapán Potencia Banco 1" que estaba en proceso de revisión y se encontraba pausado 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. • El transformador de la SE Angostura superó el 90% de su capacidad nominal durante 316 horas el 2021. Adicionalmente ante la salida de operación del banco de transformación en Tapachula Potencia se presentará alta carga en el AT de la SE Angostura y problemática de abatimiento de voltaje 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 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.
COMPENSACIÓN	• Se siguen presentando afectaciones de carga por problemas de control de tensión en la Red Eléctrica del Corredor de transmisión de la Costa Chica y Costa de Oaxaca en 115 kV que alimenta centros turísticos importantes, esto es, ante contingencias sencillas (N-1) de LT desde la SE Juchitán II hasta la SE Quemado, en el año 2021 se alcanzó una afectación total de 382 MWh. Se tiene en programa el proyecto propuesto en PAMRNT 2019-2033, "Suministro de energía en la zona Huatulco y Costa Chica", que consiste en la instalación de equipos de compensación dinámica (STATCOM) en las SE Pochutla y Agua Zarca en 115 kV, ha sido instruido desde 2019 y su fecha factible para abril de 2023. • Se presentan afectaciones de carga por bajo voltaje ante contingencia de la LT Angostura – A3T30 - Tapachula Potencia o el Transformador Tapachula Potencia T1, de esta manera, el proyecto Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal que incluye la construcción de dos STATCOM, dará soporte de voltaje ante la pérdida del actual circuito Angostura – Tapachula Potencia y completado el proyecto del segundo circuito Angostura – Tapachula Potencia, apoyará ante fallas dobles del mismo Corredor, que pudieran presentarse dado que ambos circuitos comparten estructura, a su vez dará soporte de voltaje y se evitara 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 27 de mayo de 2021 a las 16:13 horas, se contó con una generación local de 7,418 MW y se tuvo una importación de 3,087 MW de otras regiones, para atender una demanda total de 10,505 MW. Lo anterior, equivale a que aproximadamente el 29% de la demanda de la Gerencia fue suministrada por las Compuertas de Flujo con las GCR vecinas. • La demanda máxima instantánea incremento aproximadamente 5.97% respecto a la presentada en 2020 (9,913 MW), superando, además, el valor máximo registrado en 2019 (10,249 MW). Siendo esto un indicador de que se ha tenido una recuperación en el consumo de energía eléctrica posterior a las medidas tomadas para evitar los contagios por COVID-19 en el año 2020. • Durante el año 2021, han entrado en operación comercial dos Centrales Eléctricas para una capacidad adicional en el sistema de 373.2 MW. Asimismo, al 31 de agosto 2021 se encuentran en pruebas preoperativas 12 Centrales Eléctricas más, con una capacidad total de 915.35 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, sin embargo, en el periodo 2020-2021 se presentaron 226 horas donde se exportó energía eléctrica hacia las demás GCR. • En comparativa con el año 2020 se ve un incremento aproximado de 5,971 GWh en la energía eléctrica generada tanto con fuentes renovables como convencionales, esto se debió principalmente a la recuperación en el consumo de energía eléctrica. Donde se destaca que la generación HI, FV y EO tuvieron un aumento del 68%, 27% y 11% respectivamente. Por el contrario, la generación GEO tuvo un decremento del 9% debido principalmente a diversas licencias de la CE Los Azufres. De la misma manera que en años anteriores, las CCC siguen siendo la tecnología de generación más utilizada en la Gerencia con un 46% de participación total en 2021.

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

TRANSMISIÓN	• Se ha detectado la necesidad de incrementar la capacidad de líneas de transmisión en los niveles de tensión de 69 a 400 kV, sustituyendo Elementos y Equipo eléctrico en serie de las líneas de transmisión. 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 2024. • 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. 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 LT 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 julio de 2024. • En abril 2021, la LT Aguascalientes Oriente - 93A10 - Maniobras Solem fue repotenciada a calibre 821 kcmil tipo ACCC/GROSBEAK/TW y así alcanzar un límite de transmisión de 384 MVA, para evitar congestión debido a las condiciones de demanda-despacho de las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí. Sin embargo, aún se sigue aplicado estrategias operativas en la región de San Luis Potosí. 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 diciembre de 2022. • Desde agosto 2021 se otorgó una licencia en muerto a la LT Santa María-A3330-Salamanca por daños en la estructura número 70, lo cual impactó en la Confiabilidad de la zona ya que fue necesario reducir el Límite Operativo de los Corredores en 400 kV Querétaro – Santa María y Querétaro. Lo anterior se debe a que, con un flujo alto en dichos Corredores, ante contingencia sencilla (N-1) de la LT Santa María-A3990-Salamanca se presentan sobrecargas en el T-01 400/115 kV de la SE Santa María y en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Celaya, con riesgo de apertura del transformador por sobrecarga y pérdida de elementos en cascada en la zona Celaya. La línea quedó en servicio el 21 de mayo de 2022 a las 17:59 horas. • La Compuerta de Flujo en 400 kV compuesta por dos LT entre las SE Tepic II y Cerro Blanco operó 18 horas por encima de su Límite de Estado Operativo Normal. En total, desde septiembre de 2018 se ha operado durante 42 horas por arriba del Límite Operativo establecido. En agosto 2021, se incrementó el Límite Operativo del Corredor debido a la rehabilitación del EAR-DAG Aguamilpa para proteger las LT Tepic Dos-A3630/A3590-Cerro Blanco ante contingencia sencilla (N-1) de las líneas de transmisión que conforman la Compuerta de Flujo. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la ampliación de la capacidad de Equipo serie con el proyecto "P18-OC2 Enlace Tepic II – Cerro Blanco" con fecha factible de entrada en operación en abril de 2023. • La Compuerta de Flujo Querétaro – Tula (enlace entre las GCR Occidental y Central), aun cuando la energía eléctrica que se transmitió fue menor comparada con el periodo 2020, operó por encima de su Límite Operativo de Estado Operativo Normal por 26 horas. En el PAMRNT 2019-2033 se propuso el incremento en la capacidad de transmisión de la GCR Noreste a la GCR Central por medio del proyecto identificado con la clave de PEM I19-CE1, el cual fue instruido por la SENER a CFE con año de entrada en operación estimado a 2025. • En 2021 la Compuerta de Flujo Ramos Arizpe-Primero de Mayo, a diferencia del año 2020, disminuyo la energía eléctrica transmitida hacia la GCR Occidental y, en consecuencia, ya no operó por encima de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal. Además, en 2020 se transmitió el 100% del tiempo la energía en sentido hacia la GCROC mientras que para 2021 se envió energía a la GCR Noreste durante 333 horas. • La Compuerta de Flujo Las Delicias – Querétaro supero en 2021 su Límite Operativo sin EAR-DAG durante 839 horas y 6 horas su Límite Operativo con EAR-DAG; disminuyó la energía eléctrica que se transmite desde la SE Las Delicias a 4,979 GWh en 2021. 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 abril de 2024. • En el año 2021 esta Gerencia mantiene su comportamiento del periodo previo como una GCR que importa energía eléctrica del norte del país (GCR Noroeste, Norte y Noreste) y la exporta hacia el centro del país. Sin embargo, de manera general se observa una disminución en la cantidad de energía eléctrica proveniente del norte del país, aun cuando el flujo de potencia activa hacia el centro del país presentó un incremento, lo cual está relacionado con la entrada en operación de nuevas Centrales Eléctricas en esta Gerencia y la recuperación de consumo de energía eléctrica en el norte del país. 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:

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

TRANSMISIÓN	o Mazatlán II – Tepic II: mantiene la tendencia de envío de energía eléctrica en sentido Noroeste a Occidente. Esta Gerencia envío 567 GWh a la GCR Noroeste durante el 19.7% del tiempo, mientras que en sentido opuesto se recibieron 4,855 GWh durante 80.3% del tiempo. o Ramos Arizpe – Primero de Mayo: la energía eléctrica recibida en esta Gerencia fue de 5,839 GWh durante el 96.2% del tiempo mientras que envió 65 GWh durante el 3.8% del tiempo. o Primero de Mayo – Cañada: compuerta localizada al interior de la Gerencia, 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 5,993 GWh durante 97.1% del tiempo y en sentido inverso 49.5 GWh durante 2.9% del tiempo. o Anáhuac – El Potosí: se recibió en la Gerencia 6,509 GWh durante el 99.97% del tiempo y envió 0.06 GWh el 0.03% del tiempo. o 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 9,763 GWh hacia la SE Querétaro Potencia Maniobras durante el 99.9% del tiempo, de la cual se transmitieron: 4,839 GWh de energía eléctrica a la región Bajío por la compuerta interna de Querétaro el 92.9% del tiempo y 5,108 GWh de energía hacia la GCR Central por la Compuerta de Flujo Querétaro – Tula, el 95.5% del tiempo. o Finalmente, la Compuerta de Fujo Occidental – Lázaro Cárdenas, mantiene la tendencia de incrementar la energía que se envía a la GCR Central de los últimos años, pasando de enviar 1,589 GWh en 2020 a 1,308 GWh en 2021. Por otro lado, disminuyo el tiempo en que el flujo de potencia activa va hacia la GCR Central de 71.8% a 61.5%.
TRANSFORMACIÓN	En la SE Potrerillos, el AT-02 400/230 kV de 375 MVA operó por encima del 90% de su capacidad nominal un total de 489 horas, alcanzando un máximo de 97.9% de su capacidad. Dentro de las acciones que se han implementado para evitar su sobrecarga se han realizado asignaciones de unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito en las CE Salamanca y Salamanca Cogeneración y en operación en tiempo real se limita la aportación de reactivos del AT-02 de la SE Potrerillos a 110 MVAr, sacrificando así el perfil de tensión de la zona Bajío, principalmente la zona León. Con la entrada en operación del proyecto "P16-OC2: Potrerillos Banco 4", que incorporará transformación de 400 kV a 115 kV en la SE Potrerillos y el traslado de uno de los bancos de 230/115 kV de Potrerillos a León III, se resuelve la problemática de saturación de transformación de dicha Subestación Eléctrica. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2016 y se estima que su fecha de entrada en operación sea diciembre de 2023. • El alto consumo de energía eléctrica en la zona León ha ocasionado que el flujo de potencia activa a través de la transformación 230/115 kV de las SE León I, León III, Potrerillos y León IV se incremente, principalmente en los AT-01 y AT-02 de la SE León III. Por lo anterior y debido al retraso en el proyecto "P16-OC2: Potrerillos Banco 4", en octubre 2020, se instaló un banco adicional 230/115 kV de 100 MVA en la SE León III de manera temporal (una vez realizado el proyecto instruido se reemplazaría esta obra por el traslado de uno de los bancos de SE Potrerillos), conformado por reservas de transformadores de otras Subestaciones Eléctricas en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, para mejorar la Confiabilidad de la zona evitando la segregación de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona León por la aplicación de la estrategia operativa para disminuir la carga de los AT-01 y AT-02 de la SE León III. Sin embargo, en el año 2021 los tres AT de la SE León III han operado a más del 90% de su capacidad nominal: el AT-01 registró 64 horas, el AT-02 un total de 152 horas y el AT-03 con 119 horas. Para solventar esta problemática, en 2018 se instruyó a CFE-Transmisión la construcción del proyecto "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III" que en conjunto con el proyecto P16-OC2 podrá balancear la carga en los transformadores que alimentan la Red Eléctrica de 115 kV de la zona León, y se estima que su fecha de entrada en operación sea en abril de 2026. • En la zona San Luis Potosí la problemática de la transformación 230/115 kV por encima del 90% de su capacidad nominal se encuentra localizada en las SE San Luis Potosí (2x100 MVA) y La Pila (1x225 MVA), en la que el AT-01 de la SE San Luis Potosí alcanzó 1 hora por encima del 90%, que como se mencionó en la sección "TRANSMISIÓN", se ha mantiene la estrategia operativa en las líneas del Corredor de Aguascalientes hacia San Luis Potosí que evita que aumente el flujo de potencia activa en la transformación de San Luis Potosí. 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 diciembre de 2022. Por su parte el AT-01 de la SE La Pila sobrepaso durante 37 horas por encima del 90%, por lo que, debido al alto crecimiento de demanda en la zona, la SENER instruyo en 2020 el proyecto "P20- OC4 Aumento de capacidad de Suministro Eléctrico para el sur de San Luis Potosí" con fecha de entrada en operación para abril de 2026, con lo que se incrementa la Confiabilidad de la zona al incluir una nueva fuente de alimentación para la Red Eléctrica de 115 kV. • En la zona Querétaro, el AT-03 230/115 kV de 225 MVA de la SE Querétaro Potencia, operó 15 horas por encima del 90% de su capacidad nominal. En 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto "P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4", cuya fecha estimada de entrada en operación es en mayo de 2023 y que agrega 225 MVA de transformación. La entrada de este proyecto mejora la Confiabilidad y aporta mayor flexibilidad en la Red Eléctrica de la zona Querétaro. Por lo que respecta a la SE Querétaro I, se contabilizaron 248 horas por encima del 90% para el AT-01 230/115 kV de 100 MVA y 92 horas por encima del 90% para el AT-02 de 225 MVA, al igual que en la SE Querétaro Potencia, se cuenta con un

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

TRANSFORMACIÓN	proyecto instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2017: "P15-OC1 Querétaro I Banco 1", el cual adiciona 125 MVA de transformación al sustituir el AT-01 de 100 MVA por uno de 225 MVA y cuya fecha de término se estima para diciembre de 2022. • En la zona San Luis de la Paz, los AT de la SE San Luis de la Paz II (AT-01, AT-02 y AT-03 de 100 MVA cada uno) estuvieron por encima del 90% de su capacidad nominal 340 horas, 546 horas y 316 horas, respectivamente. Adicionalmente, se ha segregado la Red Eléctrica de 115 kV como estrategia operativa para disminuir el flujo de potencia aparente en los bancos de San Luis de la Paz II durante 83 horas lo que ocasionó que el AT-01 230/115 kV de 225 MVA de la SE Santa Fe estuviera 4 horas con un flujo de potencia aparente superior al 90% de su capacidad. Para atender la problemática en la zona San Luis de la Paz, el proyecto: "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en el 2019 y actualmente tiene fecha de entrada en operación para mayo de 2025. • En la transformación 230/69 kV de la Zona Metropolitana de Guadalajara también se tiene registro de transformadores que han superado el 90% de su capacidad nominal, principalmente los T-01 (44 horas) y T-02 (52 horas) de la SE Guadalajara I y los T-03 (471 horas) y T-04 (290 horas) de la SE Guadalajara II. Para solventar la problemática mencionada, en 2016 fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión el proyecto "P16-OC1: Guadalajara Industrial Banco 2" con fecha de entrada a enero de 2024 y en 2020 fue instruido el proyecto "P20-OC2 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)" con fecha de entrada a abril de 2026. Adicionalmente, se registraron flujos de potencia aparente superiores al 90% de su capacidad en los T-03 y T-04 durante 5 y 6 horas, respectivamente, de la SE Acatlán debido a licencia en muerto del transformador paralelo y en el T-01 de la SE Zapopan durante 1 hora, principalmente originado por la cantidad de reactivos que inyectaba a la Red Eléctrica de 69 kV por lo que en este caso, el proyecto instruido por la SENER en 2018 "P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara" con fecha de entrada en operación abril 2024, además de ayudar a mantener el perfil de tensión dentro de los Límites Operativos, incrementa la flexibilidad operativa al disminuir la cantidad de reactivos que circulan a través del T-01 de la SE Zapopan. • Desde agosto 2020 ha estado fuera de operación el AT-01 400/230 kV de la SE Atequiza por daños en la fase C, impactando de manera significativa en el flujo de potencia aparente del resto de los AT 400/230 kV que alimentan la Zona Metropolitana de Guadalajara. Lo anterior ha ocasionado que operen por encima del 90% de su capacidad los AT 400/230 kV de la SE Zapotlanejo AT-01 de 375 MVA durante 174 horas (con un máximo de 97%), el AT-02 de 300 MVA de la SE Atequiza durante 726 horas (con un máximo de 98%) y el AT-01 de 375 MVA de la SE Tlajomulco durante 5 horas. Sin fecha de entrada en operación por parte de CFE Trasmisión. • En la zona de transmisión Centro Occidente, los transformadores 230/115 kV de la SE Carapan Potencia operaron durante 2 y 10 horas respectivamente, por encima del 90% de su capacidad. Adicionalmente, el AT-01 de la SE Colomo supero el 90% de su capacidad 9 horas debido a la salida por mantenimiento del T-03 400/115 kV de la SE Tapeixtles y, el AT-02 de la SE Morelia Potencia supero durante 2 horas el 90% de su capacidad ante licencia en muerto del transformador paralelo. Además, debido al bajo despacho de generación en la CE Los Azufres, fue necesario segregar la de Red Eléctrica de 115 kV de la zona Morelia con el objetivo de reducir la carga en los AT 230/115 kV de la SE Morelia Potencia, buscando con la estrategia operativa evitar la pérdida en cascada de elementos de la zona y colapso de carga ante contingencia sencilla (N-1) de alguno de los AT. El tiempo de aplicación de la estrategia operativa fue de 10 horas durante el 2021. • Los AT 400/230 kV AT-03 y AT-04 de la SE Tepic II presentaron cargas superiores al 90% durante 2 y 5 horas respectivamente, esto debido a licencias en muerto de los transformadores paralelos. Al ser la única fuente de alimentación de las zonas Tepic, Vallarta y Santiago, se limitan los tiempos de mantenimiento debido a posibles sobrecargas ante indisponibilidad de alguno de los transformadores, por lo que para atender esta problemática y debido al crecimiento pronosticado de dichas zonas la SENER instruyo en 2021 el proyecto *"P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta"* con fecha de entrada en operación estimada en abril 2026, con lo que se agrega una fuente adicional a la zona incrementando la confiabilidad y la capacidad para atender la demanda. • En enero 2021, se realizó mantenimiento mayor en el AT-04 230/115 kV de la SE Zimapán durante 14 días. Debido a que es la única fuente de alimentación de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Ixmiquilpan, para poder otorgar la licencia del equipo y cerrar las Compuertas de Flujo hacia la zona San Juan del Río, se realizó la instalación de un CP de 18 MVAr de capacidad en la SE Boquilla proveniente otra Subestación Eléctrica para evitar voltajes por debajo del Límite Operativo en las Subestaciones Eléctricas de la zona. Para incrementar la Confiabilidad de la zona incluyendo una nueva fuente de alimentación, la SENER instruyó el proyecto: "P17-OC5: Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)" el cual contempla su fecha de terminación en junio de 2025. • Finalmente, el AT-02 de la SE Ocotlán superó durante 4 horas el 90% de su capacidad debido a la indisponibilidad del T-01 de la SE Purépecha.

... Continuación

Cuadro 5.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

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 la zona de operación de transmisión Jalisco-Nayarit donde se observa una disminución del promedio del voltaje en la Zona Metropolitana de Guadalajara y Tepic. Las SE Acatlán, Zapotlanejo, Atequiza y Tlajomulco muestran una disminución del perfil promedio de voltaje comparado con el año 2020, donde el voltaje promedio de la SE Zapotlanejo bajo 3.43 kV respecto al periodo anterior, aun así, no se tienen violaciones en los perfiles de tensión. Las zonas de operación de transmisión Centro Norte, Bajío y Sauz Querétaro tuvieron perfiles de tensión similares a los años pasados sin que se tengan violaciones en los límites de operación. Por otra parte, se mantiene la tendencia de alto voltaje en la SE Mazamitla (subestación de maniobras) sin que se tengan violaciones de los límites de tensión. • En la SE Acatlán, se tiene fuera de servicio el RE-01 de 70 MVAr desde mayo de 2020 debido a mantenimiento. Sin fecha de entrada en operación por parte de CFE Trasmisión. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Bajío se presentan SE con tiempos de operación importante por debajo de 1.0 pu sin llegar a valores debajo de 0.95 pu como son Celaya II, Celaya III, Silao Potencia, Potrerillos, León I, León III y León IV, de las cuales la más afectada fue León IV la cual se mantuvo aproximadamente el 62% del año por debajo de 230 kV. Lo anterior se debe a las consideraciones operativas mencionadas en el apartado “TRANSFORMACIÓN”, donde se limita la capacidad de regulación del AT-02 de la SE Potrerillos para evitar su sobrecarga. Es importante mencionar, que para disminuir la cantidad de reactivos aportados a la zona León, en septiembre de 2020 se instaló un banco de capacitores de 45 MVAr en 115 kV en la SE León IV. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Centro Norte, se presentaron voltajes con la misma tendencia que años anteriores, no obstante, las SE 230 kV de la zona Aguascalientes muestran una pequeña disminución de alrededor de 0.8 kV. Las SE con un mayor porcentaje de tiempo por debajo de 1.0 pu son: San Luis Potosí, Charcas Potencia, Zacatecas II, Calera y Fresnillo Potencia, sin embargo, no se tienen tiempos representativos de operación por debajo de 0.95 pu. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Sauz-Querétaro las SE con voltajes por debajo de 1.0 pu son Querétaro I, Conín, Santa Fe, Sauz y Dañu. En el caso de la SE Santa Fe se presentaron niveles de voltaje inferiores a 1.0 pu durante el 70% del tiempo en el año 2021. • En la Red Eléctrica de 230 kV de la zona de operación de transmisión Jalisco-Nayarit se presentan tiempos menores al 19% del año por debajo de 1.0 pu, los nodos con mayor tiempo de variación son Ciudad Guzmán, Tesistán, Ocotlán, Tepic II y Vallarta Potencia. • Por último, el nivel de tensión de la barra de 230 kV de la SE Morelia Potencia perteneciente a la zona de operación de transmisión Centro Occidente muestra tiempos del 52.8% del año por debajo de 1.0 pu. • Como se mencionó en el apartado “TRANSMISIÓN”, en la zona Ixmiquilpan se instaló un banco de capacitores en la SE Boquilla 115 kV de 22.5 MVAr para estar en condiciones de dar mantenimiento al AT-01 de la SE Zimapán sin tener afectaciones de carga. Dicho capacitor fue trasladado de otra SE y se utilizaron, además, celdas capacitivas del CP-01 de la SE Colinas de Apaseo de la zona Querétaro para sustituir las celdas dañadas dando como resultado que actualmente se tengan disponibles únicamente 22.5 MVAr en la SE Colinas de Apaseo. • En la zona Querétaro se instalaron dos bancos de capacitores de 30 MVAr y 15MVAr como obra de refuerzo de un centro de carga para mantener el perfil de tensión dentro de los Límites Operativos ante contingencias sencillas (N-1) de líneas de transmisión de 115 kV. • Durante la elaboración del PAMRNT 2021-2035 se identificaron los proyectos “P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos” y “P21-OC3 Soporte de Tensión para la zona Minas”, ambos con fecha factible de entrada en operación abril de 2026, con los cuales se atienden las necesidades de compensación reactiva de las zonas Los Altos, Ciénega y Minas mencionados anteriormente. • Finalmente, se mantendrán problemas de bajas tensiones en redes radiales de gran longitud en las zonas de Aguascalientes y Zacatecas, que requieren adición de Red Eléctrica de transmisión en lugar de compensación o bien esquemas de compensación dinámicos, en cualquiera de los dos casos representan grandes inversiones y no suelen ser rentables económicamente estos proyectos.

Cuadro 5.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste

GENERACIÓN	• Hasta el 31 de diciembre de 2021 se cuenta con 13 Centrales Eléctricas FV que han entrado en operación con una capacidad total de 1,324 MW, de las cuales dos están en pruebas de puesta en servicio, y una CCC de 766 MW en Topolobampo que entrará en operación comercial en 2022. • La demanda máxima de esta Gerencia se presentó el 26 de agosto de 2021 a las 17:00 horas con 5,444.5 MWh/h.

... Continuación

Cuadro 5.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste

GENERACIÓN	• La condición de generación relevante el día de la demanda máxima de esta Gerencia fue la siguiente: Las CCC con 3,075 MW, considerando CCC Empalme Dos con 772 MW, la CCC Topolobampo Dos con 758 MW y fuera de servicio la CCC Empalme Uno. Las CH con una capacidad de 941 MW con una generación total de 450 MW. Las CE fotovoltaicas con 934 MW. Las Centrales Eléctricas térmicas de gas y/o combustóleo con 889 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 23.3 MWh/h, equivalente al 0.5 % de la demanda de la GCR Noroeste que era de 4,712.7 MWh/h. • La demanda máxima de la Gerencia se presentó el 26 de agosto de 2021 a las 17:00 horas, con 5,444.5 MWh/h y la importación neta integrada fue de 43.3 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 a partir de abril de 2021 comenzó a presentar un flujo de potencia activa por encima de su límite de Estado Operativo Normal, registrando 315 horas en Estado Operativo de Alerta, con un valor máximo de flujo de potencia activa de 1,722 MW, esta problemática se solventará con el proyecto P15-NO1 “Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)” en 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 junio 2023 y 2025 respectivamente. • La Compuerta de Flujo Hermosillo – SIN registró al 27 de octubre de 2021: 3,769 horas en Estado Operativo de Alerta con un flujo de potencia activa por encima de su límite de Estado Operativo Normal, registrando un valor máximo de 1,471 MW, para solventar esta problemática se contaba con el proyecto Interconexión de Baja California al SIN que ha sido cancelado y el Proyecto de Interconexión BCS-SIN que fue pausado. La problemática se solventará 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 ha sido instruido por SENER a CFE Transmisión para la construcción de los elementos de compensación dinámica y la Red Eléctrica de transmisión asociada al mismo con fecha factible de entrada en operación en junio 2025. A partir del 27 de octubre de 2021, operativamente se hace una redefinición de los elementos a monitorear para observar problemática de oscilaciones de potencia entre las regiones Noroeste y Norte contra el resto del SIN, por lo que se da de baja la compuerta Hermosillo – SIN y se reemplaza por la compuerta Noroeste SIN, la cual presentó al 31 de diciembre de 2021 la cantidad de 67 horas en Estado Operativo de Alerta por flujos arriba de su Límite de Estado Operativo Normal, con un valor máximo de flujo de 1,608 MW, esta problemática se solventa con el proyecto instruido mencionado anteriormente. • La Compuerta de Flujo Mazatlán a Tepic registró al 31 de diciembre de 2021: 465 horas en Estado Operativo de Alerta con flujo de potencia activa por encima de su límite de Estado Operativo Normal, con un valor máximo de 1,442 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 LT 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 LT con tramos subterráneos que presentan problemática de sobrecarga, ambos proyectos han sido instruidos por SENER a CFE Transmisión para su construcción con fecha factible en abril 2026, por lo que la problemática prevalecerá hasta la entrada en operación de los proyectos mencionados. • En la zona Culiacán, se tiene 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. En el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021 registró 2,853 horas en Estado Operativo de Emergencia, registrando un valor máximo de 60 MVA, esta problemática se solventa con la nueva LT entre SE La Higuera y Costa Rica, obra legada a cargo de CFE Distribución que presentó una problemática en la adquisición de los derechos de vía, lo que difirió su entrada en operación a agosto de 2023 y que repercutirá en cortes de carga en esa región.

... Continuación

Cuadro 5.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste

TRANSFORMACIÓN	• En la zona Caborca en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021, el AT-01 y AT 02 de la SE Seis de Abril de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 16 y 11 horas respectivamente, por arriba del 90 %. El proyecto instruido P20-NO1 "Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco" incrementará la capacidad de transformación con una nueva SE Mar de Cortes, con lo cual se solucionará esta problemática, la fecha factible de entrada en operación no fue proporcionada por CFE Transmisión, por lo que se estima un diferimiento en el proyecto hasta 2026. • En la zona Hermosillo, en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021, el AT-01 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA operó 9 horas por arriba del 90 % y el AT-01 en la SE Hermosillo Tres de 230/115 kV de 125 MVA operó 4 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 no fue proporcionada por CFE Transmisión, por lo que se estima un diferimiento en el proyecto hasta 2026. • En la zona Mazatlán los AT-04 y AT 05 de Mazatlán Dos de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 7 y 13 horas por arriba del 90 % respectivamente y el AT-06 de 400/230 kV operó con 21 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021. 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 no fue proporcionada por CFE Transmisión, por lo que se estima un diferimiento en el proyecto hasta 2026. • En la zona Guamúchil, el AT-02 de Guamúchil Dos de 100 MVA operó 6 horas por arriba del 90% de carga en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021, por lo que será necesario incorporar capacidad de transformación en el mediano plazo, se verificará y definirá el año de la saturación del equipo de transformación. • En la zona Navojoa los AT-01 y AT-02 de Pueblo Nuevo de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 8 y 9 horas por arriba del 90 % respectivamente en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021, por lo que será necesario incorporar capacidad de transformación en el mediano plazo se verificará y definirá el año de la saturación del equipo de transformación. • En la zona Los Mochis, el AT-01 de Los Mochis Industrial de 230/115 kV de 225 MVA operó con 2 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021, por lo que será necesario incorporar capacidad de transformación en el mediano plazo se verificará y definirá el año de la saturación del equipo de transformación. • En la zona Obregón, el AT-04 de Ciudad Obregón Tres operó con 2 horas por arriba del 90 %, en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021 debido a la salida por emergencia de la LT Bácum 73590 Ciudad Obregón Dos.
COMPENSACIÓN	• En las barras de 400 kV de SE Mazatlán Dos, se registró en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021 una tensión promedio de 416.4 kV y se registraron 2,031 horas por arriba 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. • La CCC Empalme Uno estuvo fuera de servicio por falla desde el 29 de agosto de 2020 hasta el 18 de abril 2021 por lo cual se afectó el control de voltaje en 400 kV. Se presentaron voltajes por encima de 420 kV en la SE Seri, SE Empalme Ciclo Combinado y SE Bácum, se registraron 1,432, 715 y 996 horas respectivamente en el periodo del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre de 2021. 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 agosto de 2023.

Cuadro 5.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte

GENERACIÓN	• Durante el 2021 entraron en operación Centrales Eléctricas Fotovoltaicas con una capacidad total de 173 MW.

... Continuación

Cuadro 5.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte

GENERACIÓN	• La demanda máxima instantánea de la GCR Norte en 2021 fue de 5,126 MW el 10 de junio de 2021 a las 17:37 horas, la Gerencia se encontraba con una exportación neta de 535 MW y el despacho de generación de la siguiente manera: o Fotovoltaica: 1,526 MW o Ciclo Combinado: 3,582 MW o Térmica: 490 MW o Hidráulica: 11 MW o Combustión Interna: 50 MW o Turbo Gas: 0 MW o Biogás: 2MW
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 LT 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 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; el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para junio de 2025. • En 2021 se presentó congestión en las compuertas de flujo que interconectan las GCR Norte, Noroeste y Occidental. 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 los enlaces Norte-Sur, este proyecto se encuentra en el capítulo Proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2021-2035.
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 transformadores y la Red Eléctrica de 115 kV lo que llevaría a un colapso de la ZOT. Actualmente, se realiza la estrategia de abrir Red Eléctrica 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 junio de 2025. • Los AT de 100 MVA 230/100 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), presentaron cargas de 119% y 116% respectivamente, realizando afectaciones manuales para disminuir su carga. Dichos AT presentaron 840 horas (equivalente a 35 días) y 519 horas (equivalente a 22 días) por arriba de su capacidad nominal, respectivamente. 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, pero se ha ido posponiendo y actualmente tiene fecha de entrada en operación para junio de 2023. • 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 92% y 110% 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 SE de la región con fecha de entrada en operación de abril de 2023. 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. • En el último año, los dos bancos de transformación de 100 MVA 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 110% y 107% respectivamente, aún con el traslado en 2018 de un transformador móvil 45 MVA de 230/23 kV desde la GCR Central para mitigar las sobrecargas, los AT de 100 MVA 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) presentaron valores máximos de carga de 96% y 93% respectivamente. Ante el disparo de uno de ellos provocaría la sobrecarga en los AT y el posible colapso de la región. Para disminuir la carga en los AT de la SE Chihuahua Norte se realiza seccionamiento en la Red Eléctrica de 230 kV, impactando en la Confiabilidad del sistema. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión del proyecto P15-NT1, consistente en un nuevo AT de 300 MVA, 230/115 kV para la SE Chihuahua Norte, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de un AT de 100 MVA de dicha SE hacia la SE Ávalos, dicho

... Continuación

Cuadro 5.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte

TRANSFORMACIÓN	proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2021, sin embargo, el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para diciembre de 2023. Se tiene un número importante de solicitudes de Centros de Carga en la región condicionadas a la entrada en operación del nuevo autotransformador en Chihuahua Norte de 300 MVA de capacidad. • En 2021, el AT de 300 MVA, 230/115 kV de la SE Terranova (AT-99) operó por arriba del 90% de su capacidad 178 horas (equivalente a 8 días). Ante el disparo de éste provoca la sobrecarga de LT de 115 kV, lo que puede provocar el colapso de la región, para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial de la región de ciudad Juárez. En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P19-NT1 "Terranova Banco 2", que consiste en un nuevo AT de 300 MVA, 230/115 kV para la SE Terranova, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación para abril de 2024, sin embargo, el proceso para llevar a cabo esta obra se ha retrasado y actualmente tiene fecha de entrada en operación para junio de 2024. Actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga de tipo industrial en la zona urbana de la ZOT Juárez, condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en Terranova de 300 MVA de capacidad. • En región urbana de la ZOT Juárez los transformadores de alta a media tensión de las SE Aeropuerto, Médanos, 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 junio y agosto de 2021 respectivamente. Para disminuir dichas sobrecargas se han instalado transformadores provisionales en la SE Zaragoza, sin embargo, en los siguientes años se tendrá la necesidad de incrementar la capacidad de transformación para atender la demanda de la región.
COMPENSACIÓN	• En 2021 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, 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 115 kV en las SE Mesteñas y El Trébol con fecha de entrada en operación de abril de 2023. • 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 los establecidos en el Código de Red. 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 congestión en la transformación como las bajas tensiones en esta región (fecha de entrada en operación de abril de 2023).

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

GENERACIÓN	• Durante el periodo de septiembre del 2020 - agosto del 2021 entraron en periodo de pruebas seis Centrales Eléctricas, de las cuales cinco son EO, con una capacidad instalada de 739 MW y la otra es la primer Central FV de la Gerencia con una capacidad de 30 MW. • En el escenario de la demanda máxima del SIN (con 9,688 MW en esta Gerencia), del 09 de junio de 2021 a las 16:19:06, se presentaron las siguientes condiciones: o La generación total de la GCR con 13,293 MW. o La generación EO con 24 centrales generando un total de 1,727 MW. o Generación FV con 28 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 570 MW y 314 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 756 MW, 857 MW y 607 MW respectivamente. o Fuera de servicio las CE Río Bravo; Dulces Nombres Dos y Altamira Tres y Cuatro, módulo 1. • En el escenario de máxima de la Gerencia se presentó un valor de demanda de 10,266 MW, ocurrido el 21 de junio de 2021 a las 16:34:09 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: o La generación total de la Gerencia con 12,430 MW. o La generación EO con 24 centrales generando un total de 1,089 MW.

... Continuación

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

GENERACIÓN	o Generación FV con 15 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 334 MW y 619 MW respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 798 MW, 842 MW y 299 MW respectivamente. o Fuera de servicio CE Río Bravo y Dulces Nombres Dos. • En el escenario de mínima de la GCRNE se presentó un valor de demanda de 3,393 MW, ocurrido el 25 de diciembre de 2021 a las 07:50:13 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron: o La generación total de la Gerencia con 6,787 MW. o La generación EO con 18 centrales generando un total de 1,752 MW. o Generación FV con 2 MW. o Las CE Carbón Dos y Río Escondido con 228 MW y 177 MW de generación, respectivamente. o Las CE Noreste, El Carmen y Los Ramones con 224 MW, 0 MW y 0 MW de generación, respectivamente. o Centrales no sincronizadas a la red: Altamira, Huinalá, Huinalá II, Río Bravo, CC Saltillo, Dulces Nombres UN-01 y UN-02, Electricidad Águila de Altamira, Río Bravo Tres, Río Bravo Cuatro, Tamazunchale, El Carmen, Los Ramones.
TRANSMISIÓN	• Corredor de transmisión Champayán-Güémez-Lajas-Huinalá o Se presentó saturación de la compuerta en el mes de febrero, debido a una condición atípica en el sistema, alcanzando valores de flujo de potencia activa en el CPY-GUE de hasta 1,992 MW, superando su límite con Disparo Automático de Carga (DAC) de 1,700 MW, por lo que se realizaron cortes de carga para tratar de controlar el flujo de potencia activa. o En enero de 2021, el Transportista solicitó que se considerara la contingencia doble igual de probable que la contingencia sencilla en el tramo Güémez-Lajas. o 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. o 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: o Tuvo un tiempo acumulado de 30 horas operando por encima de su límite Estado Operativo Normal (a partir de 1,820 MW) y con el EAR activado, alcanzado un máximo de 1,974 MW. o 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 de la LT Nopala-Victoria. Este proyecto ya fue instruido por la SENER a CFE Transmisión y tiene fecha de entrada en operación factible para abril de 2025. • Corredor de transmisión Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo o Tuvo un tiempo acumulado de 80 horas operando por arriba de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal (1,380 MW); alcanzando valores de hasta 1,574 MW. o 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 de transmisión 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 diciembre de 2023. • Corredor de transmisión Champayán – Altamira, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Champayán – A3E80 y A3E90 – Altamira o Tuvo un tiempo acumulado de 76 horas operando por arriba de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal de 1,580 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 1,821 MW que superan el límite con EAR (1,775 MW). o Se espera que con el proyecto "Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en abril de 2025 se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Corredor de transmisión Altamira – Tamós, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 – Tamós o Tuvo un tiempo acumulado de 203 horas operando por arriba de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal de 1,480 MW, alcanzando valores de hasta 1,797 MW que superan el límite 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 o Tuvo un tiempo acumulado de 58 horas operando por arriba de su límite de transmisión de 1,720 MW, alcanzando instantáneamente valores de hasta 2,030 MW. o Al igual que con la Compuerta de Flujo arriba mencionado, se espera que con el proyecto "Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" con fecha de entrada factible en abril de 2025 se minimicen los tiempos fuera de Estado Operativo Normal. • Corredor de transmisión Bravo – 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 o Tuvo un tiempo acumulado de 48 horas operando por arriba de su límite de transmisión de 2,070 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 2,323 MW. o 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, sin embargo, está fuera de la cartera de proyectos 2020 - 2024. o 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. • Corredor de transmisión entre la GCR Norte y la GCR Noreste, compuesto por las líneas: Hércules Potencia – A3000 – Río Escondido, Ramos Arizpe Potencia – A3700 – Maniobras Villa Nueva y Andalucía – 93050 – Maniobras Eólica de Coahuila o Tuvo un tiempo acumulado de 178 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al límite establecido de 700 MW, en el sentido de flujo Norte → Noreste, en el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2021. o Tuvo un tiempo acumulado de 30.5 horas en Estado Operativo de Alerta, por presentar un flujo superior al límite establecido de 875 MW, en el sentido de flujo Noreste → Norte, en el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2021. • Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 no se incorporaron a la RNT líneas de transmisión nuevas.
TRANSFORMACIÓN	• SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas o Se tiene falla mayor de un transformador de 230/34.5 kV, 100 MVA sin fecha oficial de reparación. o La carga de la zona se suministraba por un solo AT de 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. o En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de 230/115 kV de 112 MVA en la SE Nueva Rosita con fecha factible de entrada en operación para abril de 2023. • SE Nava, de la zona Río Escondido o 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. o 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. o Con la entrada en operación de las CE Eólicas en la Zona Piedras Negras, se corre el riesgo de que se presente sobrecarga y disparo en el banco de Nava ante la pérdida del banco de Piedras Negras. • Zona Matamoros o Los bancos de Matamoros Potencia, Llano Grande y Lauro Villar empiezan a presentar saturación y sobrecarga ante la contingencia N-1. o 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, la cual fue instruida por SENER con fecha factible de entrada en operación de abril de 2024. • Los elementos de transformación que presentaron un flujo de potencia aparente igual o mayor al 90% de su capacidad nominal durante el periodo de sep-2020 a ago-2021 fueron: Arroyo del Coyote AT4 y AT5; Aeropuerto AT1; Anáhuac Tamaulipas Potencia AT1; Cumbres Frontera AT1 y AT2; Frontera AT3; Huinalá AT7, AT8, AT9, AT10, AT12 y AT13; Llano Grande AT1; Matamoros Potencia AT1; Ramos Arizpe Potencia T1; Río Escondido AT5, AT8 y AT10; Saltillo AT2; Tecnológico T1 y Tampico AT6. • Durante el periodo septiembre 2020 – agosto 2021 se incorporaron a las RGD del MEM (Divisiones de distribución Golfo Norte, Golfo Centro y Bajío) 10 bancos de transformación que representan un incremento en la capacidad de transformación hacia las RGD de 287.5 MW.
COMPENSACIÓN	• Zonas Victoria y Matamoros

... Continuación

Cuadro 5.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste

COMPENSACIÓN	○ Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en el Corredor que conecta las SE de Jiménez, Las Norias y San Fernando, las dos primeras de la zona Victoria y la última de la zona Matamoros. ○ La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de Suministro Eléctrico y estar muy alejadas de esta (163.7 km de Red Eléctrica radial 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. ○ En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de compensación, con fecha factible de entrada en operación para diciembre de 2022. • Zona Valles ○ Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en el Corredor Valles – Tamazunchale, el cual involucra a las SE Huichihuayán, Huasteca, Axtla y Tamazunchale. ○ La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de Suministro Eléctrico y estar muy alejadas de esta (136.7 km de Red Eléctrica radial 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, pero debido a problemas de desbalance de voltaje no se ha puesto en operación. ○ 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 junio de 2024, 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 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, instruido por la SENER con fecha factible de entrada en operación de abril de 2025. • Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021no se conectó compensación nueva en la RNT.

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

GENERACIÓN	• Durante 2020 entró en operación una Central Eléctrica Eólica con una capacidad instalada de 90 MW y una Central Eléctrica Fotovoltaica incrementó de capacidad un 10%, la cual entró en operación comercial en 2019. Sumando una capacidad total de interconexión de energía renovable al cierre del 2020 de 293.8 MW, manteniéndose dicha capacidad instalada al cierre del 2021. • Desde 2010 se tiene indisponibilidad en el suministro de gas natural. De una capacidad de 1,261 MW, en promedio se tiene una degradación de 400 MW (32%) de generación en tres Ciclos Combinados de la zona. En la demanda máxima registrada el 7 de junio de 2021 de 2,222.8 MW, se presentó una indisponibilidad de 551.5 MW (44 %) en los principales Ciclos Combinados, estando fuera Ciclo Combinado AES Mérida (484 MW) y operando: ○ CCC Valladolid III con Gas Natural. ○ CCC Campeche limitado por operar con Diésel. Manteniéndose esta misma indisponibilidad de generación al cierre del 2021. • Debido a la contingencia sanitaria originada por el COVID-19 en 2020, se registró un decremento en la demanda de la GCR Peninsular de aproximadamente 9 % con respecto a la registrada en 2019. En contraste, la demanda máxima registrada en 2021 fue similar a la del 2019 (decremento del 0.4 %), lo cual representa un crecimiento de aproximadamente del 9.5 % con respecto a la demanda registrada en el 2020, lo que evidencia la recuperación económica a los niveles de 2019. Con el repunte de la demanda registrada en el presente año y ante la indisponibilidad de generación, se sigue dependiendo de los EAR, de los Esquemas de Protección de Sistema y de la necesidad de sincronizar generación TG de baja eficiencia (192.6 GWh), para poder garantizar la Continuidad del Suministro Eléctrico hacia la Península de Yucatán.
TRANSMISIÓN	• En el enlace de transmisión de Escárcega al Sureste, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia - A3Q00 y A3Q10 - Escárcega Potencia y las dos LT en 230 kV entre las SE Escárcega Potencia - 93210 y 93220 - Santa Lucía, se operó con un valor máximo de 1,200 MW. Adicionalmente, la Compuerta de Flujo operó 250 horas con el EAR armado ante la contingencia N-1 y 7,870 horas con EAR armado ante la contingencia N-2. Por lo tanto, el 80% del año se estuvo en riesgo de interrumpir el Suministro Eléctrico de la demanda hacia la Península de Yucatán ante la ocurrencia de una contingencia N-2. Adicionalmente, ante la indisponibilidad de gas natural, se recurrió a la sincronización de las unidades TG instaladas en la GCR Peninsular y

... Continuación

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

TRANSMISIÓN	en caso de que éstas no hubieran sido sincronizadas, este Corredor hubiera alcanzado un valor máximo de transmisión de 1,480 MW y superando su límite en 501 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la Red Eléctrica de transmisión entre las GCR Oriental y GCR Peninsular, por lo que se propuso el proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, no obstante con el propósito estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se tienen dos proyectos de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en Mérida (559 MW) y Valladolid (1125 MW) con fecha de entrada en operación en 2024; y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 MMPCD, con lo cual la problemática expuesta se solventaría con estas acciones. • Debido a restricciones existentes para el suministro de energía de la Isla de Cozumel, se tiene implementado un EAR para la interrupción de carga ante el disparo de un cable submarino de 34.5 kV. En junio de 2019, se presentaron tres fallas en los cables submarinos de 34.5 kV Playa del Carmen – Chankanaab II 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 15.4 MW para prolongar la vida útil de los mismos. Esta disminución de capacidad reduce el límite de transmisión hacia la Isla de Cozumel de 48 MW a 30.8 MW, haciendo necesaria la entrada en operación de generación TG de baja eficiencia en Chankanaab durante 7196 horas, a fin de evitar sobrecargar los cables submarinos (la demanda máxima que se registró en el año 2021 fue de 46 MW, lo que representa una disminución del 9 % de la demanda con respecto al año 2019, por efecto de la contingencia sanitaria COVID-19, es decir aún no se recupera un su totalidad la actividad económica en la Isla de Cozumel). El 17 de mayo de 2021, se declara indisponible la UCE Chankanaab II U2 por problemas mecánicos. Por tal motivo, CFE Generación emitió el oficio SNNR-235 al CENACE para el traslado de la Unidad móvil de emergencia 13 de una capacidad de 12.5 MW para mantener la Confiabilidad del sistema eléctrico de la Isla de Cozumel. En el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 se registraron 17 eventos que derivaron en afectación de carga en la Isla de Cozumel con un tiempo acumulado de 11:26 h por la operación de EAR, para mantener el flujo de potencia activa en los cables submarinos dentro de los límites especificados por CFE Distribución. Desde el PAMRNT 2015 – 2029 se identificó la necesidad del proyecto de un cable submarino en 115 kV entre las SE Playacar y Chankanaab II con fecha necesaria de entrada en operación de 2018, sin embargo, la fecha factible reportada por CFE Transmisión es julio de 2024. • El suministro de Isla del Carmen se realiza a través del enlace de transmisión Sabancuy – Carmen compuesto por dos LT en 115 kV Sabancuy – Carmen, dicha Compuerta de Flujo tiene como límite de transmisión en Estado Operativo Normal de 115 MW entre 115 a 135 MW en Estado Operativo de Alerta, el cual se cuida con un EAR derivado de la potencial sobrecarga de una de las LT de la Compuerta de Flujo Sabancuy – Carmen por la posible contingencia sencilla (N-1) de una LT o debido a problemas de baja tensión ante la falla del Compensador Estático de Var instalado en la SE Carmen, siempre y cuando, se cuente con la disponibilidad de todos los bancos de capacitores de la zona (un total de 37.5 MVAr). En el 2021 se presentó una demanda de 119 MW y la indisponibilidad de dos de los bancos de capacitores (22.5 MVAr), con lo cual el límite de transmisión en Estado Operativo Normal se reduce a 85 MW, e incrementándose el riesgo de la interrupción del suministro de la demanda hacia la zona Carmen en 1772 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV de la Red Eléctrica de Suministro Eléctrico hacia Ciudad del Carmen, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para mayo de 2023. • El enlace de transmisión de Valladolid - Cancún, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ticul - A3Q40 y Q3Q50 - Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Rivera Maya, dos LT entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid - 93060 - Nizuc, y tres LT en 115 kV tiene un límite de transmisión normal de 825 MW en Estado Operativo Normal y entre 825 MW y 880 MW Estado Operativo de Alerta. En 2021 se registró un flujo de potencia activa máximo en el enlace de 892 MW y la indisponibilidad de 22.2 MVAR (falla en un banco de capacitores de 15 MVAR y el derrateo de 7.2 MVAR entre dos bancos de capacitores de la Zona Cancún), con lo cual el límite de transmisión en Estado Operativo Normal se reduce a 790 MW y el límite de Estado Operativo de Alerta se reduce a 870 MW, e incrementando el riesgo de interrupción del suministro de la demanda hacia la zona Cancún y Riviera Maya ante la contingencia sencilla (N-1) durante 1671 horas. Adicionalmente, dicho valor registrado fue equivalente a un incremento del 5% con respecto al valor registrado en el 2019 y un incremento del 15% con respecto al valor registrado en el 2020 (contingencia sanitaria COVID-19). La demanda máxima registrada para las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2021 fue de 915 MW, lo que implicó el requerimiento de la entrada en operación de generación TG en Nizuc, Cancún y Chankanaab para controlar el valor del flujo en el enlace Valladolid - Cancún por debajo de los 870 MW (esta condición se presentó en el periodo por 176 horas). Las unidades TG mencionadas son de baja eficiencia y tienen 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” y

... Continuación

Cuadro 5.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

TRANSMISIÓN	en el PAMRNT 2020-2034 se identificó un segundo proyecto complementario al primero que permite atender el crecimiento de la demanda de las Zona Cancún y Riviera Maya en el mediano plazo, ambos con fecha factible de entrada en operación para abril de 2024 y se encuentran autorizados para su financiamiento con esquema PIDIREGAS.
TRANSFORMACIÓN	• Los equipos de transformación instalados en la SE Escárcega Potencia consisten en dos bancos de 230/115 kV de 100 MVA, los cuales operaron 350 horas por arriba del 90 % de su capacidad, e incluso se llegó a operar brevemente por arriba de su capacidad nominal (102 MVA), ante lo cual se tomó la estrategia operativa de seccionamiento de Red Eléctrica con el objetivo de lograr una redistribución de los flujos de potencia activa y llevar la carga en la transformación 230/115 kV a condiciones normales de operación para evitar afectar carga en Zona Carmen. Esta condición de cargabilidad en la transformación de la SE Escárcega se registró entre 2017-2019. Aún ante el efecto de la contingencia sanitaria COVID-19, se presentó un incremento del 7% de carga en los bancos con respecto a la registrada en el 2020. En 2020 entró en operación un banco de transformación de 330 MVA y relación de transformación de 400/230 kV en la SE Escárcega Potencia, derivado de la propuesta de solución por CFE Transmisión ante la pérdida del Corredor de 400 kV de Escárcega a Ticul registradas en el año 2019. Esto impactó en un incremento del flujo a través de los bancos de transformación de la SE Escárcega Potencia 230/115 kV, que ante la ausencia del proyecto instruido Puerto Real Bancos 1 y 2, se espera que se presente con mayor frecuencia sobrecargas en dicha transformación 230/115 kV, requiriendo sincronizar las unidades TG 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 las UCE de dicha CE, se optará por aperturas de Red Eléctrica más frecuentes y de no ser suficiente, se requerirá de la afectación de carga en la Zona Carmen. Desde el PAMRNT 2017-2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV de la Red Eléctrica de suministro hacia Ciudad del Carmen, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, actualmente instruido y con fecha factible de entrada en operación para mayo de 2023. • La transformación 230/115 kV que suministra a la Zona Mérida alcanzó un valor máximo de 544 MW, es decir el 91 % de su capacidad ante Red Eléctrica completa (600 MW) y superando en 2027 horas el límite de transmisión máximo seguro ante contingencia sencilla (N-1) de algún banco (410 MW). Esta condición se presentó considerando en operación la CE Mérida II en 115 kV. En caso de no haber estado disponibles las Centrales Eléctricas en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo por el enlace de 588 MW y superando en 3176 horas el límite de transmisión máximo seguro ante contingencias sencilla (N-1). 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 y relación de transformación 230/115 kV, con fecha factible de entrada en operación reportada por CFE Transmisión para abril de 2024.
COMPENSACIÓN	• Desde 2017, en la Isla de Cozumel se han tenido que sincronizar unidades TG para mantener el perfil de voltaje 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 II dentro del proyecto del cable submarino en 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 permitieran 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 SE. 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. Finalmente, la solución está definida en el proyecto de la LT submarina que esta instruida y su fecha de entrada en operación factible reportada por CFE Transmisión es julio de 2024.

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

GENERACIÓN	• La demanda máxima se presentó el 4 de agosto de 2021 a las 16:16 horas, alcanzando un valor instantáneo de 3,245 MW. Esta temporada de verano 2021 no se realizó la transferencia de carga a la Compañía Eléctrica Imperial Irrigation District (IID) debido a que dicha compañía no contaba con autosuficiencia para atender su demanda y el cumplimiento a la reserva en el Sur del estado de California, en EE. UU. operado por el operador independiente "CAISO". El SIBC es deficitaria en generación en la temporada de verano, por lo que se requirió una importación de energía a través del Path 45 de 573 MW para suministrar la demanda. La generación TG de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 134 MW en total. La generación indisponible el día de la demanda máxima fue la siguiente: o Cerro Prieto Tres Unidad 09 (Se encontraba bajo revisión por disparo) o Presidente Juárez Unidad 09 (Se encontraba bajo revisión por disparo) o Turbogás Mexicali Unidad 01 (Indisponibilidad por altas vibraciones en chumacera) o Cerro Prieto Cuatro Unidad 11 (Salida forzada de la unidad debido a interconexión de UMES 01 y 14) o Cerro Prieto Tres Unidad 08 (Salida forzada de la unidad debido a interconexión de UMES 12 y 15) Se contrató la siguiente generación por protocolo correctivo: o Energía Solar Cachanilla con capacidad declarada de 40 MW (Thomson) o PyE Electrificaciones con capacidad de 90 MW (Herradura) o PyE Electrificaciones con capacidad de 65 MW (Libramiento) o PyE Electrificaciones con capacidad de 60 MW (La Rosita) o Generación de Mejicali con capacidad de 87.87 MW (González Ortega) o Geotérmica para el Desarrollo con capacidad de 50 MW (González Ortega) o Constructora Makro con capacidad de 24 MW (González Ortega) o CFE Generación III EPS con capacidad de 103 MW (González Ortega) o Energía Azteca con capacidad de 82.3 MW (Ciclo Combinado Mexicali) CFE Generación III EPS interconectó las siguientes UME. o UME 10 y UME 11 con capacidad de 39 MW en conjunto o UME 01 y UME 14 con capacidad de 38.5 MW en conjunto o UME 12 y UME 15 con capacidad de 32.5 MW en conjunto • Durante los días de alta demanda no se incumplió el requerimiento de reserva rodante, por lo que no se asignaron bloques de carga interrumpible en esta temporada de verano. • El 20 de julio de 2021 a las 14:31 horas se presentó el disparo de las unidades de la CCC Mexicali (U01, U02, U03 y U04) por una falla transitoria en tableros internos de 4.16 kV. El intercambio en la LT Imperial Valley – 23050 – Rosita presentó un valor de 754 MW, y un intercambio neto de 612 MW y el desbalance (déficit de generación) en el Valle fue de 958 MW, por lo que se requirió un corte de carga en total 144 MW de los cuales 80 MW corresponde a la Comisión Estatal del Agua y 64 MW corresponden a usuarios residenciales, fijando el límite del Path 45 en 408 MW debido a que el déficit en el Valle continuaba arriba de 700 MW. Se solicita asistencia en emergencia y se declararon 230 MW de carga como reserva no rodante para cumplir con la reserva operativa. • Se ha declarado a la fecha, alrededor de 5,208 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 Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional y dando cumplimiento a los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
TRANSMISIÓN	• El 31 de mayo de 2021 quedaron en servicio las modificaciones al esquema de sobrecarga en la LT IMPERIAL VALLEY – 23050 – ROSITA, fue necesario modificar dicho esquema para seguir contando con una capacidad de importación de 600 MW para la temporada de verano. Se actualizó el EAR incrementando el monto de carga y como último paso el disparo de la LT OTAYMESA – 23040 – TIJUANA. • En la Red Eléctrica de 230 kV y 161 kV de la zona eléctrica de San Luis Río Colorado, se presentan problemas de bajo voltaje en las SE en condiciones de Red Eléctrica completa, los cuales 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 Compensador Estático de VAr de SE Tecnológico ocasiona bajos voltajes de operación a pesar de tener todos los capacitores en servicio. La problemática se resolverá con la compensación capacitiva en la SE Parque Industrial y el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey que han sido instruidos por SENER a CFE, con fecha de entrada en operación factible de julio de 2024 y con el Proyecto CCC San Luis Río Colorado y su Red Eléctrica de transmisión asociada.

... Continuación

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

TRANSMISIÓN	• Las LT Mexicali - 83140 – Packard, Packard – 83320 - Cetys que fueron reparadas en su tramo subterráneo, quedaron limitadas en su capacidad para transmisión de potencia debido a una problemática en el sistema de multi-aterrizamiento. La LT 83140 se sobrecarga ante el disparo de la LT Santa Isabel – 83210 – Nacozari y la única manera de evitar la sobrecarga es mediante corte de carga (no cuenta con protección 51). Se requiere que CFE Transmisión solucione esta problemática para disponer de la capacidad completa de las LT involucradas, de otra manera se afectará el suministro de la carga ante contingencia sencilla. • En la Red Eléctrica de 115 kV se presentan problemas de baja tensión en la parte radial de Ensenada debido al disparo de cualquiera de las LT del Corredor Ciprés – Cañón de la Red Eléctrica 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 abril de 2023. 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 junio de 2024 y febrero de 2025, 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 en el Corredor entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón a la capacidad de la LT Cañón – San Quintín. Actualmente, la problemática de voltaje ocasiona que se límite la trayectoria Tijuana – Ensenada. Debido a la problemática de bajos voltajes en San Quintín y San Simón, se tienen estrategias operativas, donde se contempla la interrupción de carga de forma momentánea como acción de control de voltaje. • 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 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 la línea 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 de mayo de 2024. La LT Panamericana Potencia – 63640 – Hipódromo y 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. • Se presentan problemáticas de baja tensión en las SE de zona Tecate ante el disparo de la LT Herradura - 63740 - Tecate Uno. Se hace necesaria compensación capacitiva en Tecate Uno en 69 kV para evitar esta problemática. En el PAMRNT 2021 – 2035 se presentó un proyecto que atiende la problemática y que ha sido instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización.
TRANSFORMACIÓN	• Desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 se tuvieron Estados Operativos de Alerta en las siguientes compuertas: o Enlace 230/69 kV con 4,204 horas con 36 minutos, o Enlace 230/161 kV con 95 horas con 15 minutos, o Enlace Costa – Valle con 1 horas con 39 minutos, y o Enlace Tijuana – Ensenada con 2 horas con 48 minutos. • De lo anterior se observa que se requiere incrementar la capacidad de transformación en la zona Tijuana. • Para eliminar las horas de Estado Operativo de Alerta de la compuerta 230/161 kV, se mantuvo el arreglo 3A, el cual consiste en conectar en serie las LT Packard – 83320 – Cetys y Skyworks – 83410 – Cetys. Otra forma de disminuir las horas de alerta de esta compuerta es interconectar generación en la Red Eléctrica de 161 kV; además se realizó el arreglo serie de las LT Cerro Prieto Uno – 83110 – Mexicali II y Mexicali II – 83370 – Santa Isabel, para formar la LT Cerro Prieto I – 83370 – Santa Isabel para transmitir parte de la generación geotérmica de manera directa al bus de 161 kV en la SE Santa Isabel y descargar los autotransformadores de la misma SE, lo que lleva a permitir un incremento en el límite de la compuerta, estas modificaciones topológicas han permitido continuar atendiendo la carga. • Para la región Costa, los bancos de transformación de la SE Tijuana operaron cerca del 90% de su capacidad en condición de Red Eléctrica completa y con sobrecarga ante contingencia llega hasta el 120% de su capacidad, donde el EAR actual no mitiga la sobrecarga y requiere corte de carga instruido por el operador, se está en proceso de compra por parte de la GRT Baja California el equipo para automatizar este tiro de carga. SENER ha instruido a CFE Transmisión, la ampliación la capacidad de transformación mediante el proyecto Tijuana I Banco 4 que soluciona la problemática. Este proyecto tiene una fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2023. En este verano se presentó una menor carga en estas transformaciones debido a que se conectaron 90 MW de protocolo correctivo en 69 kV. • Los bancos de transformación de SE Panamericana Potencia y SE Metrópoli Potencia presentaron alarmas de sobrecargas ante contingencia sencilla con valores de hasta el 145% de su capacidad nominal. 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 diciembre de 2022. El EAR actual para la transformación de la SE Panamericana Potencia no es suficiente para mitigar las sobrecargas. Por lo anterior, se tiene que recurrir a tiro de carga por acción del operador

... Continuación

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

TRANSFORMACIÓN	de sistema para lograr descargar los bancos, se requiere hasta 140 MW de corte de carga. Para solucionar la problemática de transformación en la SE Metrópoli Potencia, SENER instruyó a CFE Transmisión en el PAM 2021-2035 el proyecto Metrópoli Potencia Banco 5 para evitar las sobrecargas ante contingencia sencilla (N-1), el cual tiene fecha de entrada en operación para abril de 2025. • En la región Valle, se presentan sobrecarga en los bancos de SE Santa Isabel AT-30 y AT-40 ante el disparo del banco paralelo. Esto resulta en alarmas de violación a la compuerta de 230/161 kV, se cuenta con un EAR que realiza seccionamiento de Red Eléctrica para mitigar la problemática. • En la transformación de alta a media tensión de zona Valle, los transformadores de las SE Aeropuerto Dos, Centenario, Cetys, González Ortega, Mexicali Oriente, Mexicali Dos, Nacozari, Orizaba, Packard, Sánchez Taboada, Tecnológico, Xochimilco, Valle de Puebla, Carranza, 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. Actualmente se está trabajando en la puesta en servicio de T20 de Carranza, se espera a finales del mes de marzo 2022 entre en operación comercial con suministro de carga (el día 27 de enero de 2022 fue energizado en vacío, sin tomar carga). • SENER instruyó a CFE Distribución los proyectos de transformación Victoria Potencia, Carranza, 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 Tecolote, Seminario, Durazno, Hipódromo, La Mesa, Metrópoli, Pacifico, Tijuana Dos, Panamericana y Ensenada estuvieron operando al 90% de su capacidad. SENER ha instruido a CFE Distribución los proyectos de transformación Pacífico y La Encantada con los que se soluciona 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. En la SE Panamericana se instaló el T20, el cual es proveniente de la SE Jatay, y en la SE Jatay se instaló un transformador de 9.7 MVA, con lo que se atiende la problemática local en el corto plazo.
COMPENSACIÓN	• Las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado presentan un déficit de potencia reactiva mayor a 100 MVAr. El Compensador Estático de VAr ubicado en SE Tecnológico operó al 96% de su capacidad en los días de demanda máxima. • El esquema de bajo voltaje instalado en la SE Chapultepec, operó tres veces sin falla aparente. Esta subestación eléctrica alimenta subestaciones rurales 34.5/13.8 kV y dichos alimentadores son muy longitudinales. Se instaló un sistema de medición de calidad de energía y se solicitó por parte del CENACE se integrara un Registrador de Disturbio. • Las siguientes unidades de generación presentan limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de tensión: o Cerro Prieto Cuatro Unidades 10, 11 y 12. o 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 bajo voltaje. En el PAMRNT 2021-2035, SENER instruyó a CFE Transmisión instalar un capacitor de 15 MVAr en 69 kV para abril 2025. • En la parte sur de zona Ensenada se requiere de compensación reactiva en 115 kV en la SE San Simón para el soporte de voltaje en las SE del Corredor costero al sur de la ciudad de Ensenada entre las SE Cañón, San Quintín y San Simón. 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. • Se le ha solicitado a la GRT Baja California que para mantener el voltaje dentro de los Límites Operativos en las SE San Quintín y San Simón, se traslade uno de los capacitores de 115 kV, 7.5 MVAr de SE Cañón a SE San Quintín.

Cuadro 5.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

GENERACIÓN	• La demanda máxima instantánea se presentó el 26 de agosto de 2021 a las 16:44 horas, alcanzando un valor pico de 564 MW, 13.0 MW por debajo del pronóstico de 577 MW que se tenía para el año. La generación TG sincronizada a la hora de la demanda máxima fue de 323.50 MW. La generación indisponible a la hora de la demanda máxima fue la siguiente: o Agustín Olachea CCI Unidad 2, por daño en cableado y equipo eléctrico debido a incendio y falta de refaccionamiento para mantenimiento correctivo. o Punta Prieta TG Unidad 4, por altas vibraciones en turbina. o Baja California Sur TG Unidad 8, por disparo durante pruebas de puesta en servicio o La indisponibilidad total de generación fue del 22.7 % de la capacidad total. • La generación FV a la hora de la demanda máxima fue: o Aura Solar Uno, 9.4 MW (en descenso por efecto nube). o Aura Solar Tres, 4.5 MW (en descenso por efecto nube). o Sol de Insurgentes, 23.0 MW. • A la hora de la demanda máxima, la Reserva Operativa fue de 69.99 MW (12.41 %). • Por desconexión fortuita de generación, del 01 de enero del 2021 al 31 diciembre del 2021, en 14 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia. • La mayoría de las Unidades de Central Eléctrica del SIBCS presentan degradación en su capacidad. • Se registró una alta tasa de salidas fortuitas en las unidades Aero derivadas de Central Punta Prieta y Central Baja California Sur.
TRANSMISIÓN	• El Corredor de transmisión La Paz a Los Cabos, compuesto por dos LT en 230 kV entre las SE Olas Altas - El Palmar con número 93130 y 93140 y la LT en 115 kV El Triunfo - 73130 - Santiago, presentó sobrecarga en 1 hora con un límite de 237 MVA, y durante 13 horas registró valores por encima del 95 % de su capacidad. • La máxima cargabilidad de la Compuerta de Flujo de Zona La Paz a Zona Constitución compuesto por dos LT de 115 kV entre las SE Las Pilas y la SE Villa Constitución fue de 65.2 MVA con un límite de 80 MVA (Cargabilidad del 81.5 %). • La máxima cargabilidad del AT-10 de Olas Altas fue de 92.7 MVA. La capacidad el OLA AT-10 es de 100 MVA (tiene declarado un límite de capacidad de 85 MVA por estabilidad), el cual estuvo rebasado durante 40 horas. • 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. • No se presentaron congestiones en LT o AT que provocaran la activación de acciones remediales.
TRANSFORMACIÓN	• Durante la temporada de verano del 2021, los transformadores de las RGD del MEM que alcanzaron valores superiores al 90% son: o San José del Cabo II T-30: 94.2 % o San José del Cabo II T-40: 95.1 % o Cabo San Lucas Dos T-10: 91.8 % o Cabo Falso T-10: 95.5 % • 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 SE colindantes, además de la relocalización de los transformadores móviles existentes en el sistema en las SE Santiago, Cabo San Lucas Dos y San José del Cabo. Estos transformadores móviles se encuentran conectados de manera temporal y se retirarán en diciembre, por lo que el problema persistiría para el 2022. • En la SE Monte Real en su primer año de operación ya rebasa el 80% de su cargabilidad, 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 Buena Vista y Cabo Falso para la zona Los Cabos.
COMPENSACIÓN	• En la región de Villa Constitución se han presentado bajos voltajes, sin embargo, se han mantenido dentro de los Límites Operativos, mediante la asignación de unidades fuera de mérito por Confiabilidad en la zona, por lo que no se han requerido acciones remediales. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Loreto MVAr propuesto por el CENACE, CFE Transmisión no proporcionó la fecha de entrada en operación factible por lo que se estima un diferimiento del proyecto.

... Continuación

Cuadro 5.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

COMPENSACIÓN	• Se observa durante los meses de verano una degradación del perfil de tensión en las Subestaciones Eléctricas de carga de la Zona La Paz, debido a que ninguna de éstas cuenta con compensación capacitiva fija en el nivel de 115 kV, sin embargo, se ha mantenido dentro de los Límites Operativos y no se ha requerido ninguna acción remedial. • Se presentaron problemáticas de baja tensión ante contingencia sencilla (N-1) en las SE Camino Real, Recreo y Santiago en el nivel 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. En diciembre de 2021, entró en operación el capacitor de la SE El Recreo en 115 kV de 15 MVAr lo que ha reducido la problemática de voltaje en la zona La Paz.

Cuadro 5.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

GENERACIÓN	• Se presentó la demanda máxima instantánea con 32.33 MW a las 15:41:34 horas el día 27 de agosto del 2021 y el día 03 de agosto se presentó la demanda máxima integrada de 31.98 MWh a las 17:00 horas. • 01 de marzo 2021, se realiza la desconexión de UTJ 01 Vizcaíno de 12.50 MW, de igual manera el día 01 de abril 2021, se desconecta UTJ 12 Santa Rosalía de 12.50 MW, para el traslado de ambas unidades al SIBC. • La capacidad declarada de la CCI Vizcaíno es de 22.53 MW como generación base, durante el 2021 la Central Eléctrica ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 12.50 MW (55 %) siendo su principal causa el decremento en su capacidad, el día de demanda máxima la central participo con una disponibilidad de 11.40 MW, esto ocasiona disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia con tecnología turbogás o turbo jet y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos. • La CDE Santa Rosalía presenta pérdida de dos unidades, U17 Santa Rosalía (1.30 MW) y U14 Santa Rosalía (1.30 MW), el día 19 de marzo 2021 y 09 de junio 2021 respectivamente. • El 24 de junio 2021, con el proyecto Santa Rosalía Banco 2, se realiza el cambio de punto de interconexión de TG 21 Santa Rosalía con 10 MW, con el fin de evitar la sobrecarga del banco de transformación 2.4/34.5 kV. • Actualmente el SIM cuenta con una capacidad instalada de 75.98 MW, de dicha capacidad únicamente se cuenta con 49.03 MW (64.53%) disponibles ya que se tiene indisponibilidad y degradación de unidades de generación. • En el año 2021, el Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia ha operado de la siguiente forma: el 1er paso a 59 HZ, 25 veces, el 2do paso a 58.8 HZ, 6 veces, el 5to paso a 58.2 HZ, 3 veces. • El monto de corte de carga en la demanda máxima para cada paso es el siguiente: o Paso 1: 5.35 MW, 16.55% de la demanda máxima o Paso 2: 1.95 MW, 6.02% de la demanda máxima o Paso 3: 1.13 MW, 3.48% de la demanda máxima o Paso 4: 2.58 MW, 7.97% de la demanda máxima o Paso 5: 3.64 MW, 11.27% de la demanda máxima o Paso 6: 3.44 MW, 10.63% de la demanda máxima o Paso 7: 1.15 MW, 3.56% de la demanda máxima o Paso 8: 3.46 MW, 10.70% de la demanda máxima o Paso 9: 2.84 MW, 8.78% de la demanda máxima En el mes de agosto 2021, se requirió realizar el tiro de carga manual por déficit de generación en cinco ocasiones afectando los siguientes circuitos: • RT Diaz Ordaz 0.55 MW, ENS 0.30 MWh. • Subestación Bahía Asunción 1.85 MW, RT Zapata 1.45 MW, ENS 4.63 MWh. • Subestación Bahía Asunción 0.70 MW, RT Diaz Ordaz 0.85 MW, ENS 8.26 MWh. • Subestación Bahía Asunción 0.70 MW, RT Nueva Santa Rosalía 1.15 MW, ENS 5.84 MWh. • Restaurador Entronque 0.79 MW, ENS 1.60 MWh. El 24 de agosto 2021, se presenta disparo de interruptor 5315 Guerrero Negro Dos provocando la formación de islas eléctricas Zona Guerrero Negro y Zona Santa Rosalía. Por maniobra de recuperación de islas es necesario el realizar tiro de carga manual en SE Bahía Asunción 1.95 MW.

... Continuación

Cuadro 5.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé

GENERACIÓN	Se han presentado fallas en interruptores de SE de CE Guerrero Negro Dos, provocando barrida de bus de dicha Central Eléctrica por operación de la protección 50FI, ocasionando con ello formación de islas eléctricas entre la Zona Guerrero Negro y Zona Santa Rosalía. De lo anterior se observa la necesidad de implementar un esquema de sincronización en el interruptor de amarre de buses (5315 Guerrero Negro Dos) entre las SE Guerrero Negro Dos y Vizcaíno, para así evitar el tiro de carga de la Zona Pacífico Norte. Además, se requiere incluir una línea de transmisión en paralelo de amarre de buses entre SE Vizcaíno y una sección de Bus de la CE Guerrero Negro Tres o de la CE Guerrero Negro Cuatro (próxima a entrar en abril de 2022) 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 Santa Rosalía – 73140 – Mezquital, ocasionando con ello formación de isla entre Zona Santa Rosalía y Zona Guerrero Negro. • El 15 de mayo 2021, se pierde la LT Vizcaíno 73140 Mezquital con un flujo de potencia activa de 4.66 MW, afecta una carga de 4.40 MW y una ENS de 2.20 MWh. • El 21 de junio 2021, sale de servicio LT Vizcaíno 73140 Mezquital con un flujo de potencia activa de 2.37 MW, afecta una carga de 2.37 MW con ENS de 0.98 MWh. • El 28 de agosto 2021, disparo de la LT Mezquital 73130 Geotérmica Las Vírgenes provocando la salida de la Central (6.0 MW), afecta una carga de 5.77 MW con ENS de 18.48 MWh. • El 24 de junio 2021, entra en operación el Transformador T80 Santa Rosalía de 115/13.8 kV, con una capacidad de 20 MVA y tres alimentadores en 13.8 kV soportando la carga del Poblado de Santa Rosalía. Con ello se requiere la modernización de la SE Santa Rosalía de una barra principal en 115 kV a Barra Principal y Barra Auxiliar proporcionando una mayor Confiabilidad. Este proyecto fue instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización en el PAMRNT 2021-2035.
TRANSFORMACIÓN	• El 16 de junio 2021, queda disponible el banco de transformación de 2.4/34.5 kV al 100% 9 MVA después de mantenimiento del Transformador T10 de la CDE Santa Rosalía, dicha capacidad (9 MVA) en la compuerta mencionada, será la capacidad máxima de generación de la CDE Santa Rosalía que actualmente tiene instalado 5.85 MW en el bus de 2.4 kV. • El 24 de junio 2021, entra en operación el Transformador T80 Santa Rosalía de 115/13.8 kV, con una capacidad de 20 MVA y tres alimentadores en 13.8 kV soportando la carga del Poblado de Santa Rosalía. Se requiere la modernización de la SE Santa Rosalía de una barra principal en 115 kV a Barra Principal y Barra Auxiliar proporcionando una mayor Confiabilidad. Este proyecto fue instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización en el PAMRNT 2021-2035. Además, se realizó el cambio de punto de interconexión de 10 MW (unidad TG 21 Santa Rosalía).
COMPENSACIÓN	• Ha inicios de este año en coordinación con CFE Distribución se llevó a cabo el contrato y energización de carga de Exportadora de Sal en Zona Guerrero Negro con una carga contratada de 0.99 MW se ha observado que ante la contingencia sencilla (N-1) (disparo de una LT de anillo Guerrero Negro Dos – Guerrero Negro Uno) y derivado al decremento del banco de capacitores C10 Guerrero Negro Uno se han presentado violaciones de voltaje en el bus de SE Guerrero Negro Uno, ante tal situación se ve la necesidad de solicitar la recuperación o sustitución del banco de capacitores e implementar un esquema de corte de carga por bajo voltaje. • El 09 de febrero 2021, queda terminada la obra de traslado del Reactor R10 Mezquital (MEZ) 2.5 MVAR, proveniente de la SE Santa Rosalía (SRI). Proyecto P18-MU3. • El 14 de agosto 2021, queda indisponible el capacitor C10 de Guerrero Negro Uno, situación que agrava para mantener un perfil adecuado de voltaje en temporada de verano y empeora ante la contingencia sencilla (N-1) (perdida de una LT de anillo Guerrero Negro Dos – Guerrero Negro Uno). • Con la entrada de carga (Exportadora de Sal) se tiene la máxima capacidad de Suministro Eléctrico para no rebasar las perdidas eléctricas I^2R permitidas en la Red Eléctrica de Distribución.

Comportamiento de la demanda y consumo brutos del Sistema Eléctrico Nacional durante 2021

Para identificar el comportamiento de la demanda máxima integrada y el consumo bruto, se muestran a continuación para los cuatro Sistemas Interconectados del SEN, las gráficas integradas por 52 semanas (año móvil) de los tres últimos años.

Como una observación importante para el comportamiento de la demanda y consumo del 2021, en el marco mundial como un esfuerzo para combatir el nuevo coronavirus SARS-COV2 y que provoca una enfermedad denominada como COVID-19, en diciembre de 2020, se inició la estrategia nacional de vacunación en México con el personal de salud de primera línea de control.

En 2021, a partir de febrero se continuó el esquema nacional de vacunación con la población civil en México, resultado de esto, se comenzaron a reanudar algunas actividades económicas y de servicios, y conforme al avance de la vacunación, se reactivaron diferentes actividades socioculturales, turismo y asistencia a eventos masivos con nuevos lineamientos de prevención COVID-19.

De acuerdo con las acciones antes descritas, la recuperación de la demanda y el consumo de energía eléctrica se ven reflejadas en el Sistema Eléctrico Nacional.

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del SIN

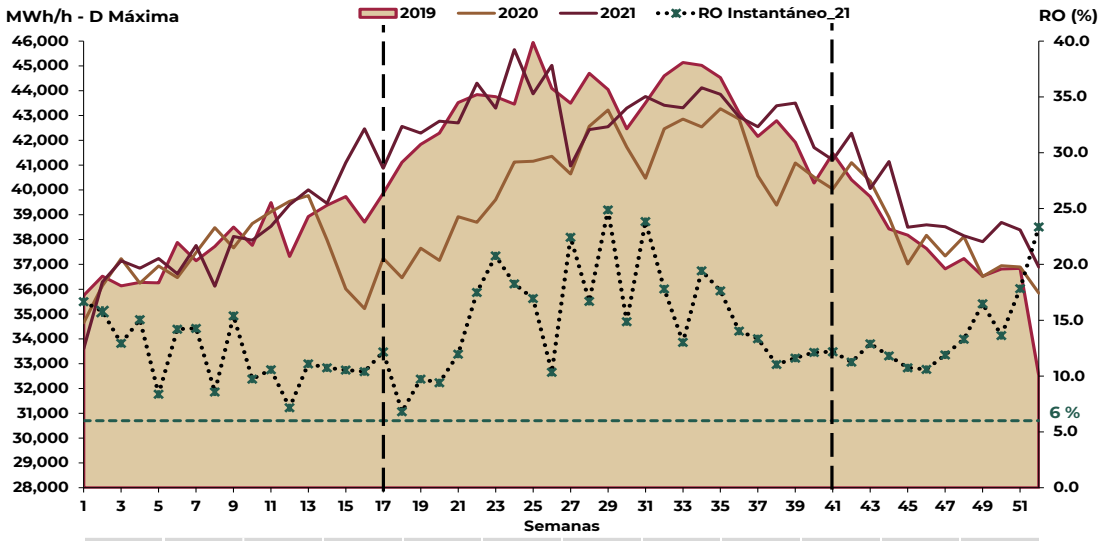
En la figura 5.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal del SIN durante los últimos tres años, el trazo en color marrón indica la demanda semanal del 2021. Se observa que de mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas y los ciclos agrícolas de bombeo en el norte del país. En 2019 la demanda máxima se presentó el 20 de junio, en 2020 se registró el 27 de agosto y en el año 2021 ocurrió el 9 de junio, con un crecimiento del 5.5% respecto a 2020. En la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el norte del país; para el 2021, el crecimiento del promedio de las demandas máximas semanales de invierno a máxima de verano fue de 8,275 MWh/h.

En la misma figura 5.1 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 el requerimiento de la Reserva Operativa de Estado Operativo Normal por Confiabilidad es del 6.0 %, durante este periodo el CENACE realizó sus actividades para garantizar la operación del SIN en condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho conforme lo establecen los criterios emitidos por la CRE en el Código de Red.

En la figura 5.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de 2019 a 2021 en el SEN. 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 en el norte del país; en el año 2021 el SEN presentó un incremento en el consumo de energía eléctrica del 4.3% con respecto al 2020, debido a la recuperación del consumo de energía eléctrica en cinco de las ocho GCR, donde se incluye también el Sistema Interconectado Baja California Sur, por la reactivación de las actividades suspendidas por la Contingencia Sanitaria del virus SARS-COV2.

A nivel SIN, en la figura 5.3 se muestra el consumo de energía eléctrica de los años 2019 a 2021. Registrando un volumen de consumo de energía eléctrica de 309,092 GWh en el año 2021, cuyo valor representa un crecimiento del 4.2% en relación con el 2020, debido a la recuperación de las GCR: Central, Oriental, Occidental, Noreste y Peninsular.

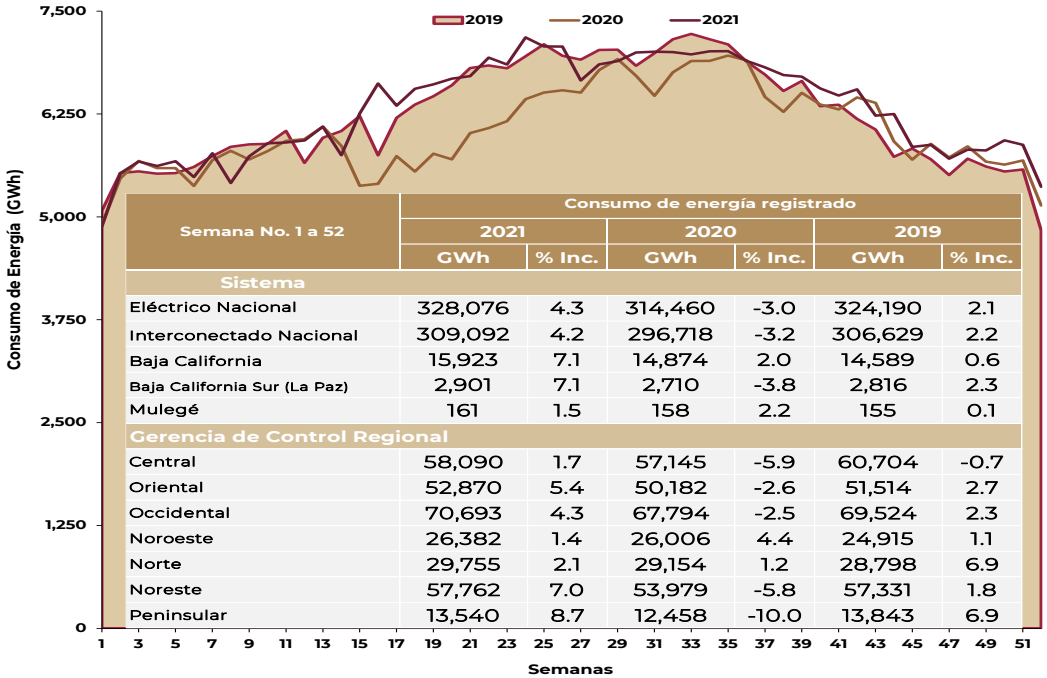
Figura 5.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada bruta semanal del SIN en 2019, 2020 y 2021



Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic

Semana No. 1 a 52 27/12/2020 al 25/12/2021	Demanda máxima integrada registrada								
	2021			2020			2019		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Sistema Interconectado Nacional	45,653	09-jun	5.5	43,271	27-ago	-5.8	45,946	20-jun	1.7

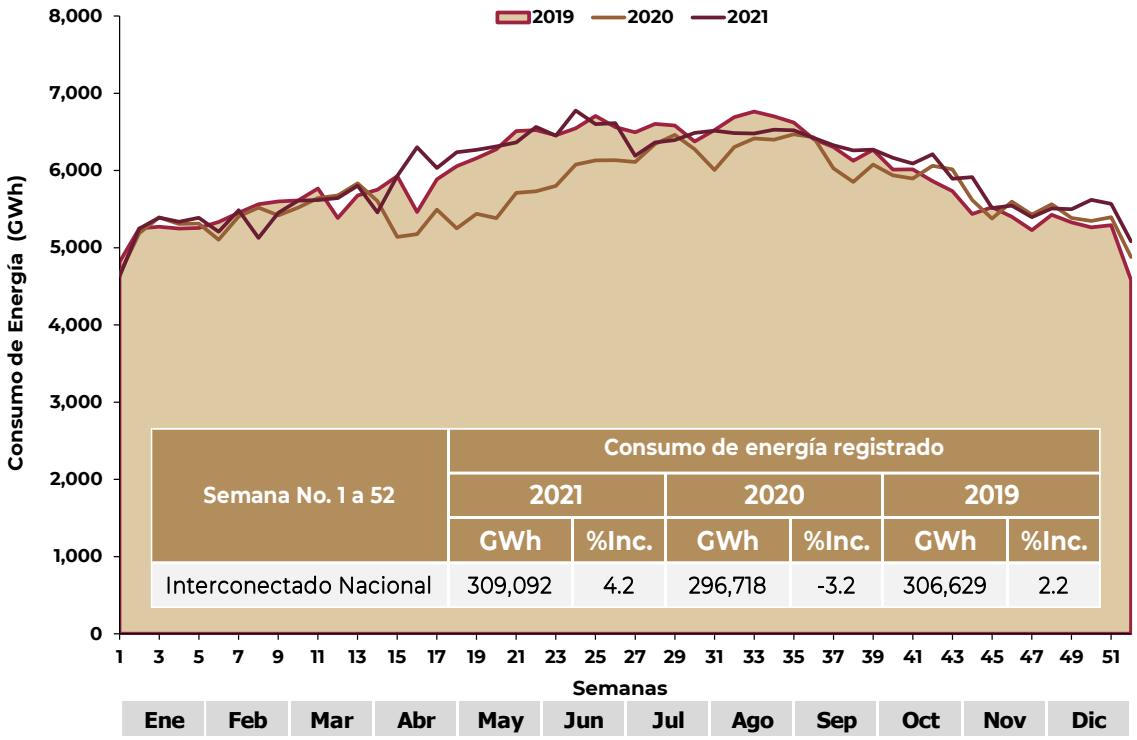
Figura 5.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del SEN 2019, 2020 y 2021



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2021		2020		2019	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
Eléctrico Nacional	328,076	4.3	314,460	-3.0	324,190	2.1
Interconectado Nacional	309,092	4.2	296,718	-3.2	306,629	2.2
Baja California	15,923	7.1	14,874	2.0	14,589	0.6
Baja California Sur (La Paz)	2,901	7.1	2,710	-3.8	2,816	2.3
Mulegé	161	1.5	158	2.2	155	0.1
Gerencia de Control Regional						
Central	58,090	1.7	57,145	-5.9	60,704	-0.7
Oriental	52,870	5.4	50,182	-2.6	51,514	2.7
Occidental	70,693	4.3	67,794	-2.5	69,524	2.3
Noroeste	26,382	1.4	26,006	4.4	24,915	1.1
Norte	29,755	2.1	29,154	1.2	28,798	6.9
Noreste	57,762	7.0	53,979	-5.8	57,331	1.8
Peninsular	13,540	8.7	12,458	-10.0	13,843	6.9

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic

Figura 5.3. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del SIN 2019, 2020 y 2021



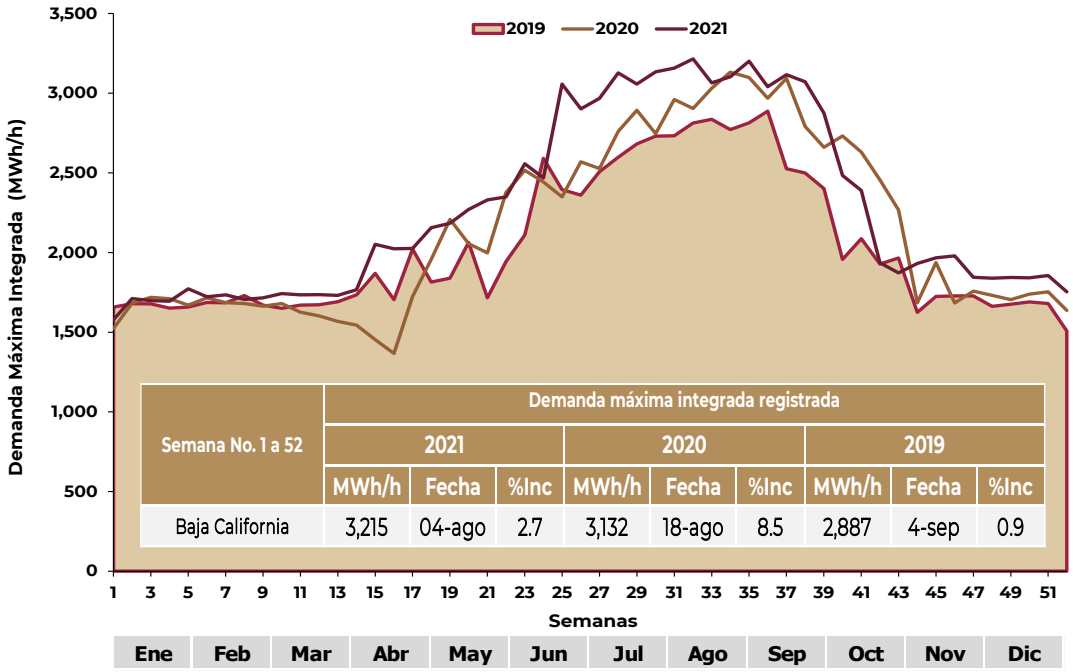
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2021		2020		2019	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Interconectado Nacional	309,092	4.2	296,718	-3.2	306,629	2.2

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California

En la figura 5.4 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del SIBC. Se observa que del periodo de noviembre a abril las demandas son muy similares, y durante en el período de mayo – octubre, se observa el crecimiento de la demanda, con un pico máximo en agosto e inicia el descenso de esta en el mes de septiembre. En agosto de 2021 se presentó la demanda máxima anual en el SIBC con un 2.7% superior al registrado el año anterior. De acuerdo con la demanda máxima integrada entre el periodo de invierno a verano; se tuvo un crecimiento del orden de 1,435 MWh/h. entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

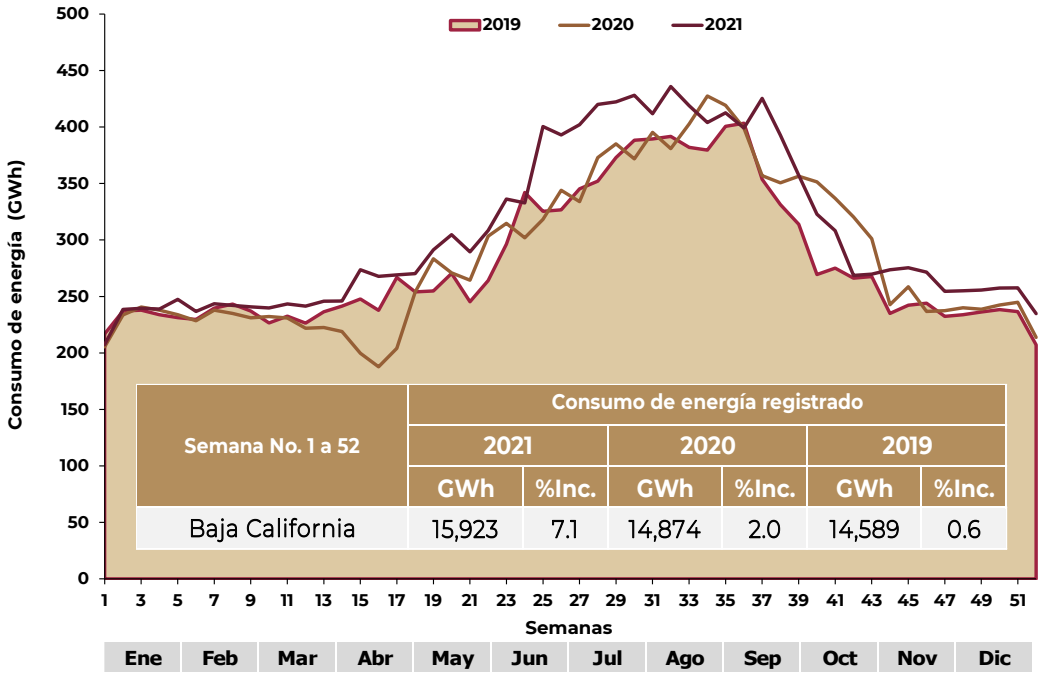
En la figura 5.5 se muestra el comportamiento del consumo semanal de energía eléctrica del SIBC, con el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2021 se presentó un consumo de 15,923 GWh, con una tasa de crecimiento del 7.1% con respecto al año 2020.

Figura 5.4. Comportamiento de la demanda máxima integrada bruta semanal del Sistema Interconectado Baja California 2019, 2020 y 2021



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2021			2020			2019		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California	3,215	04-ago	2.7	3,132	18-ago	8.5	2,887	4-sep	0.9

Figura 5.5. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del Sistema Interconectado Baja California 2019, 2020 y 2021



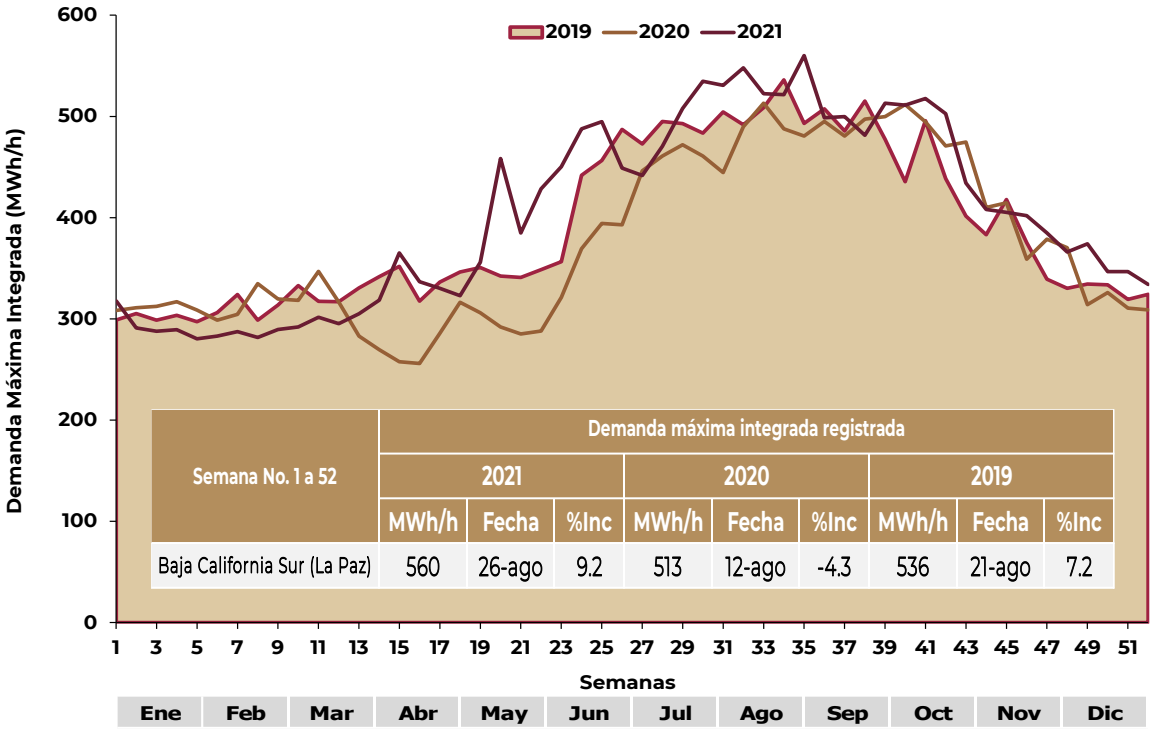
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2021		2020		2019	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California	15,923	7.1	14,874	2.0	14,589	0.6

Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur

En la figura 5.6 se observa el perfil de la demanda máxima integrada semanal de 2019 a 2021 en el SIBCS. El trazo en color café corresponde a la demanda de 2020, el trazo en color marrón a la demanda de 2021. En agosto de 2021, se presentó la demanda máxima, con un incremento del 9.2% con respecto al año 2020.

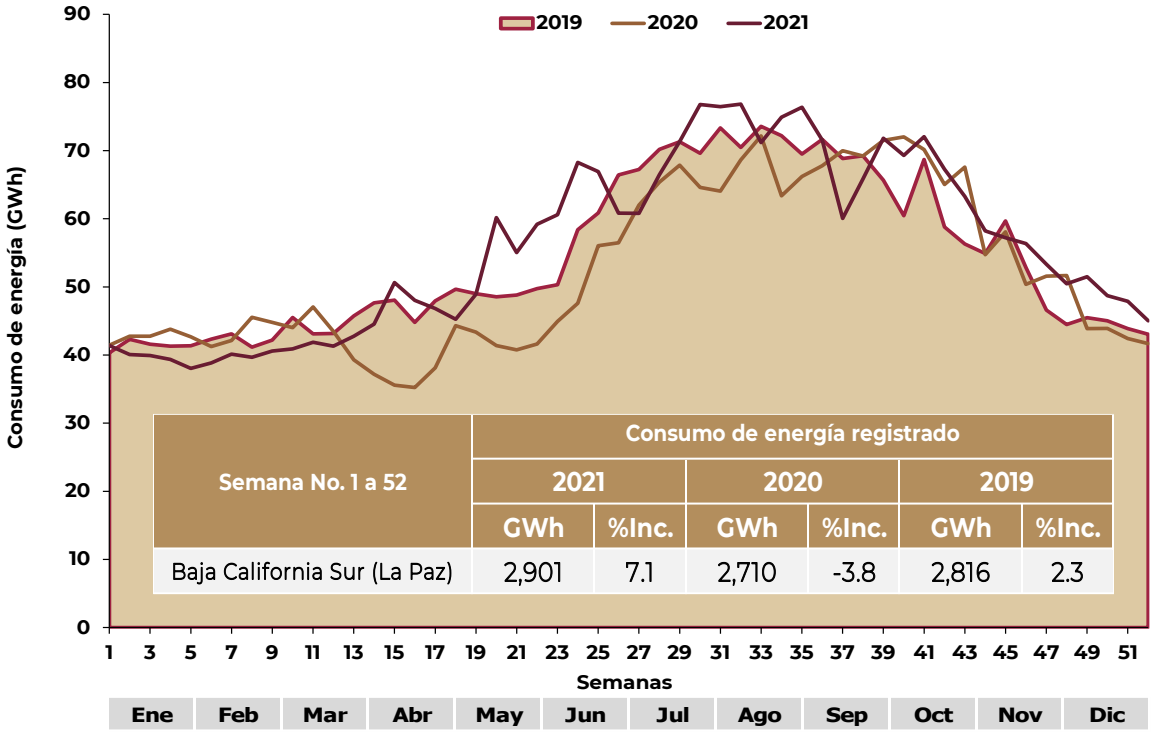
En la figura 5.7 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los tres últimos años. Se observa un perfil muy parecido a la demanda, con un crecimiento del 7.1% con relación al 2020.

Figura 5.6. Comportamiento de la demanda máxima integrada bruta semanal del Sistema Interconectado Baja California Sur 2019, 2020 y 2021



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2021			2020			2019		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California Sur (La Paz)	560	26-ago	9.2	513	12-ago	-4.3	536	21-ago	7.2

Figura 5.7. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur 2019, 2020 Y 2021



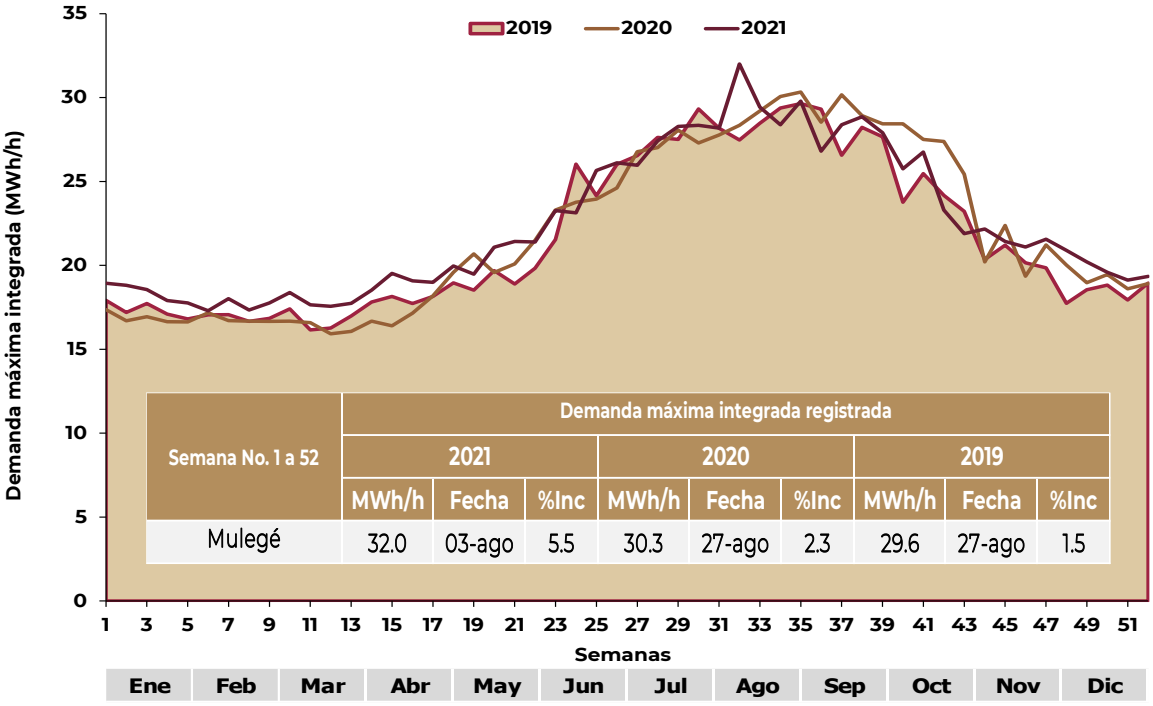
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2021		2020		2019	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California Sur (La Paz)	2,901	7.1	2,710	-3.8	2,816	2.3

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del Sistema Interconectado Mulegé

En las figuras 5.8 y 5.9 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal y el consumo de energía eléctrica, para los años 2019 a 2021.

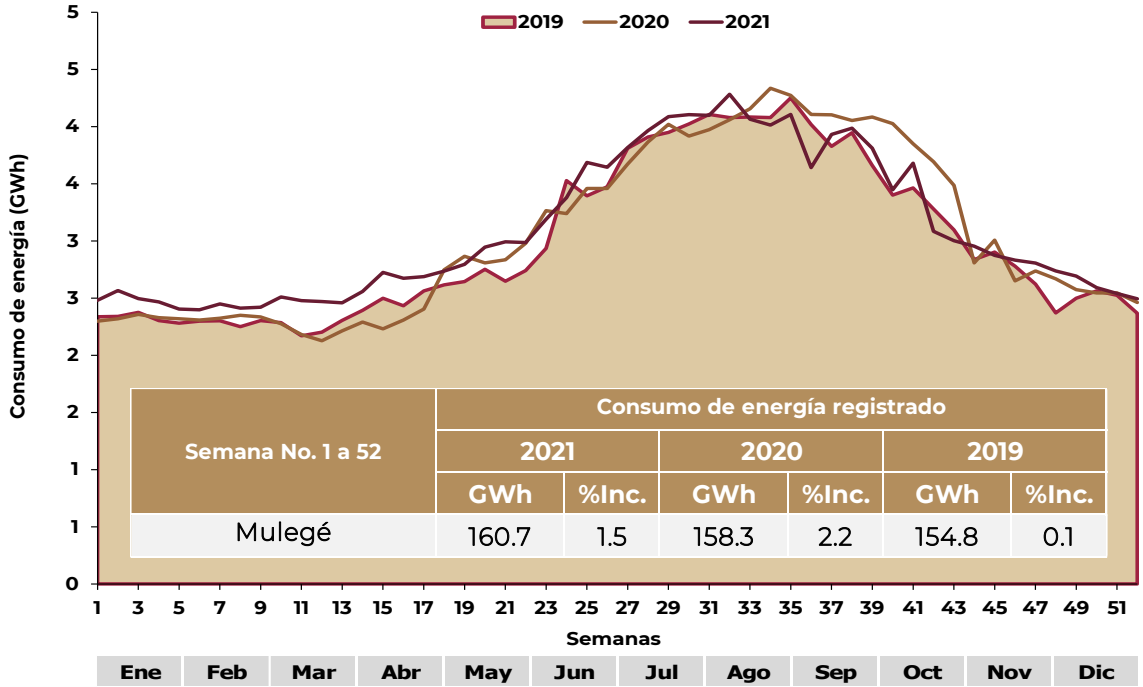
Los perfiles son los característicos de la zona Norte del país con incrementos notables entre mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado alcanzó en 2021 una demanda máxima integrada en el mes de agosto, con un aumento en relación con el 2020 de 5.5%, y de 1.5% para el consumo de energía eléctrica.

Figura 5.8. Comportamiento de la demanda máxima integrada bruta semanal del Sistema Interconectado Mulegé 2019, 2020 Y 2021



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2021			2020			2019		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Mulegé	32.0	03-ago	5.5	30.3	27-ago	2.3	29.6	27-ago	1.5

Figura 5.9. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del Sistema Interconectado Mulegé 2019, 2020 y 2021



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2021		2020		2019	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Mulegé	160.7	1.5	158.3	2.2	154.8	0.1

Comportamiento de la generación hidráulica

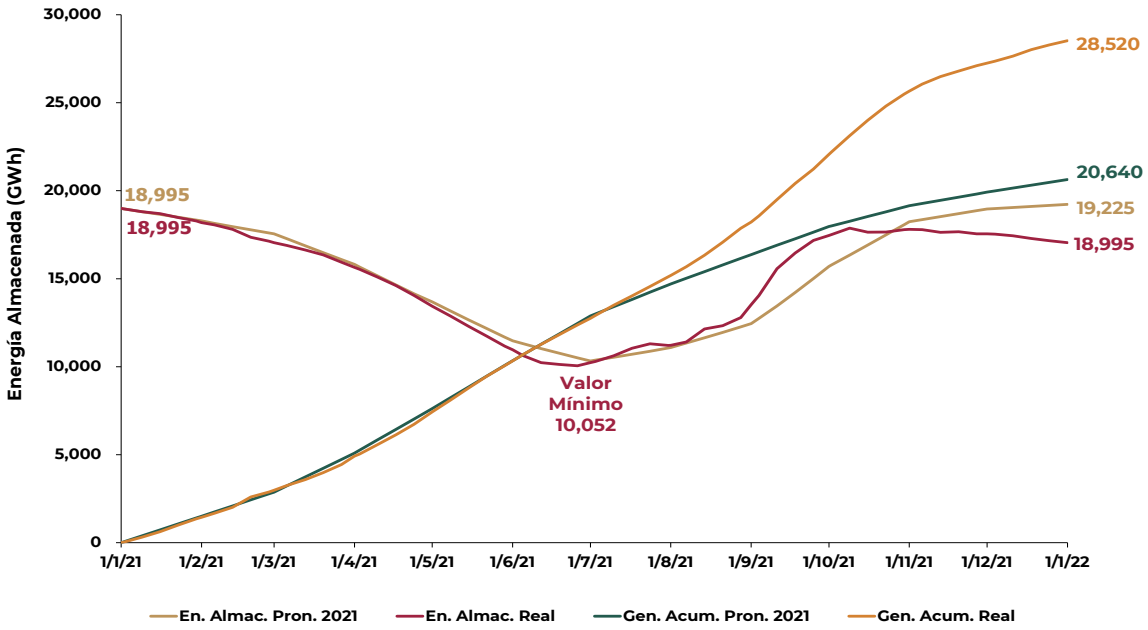
En la figura 5.10 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del SEN 2021. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en el mismo año.

A principios del año 2021 la energía almacenada se ubicó en 18,995 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo, por la administración del agua y por el periodo de estiaje hasta alcanzar valores mínimos del orden de 10,052 GWh ocurrido en la última semana de junio.

Por presentarse aportaciones características de un año de tipificación medio-medio[9], se tuvieron lluvias extraordinarias en las cuencas de Santiago, Balsas, Papaloapan y Moctezuma, y lluvias por debajo de la media en la cuenca del Grijalva. La recuperación de energía almacenada en el periodo pluvial alcanzó los 17,048 GWh al final del año, es decir un decremento de 1,947 GWh respecto al inicio del año. Al final del periodo la diferencia entre el valor real 17,048 GWh y lo pronosticado de energía almacenada tuvo un decremento de 2,177 GWh.

Debido a las notables lluvias de las cuencas antes mencionadas se produjo una generación de energía en 2021 del orden de 28,520 GWh.

Figura 5.10. Comportamiento de energía almacenada en los grandes embalses 2021



Margen de 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

[9] Comisión Federal de Electricidad

interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.

La Reserva Operativa en el SIN debe ser mayor o igual al 6.0% para considerar al SIN en Estado Operativo Normal; se considera al SIN en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 3.0% ≤ RO < 6.0% establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

En la figura 5.11 se muestra el comportamiento de la Reserva Operativa y la demanda máxima instantánea semanal de los últimos tres años 2019 a 2021.

Se observa que a partir de la semana 18 en mayo a la semana 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 por debajo del Estado Operativo Normal de Confiabilidad del 6.0%.

En 2019 la Reserva Operativa estuvo por arriba del Estado Operativo Normal de Confiabilidad con un 6.1% obtenido como valor mínimo en la semana 25, en 2020 la Reserva Operativa se presentó con un solo valor por debajo del 6.0%, semana 36, y en 2021 el alcance mínimo de la Reserva Operativa fue de 6.8% en la semana 18, por arriba del 6%, Estado Operativo Normal de Confiabilidad, como se observa en las figuras 5.1 y 5.11.

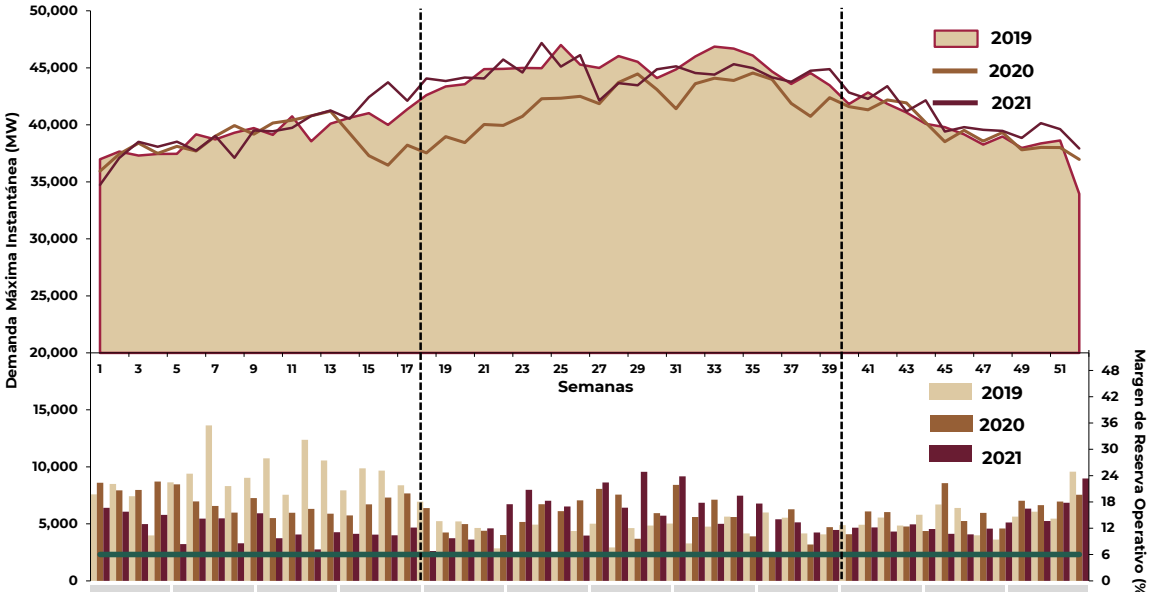
Las figuras 5.12 y 5.13 muestran el comportamiento de la demanda máxima instantánea y la Reserva Operativa del SIBC 2019-2021 y SIBCS 2021.

La Reserva Operativa en los SIBC y SIBCS debe ser mayor o igual al 11.0% para considerar un Estado Operativo Normal; se consideran en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 4.0% ≤ RO < 11.0% establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red. 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 como el "WECC Standard BAL-002-WECC-2a — Contingency Reserve", que establece los requerimientos de la Reserva para garantizar la Confiabilidad en condiciones normales y anormales.

La figura 5.14 muestra las causas de indisponibilidad promedio en 2020 y 2021, donde se observa el evento de la tormenta invernal de la semana del 14 al 20 de febrero 2021. En la misma figura se observa que los periodos de mantenimiento son en los meses de marzo-abril y octubre-diciembre, fuera de los meses de demanda máxima del SIN. La indisponibilidad por degradación mantiene un valor promedio de 2,858 MW en el periodo 2020-2021.

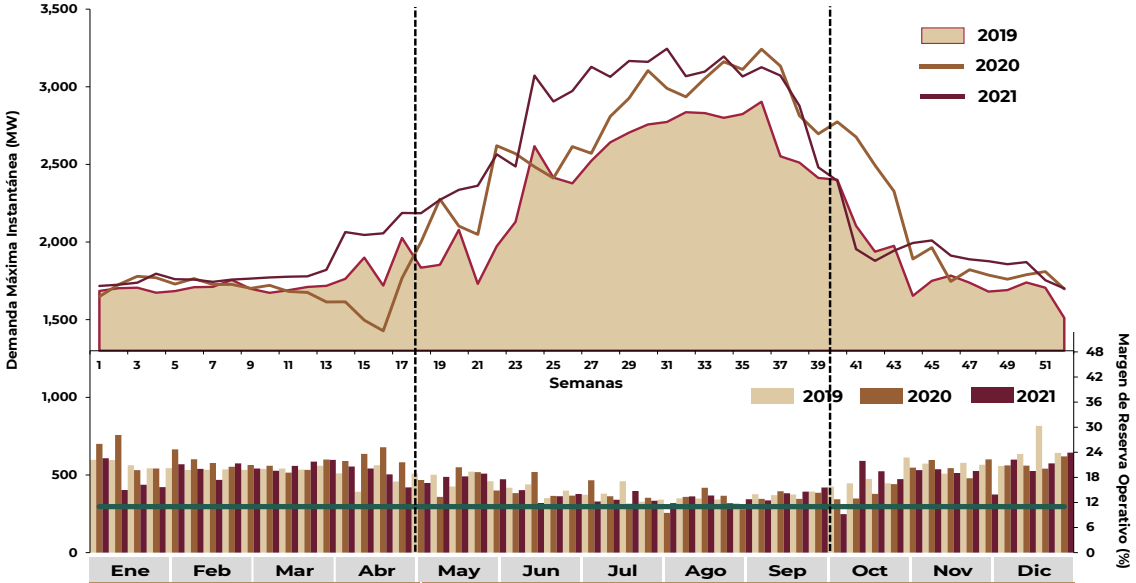
Para el 2021, se presentó indisponibilidad de combustible carbón.

Figura 5.11. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2019, 2020 y 2021 del SIN



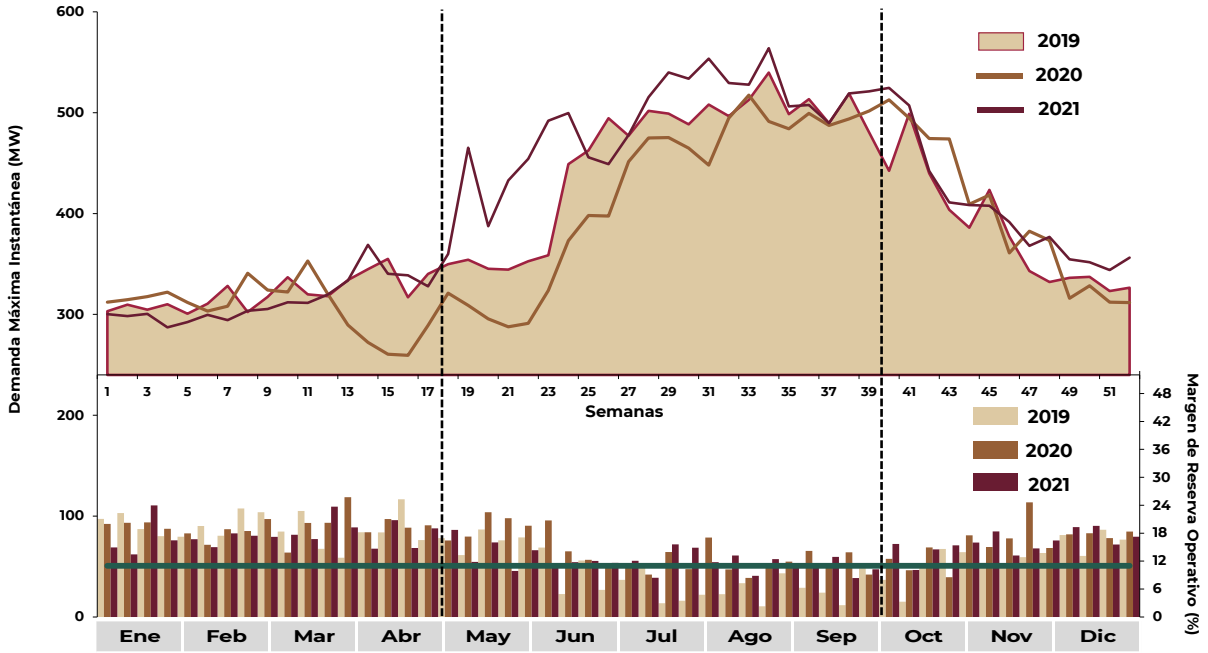
Semana No. 1 a 52 27/12/2020 al 25/12/2021	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2021		2020		2019	
	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)
Sistema Interconectado Nacional	47,180	18.3	44,551	10.2	47,001	6.1

Figura 5.12. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2019, 2020 y 2021 del SIBC



Semana No. 1 a 52 03/01/2021 al 01/01/2022	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2021		2020		2019	
	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)
Sistema Baja California	3,245	11.8	3,242	12.9	2,904	14.0

Figura 5.13. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal 2019, 2020 Y 2021 del SIBCS



Semana No. 1 a 52 03/01/2021 al 01/01/2022	Demanda máxima instantánea y Margen de Reserva Operativo					
	2021		2020		2019	
	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)	MW	MRO (%)
Sistema Baja California Sur	564	12.4	517	8.4	540	2.3

Figura 5.14a. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2020

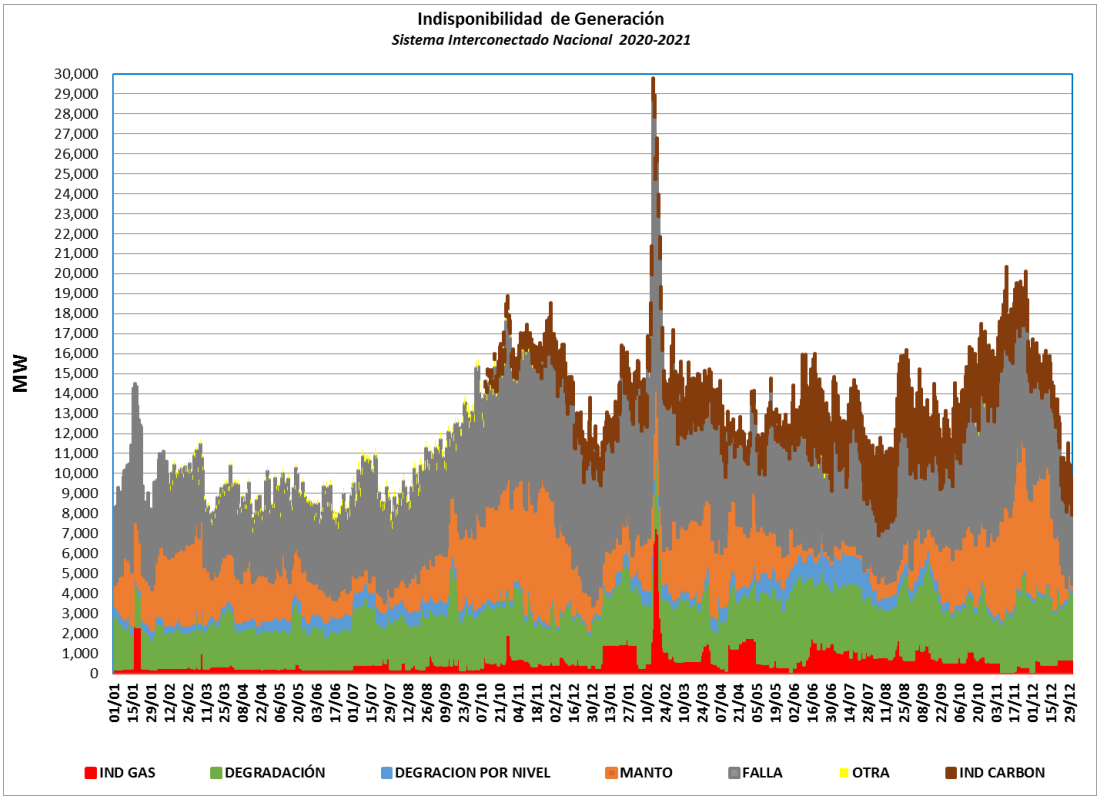
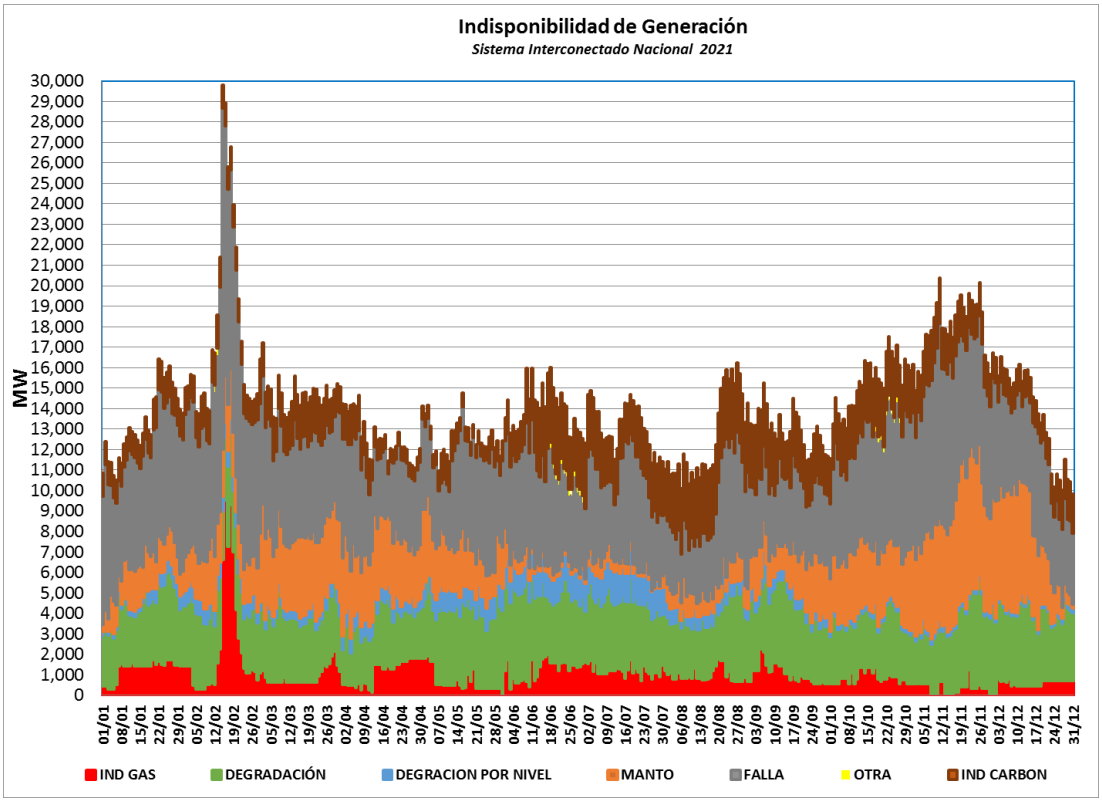


Figura 5.14b. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2021



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2021

La demanda máxima del SIN se presentó el 9 de junio de 2021 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 47,180 MW a las 16:19 h. En el año 2020 esta demanda máxima anual ocurrió el 27 de agosto derivado de la contingencia sanitaria de COVID-19. 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 HI 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 LT 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 HI se incrementa y ello contribuye a que las transferencias de potencia en algunas Compuertas de Flujo puedan reducirse.

En las figuras 5.15 a 5.17[10] se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del SIN, con transferencias de potencia puntuales el 9 de junio a las 16:19 h.

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

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 verde el flujo de potencia activa está por debajo del 80 % del límite de transmisión, si es amarillo está entre el 80 % y 100 % y si es roja está por encima del 100 % del límite de transmisión.

Como se puede observar, las Compuertas de Flujo Hermosillo al SIN, Los Mochis – Guamúchil/Culiacán y Juárez – Moctezuma estuvieron por encima del 80 % de su límite de transmisión por la alta penetración de generación FV y de CCC instalados en las GCR Noroeste y Norte.

También, se superó el 80 % de su límite de transmisión de las Compuertas de Flujo Las Delicias – Querétaro y Querétaro – Tula, derivado de la instalación de generación FV y EO en la región Bajío. De igual forma, operaron con alta cargabilidad las Compuertas de Flujo Laguna Verde – Puebla y Lázaro Cárdenas – Ixtapa.

La Compuerta de Flujo Teotihuacán – Texcoco operó por encima de su límite de transmisión ante los importantes niveles de transmisión del Golfo al Centro y del Occidente al Centro del país. Por lo cual, en caso de haber ocurrido la contingencia sencilla (N-1) de una de las LT en 400 kV que conforman la Compuerta de Flujo, la LT paralela se hubiera sobrecargado.

En cuanto al enlace de transmisión con Guatemala, durante la demanda máxima se exportaron 260 MW instantáneamente, superando su límite de transmisión. Mediante el enlace de transmisión con Belice, se exportaron 51 MW, es decir cercano a su capacidad.

La compuerta Valladolid – Cancún, alcanzó el 98 % de su capacidad derivado del incremento en la demanda ante la recuperación de la actividad turística en la región y teniendo generación TG sincronizada en Cozumel para reducir la cargabilidad de los cables submarinos que suministran la demanda de la isla.

De las CE del Pacífico se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, de las CE del Golfo de México se inyecta energía eléctrica al Centro – Occidente, del Centro se transfiere energía eléctrica al Oriente – Sureste y del Sureste se inyecta energía eléctrica a la Península de Yucatán, y del Norte se transmite energía eléctrica al Sur del país por los enlaces de transmisión de 400 kV de Tamós – Poza Rica, Primero de Mayo – Cañada y Mazatlán – Tepic. No obstante, en otras condiciones operativas sí se alcanzaron los límites máximos de transmisión para algunas Compuertas de Flujo que se muestran en la siguiente sección.

En el SIBC que se encuentra interconectado síncronamente al WECC, se tuvo una importación puntual neta de 573 MW en el escenario de demanda máxima el 4 de agosto de 2021 con límite máximo de 600 MW. En el SIBCS las transferencias de potencia se encuentran dentro de Límites Operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

Figura 5.15. Transferencias de potencia el 9 de junio de 2021 a las 16:19 h en el Norte del País

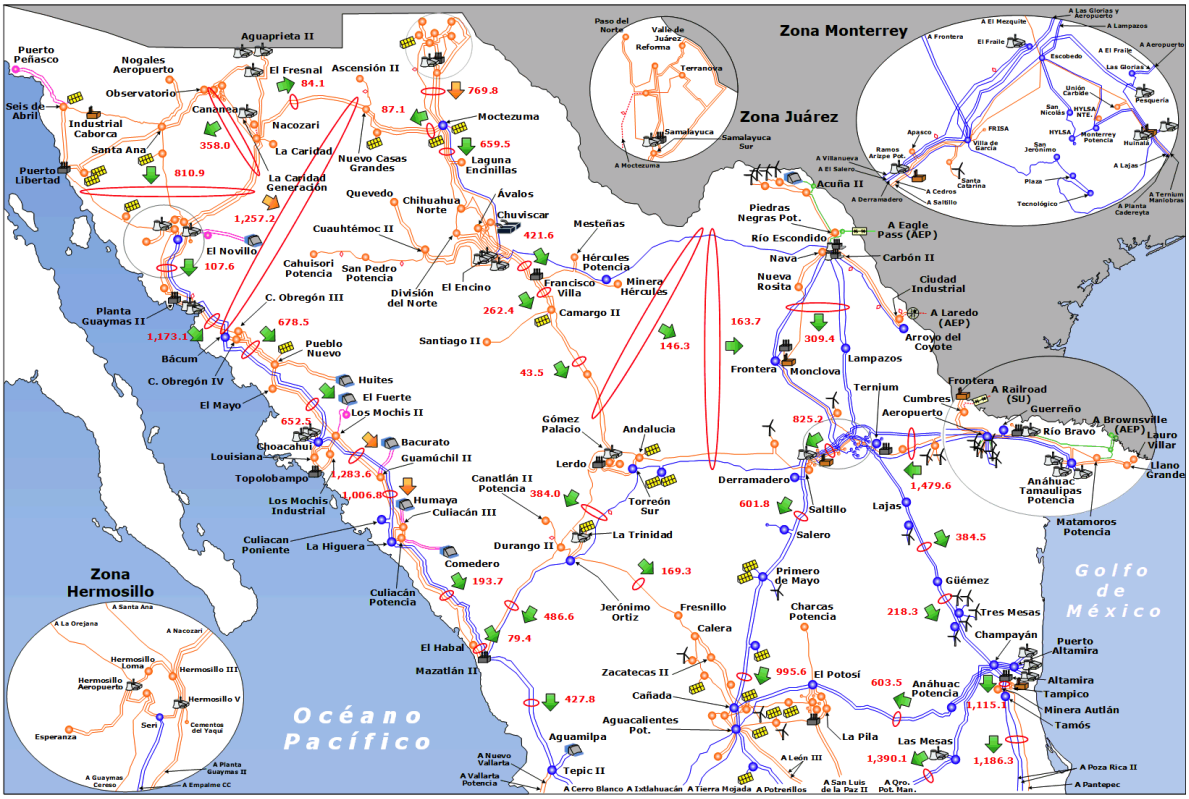


Figura 5.16. Transferencias de potencia el 9 de junio de 2021 a las 16:19 h en el Centro y Sur del País

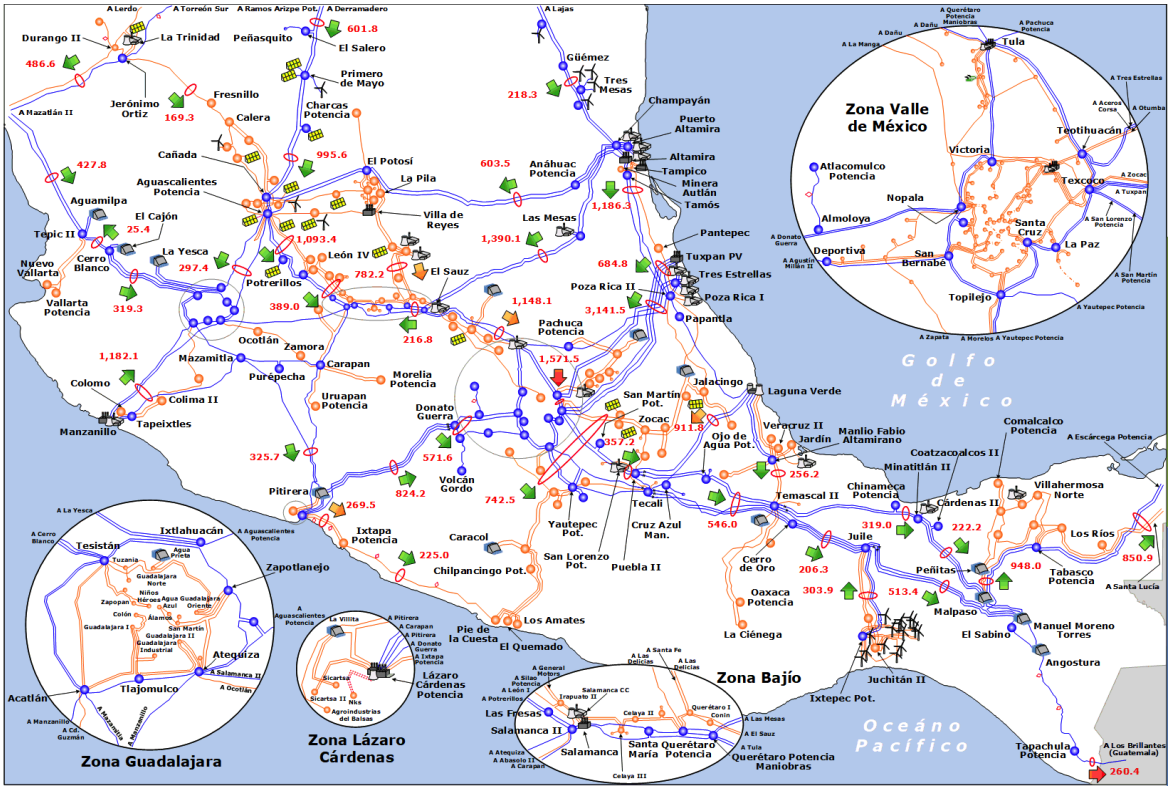
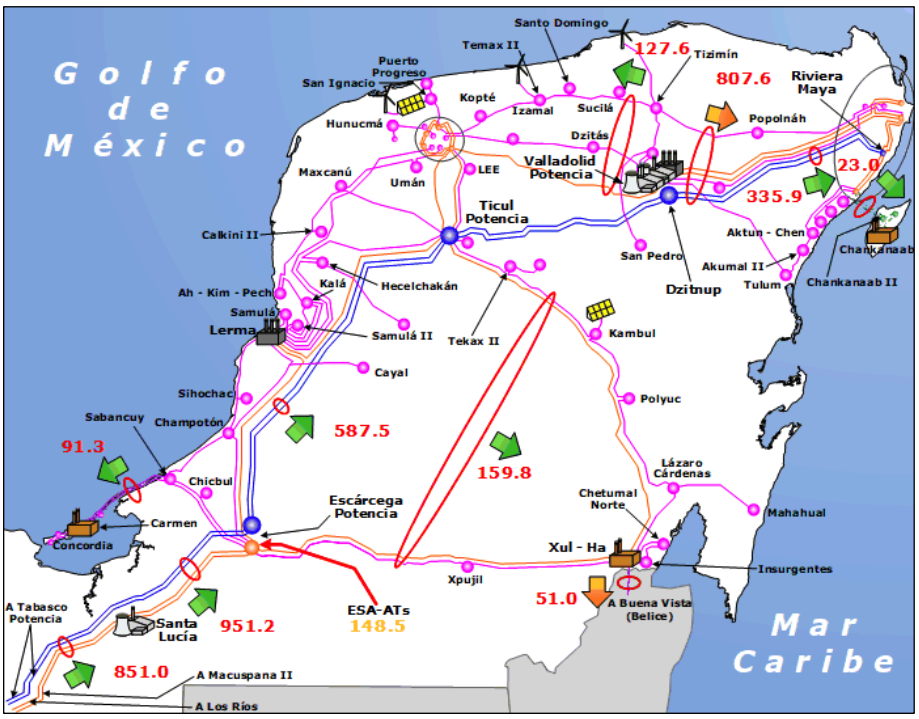


Figura 5.17. Transferencias de potencia el 9 de junio de 2021 a las 16:19 h en la Península de Yucatán



Principales Corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas en el año 2021, algunos Corredores de transmisión 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, se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo.

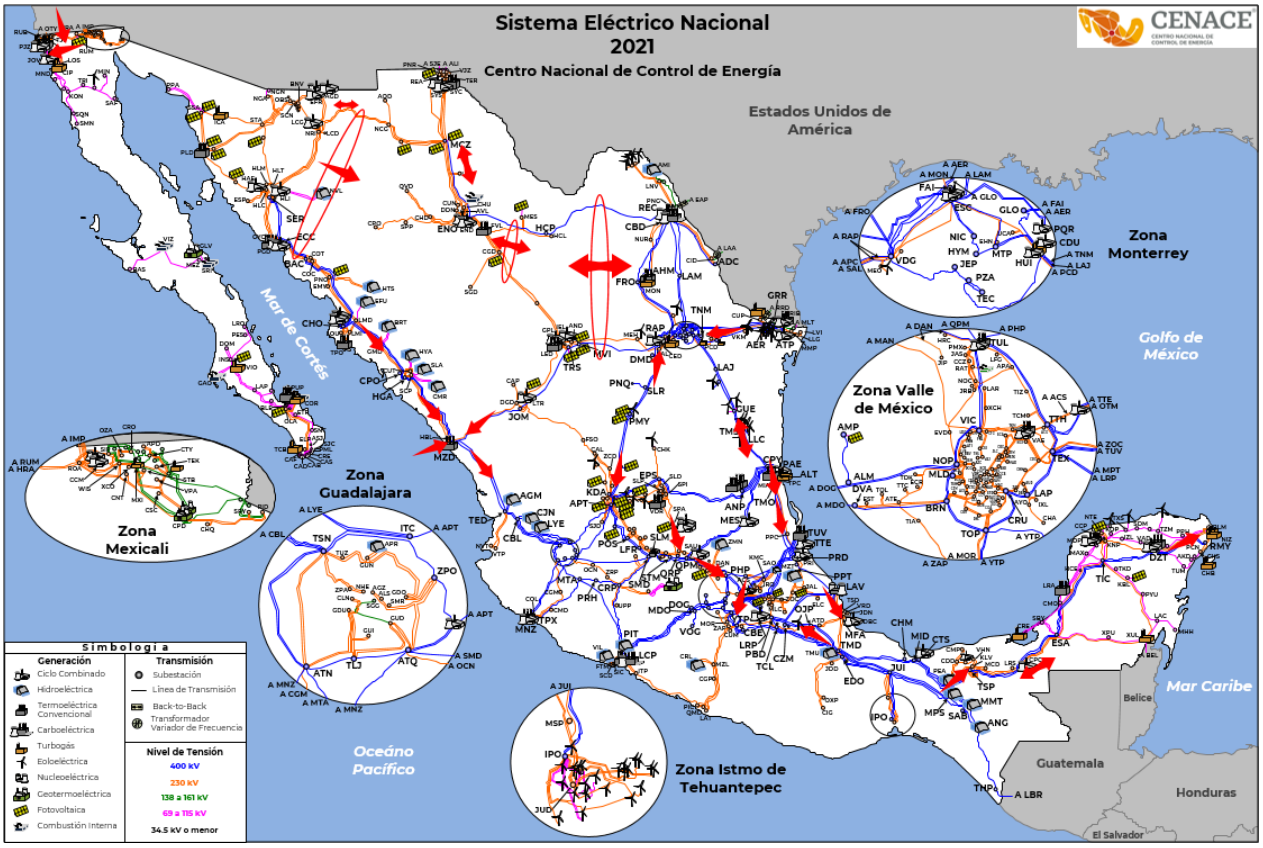
Los principales Corredores de transmisión con límites alcanzados se controlan para no violar límite:

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 230kV de Encino II – Francisco Villa y 1 LT entre Ávalos – Francisco Villa.
1 LT de 400 kV de Jerónimo Ortiz – Mazatlán y 1 LT de 230 kV entre Durango II – Mazatlán.
2 LT de 230 kV de Camargo II – Gómez Palacio y 1 LT de 400 kV entre Encino y Hércules Potencia.
Compuerta de Flujo compuesto por los autotransformadores de Mazatlán II.
2 LT de 400 kV de Teotihuacán – Texcoco.
2 LT de 400 kV de Tamos – Poza Rica II y 1 LT de 230 kV Minera Autlán – Pantepec.
1 LT de 400 kV de Ramos Arizpe Potencia – Salero y 1 LT de 400 kV Derramadero – Primero de Mayo.
2 LT de 400 kV de Mazatlán II – Tepic II.
2 LT de 400 kV Hércules Potencia – Rio Escondido, Maniobras Villanueva – Ramos

Arizpe y 1 LT de 230 kV de Andalucía – Cuadro de Maniobras Eólica de Coahuila.
3 LT de 400 Presa Grande – Ternium Maniobras, Aeropuerto – Villa de Garcia, Aeropuerto – Las Glorias y 1 LT de 230 kV Ventika Maniobras – El Cuchillo.
2 LT de 400 kV, Güémez – Cuadro de Maniobras Tres Mesas y Güémez – Llera de Canales.
2 LT de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes
1 LT de 400 kV de Moctezuma – Encino y 3 LT de 230 kV Moctezuma – Chihuahua Norte, Moctezuma – Encino, Moctezuma – Laguna Encinillas.
2 LT de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes, 2 LT de 230 kV de Subestación Culiacán potencia – El Habal y 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán II
2 LT de 230 kV de Culiacán potencia – El Habal y 2 LT de 400 kV de La Higuera – Mazatlán II
2 LT de 400 kV de Choacahui – Culiacán Poniente, 2 LT de 230 kV de Los Mochis Dos – Guamúchil Dos y 2 LT de 115 kV de Los Mochis Industrial – Juan José Ríos, Los Mochis Industrial – Ruíz Cortines
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.
3 LT de 230 kV de Las Delicias – Querétaro I, Las Delicias – Querétaro Potencia, Las Delicias – Santa Fe
2 LT de 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras– Tula
2 LT de 400 kV de Temascal II – Ojo de Agua Potencia, 2 LT de 400 kV de Cerro de Oro – Tecali y 1 LT de Temascal III – Tecali
Compuerta de Flujo compuesto por los autotransformadores de Manlio Fabio Altamirano
2 LT de 400 kV de Altamira - Tamós
2 LT de 400 kV Dzitnup – Riviera Maya, 2 LT de 2030 kV Valladolid – Balam, Valladolid – Nizuc, 3 LT de 115 kV Valladolid – Chemax, Valladolid – Tulum, Tizimín – Popolnah.
2 LT de 400 kV de Tabasco Potencia – Escárcega y 2 LT de 230 kV de Santa Lucía – Escárcega y Santa Lucía – Kinich Ahau.

Para fines ilustrativos, en la Figura 5.18 se muestran los Corredores de transmisión que estuvieron saturados y cercanos a la saturación en el año 2021.

Figura 5.18. Corredores de transmisión saturados en el año 2021.



La saturación de los enlaces de transmisión mostrada en la Figura 5.16, 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.

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.

Estadística de los Estados Operativos Alerta y Emergencia

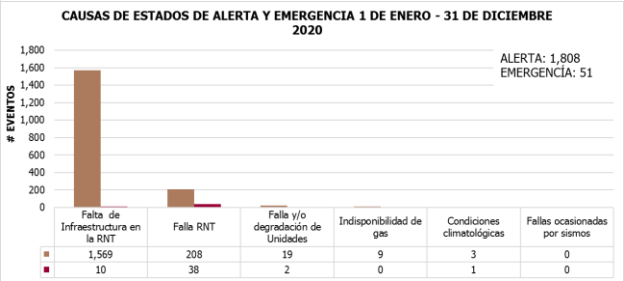
En la Figura 5.19 se muestra las causas de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2020-2021, la falta de infraestructura de la RNT es la que produce el mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

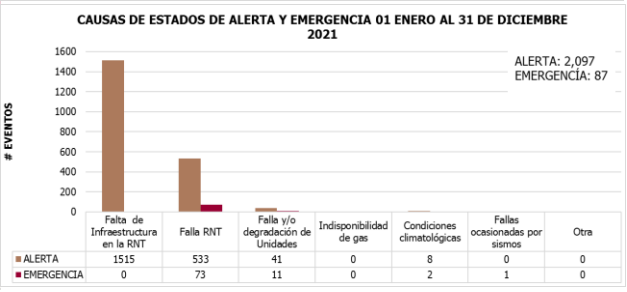
En la misma figura, también se muestran las causas de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2020-2021, las fallas en la RNT producen el mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia. Donde se observa que el 2021 el 72.2% de los Estados Operativos de Alerta son por falta de infraestructura; 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 5.19. Estados Operativos de Alerta y Emergencia 2020 y 2021

En cumplimiento a lo estipulado en el CdR, del **1° de enero al 31 de diciembre de 2020** se realizaron 51 declaratorias de Estados Operativos de Emergencia y 1,808 de Estados Operativos de Alerta.
En cumplimiento a lo estipulado en el CdR, del **1° de enero al 31 de diciembre de 2021** se realizaron 87 declaratorias de Estados Operativos de Emergencia y 2,097 de Estados Operativos de Alerta.

Causa	1 de Enero al 31 de diciembre 2021			
	Emergencia		Alerta	
	2020	2021	2020	2021
Falta de Infraestructura en la RNT	10	0	1,569	1,515
Falla RNT	38	73	208	533
Falla y/o degradación de Unidades	2	11	19	41
Indisponibilidad de gas	0	0	9	0
Condiciones climatológicas	1	2	3	8
Fallas ocasionadas por sismos	0	1	0	0
Total	**51**	**87**	**1,808**	**2,097**





En la Figura 5.20a. se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2021, las Zonas Malpaso a Tabasco y Hermosillo al SIN son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la Figura 5.20b. se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2021. Las Zona Metropolitana de Monterrey y Zona Tapachula son las que presentaron un mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

Figura 5.20a. Estados Operativos de Alerta 2021

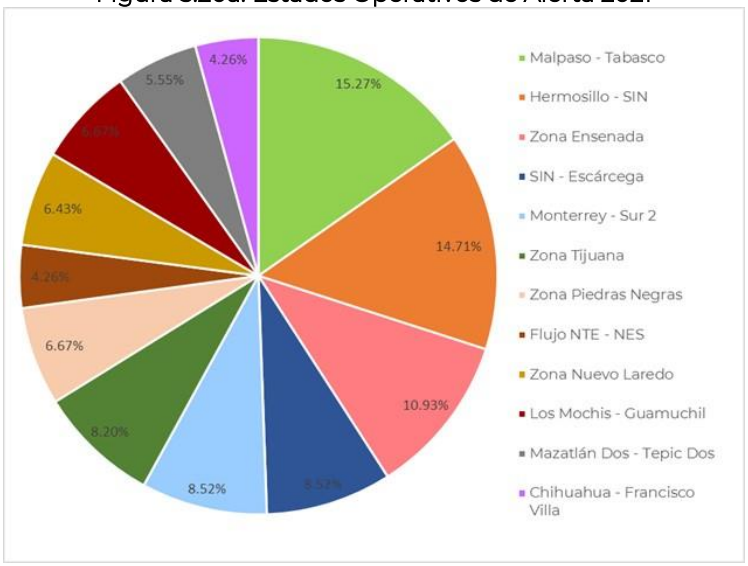
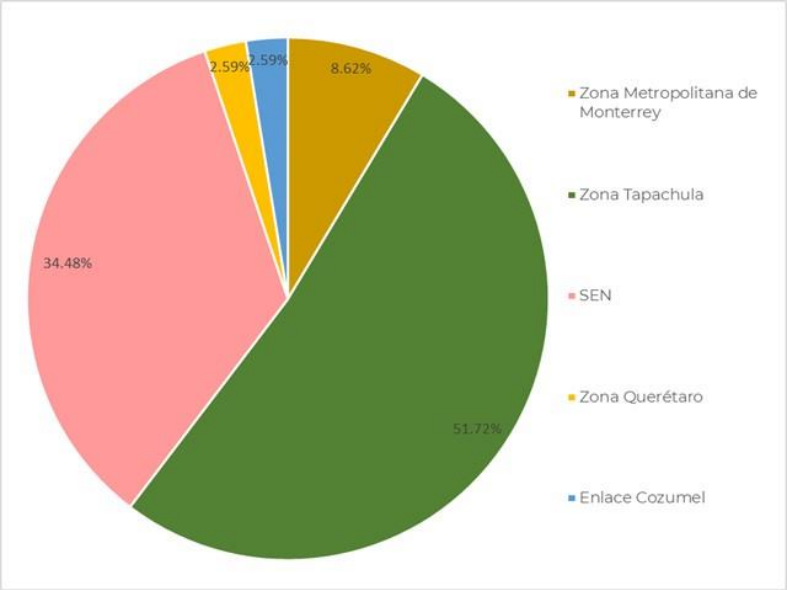


Figura 5.20b. Estados Operativos de Emergencia 2021



Interrupciones en el suministro de energía

En el Cuadro 5.11 se muestra un resumen de las afectaciones de carga por saturación de enlaces, sobrecarga de elementos, bajos voltajes 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 las GCR Occidental, Central, Oriental.

De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta energía no suministrada asciende a 22.73 millones de dólares (2,600 dólares/MWh).

Cuadro 5.11. Interrupciones en el suministro de energía en el SEN en el año 2021.

Evento	Sistema	GCR	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Cantidad de ENS [MWH]	CAUSA
1	SIN	ORI	09/01/2021	4.2	2.048	Afectación de carga por confiabilidad ante falla permanente del THP TI
2	SIN	OCC	15/02/2021	510.3	358.515	Tiro de carga manual baja reserva operativa de generación
3	SIN	OCC	15/02/2021	335.1	181.575	Tiro de carga manual baja reserva de generación operativa
4	SIN	OCC	15/02/2021	53.7	32.071	Tiro de carga manual baja reserva de generación operativa
5	SIN	ORI	15/02/2021	421.334	608.793	Déficit de generación
6	SIN	OCC	15/02/2021	50.8	9.357	Tiro de carga manual baja reserva operativa degeneración
7	SIN	OCC	15/02/2021	52.2	31.695	Tiro de carga manual baja reserva operativa de generación
8	SIN	OCC	15/02/2021	4.6	1.656	Tiro de carga manual baja reserva operativa de generación
9	SIN	CEL	15/02/2021	250.3	772.523	Afectación de carga
10	SIN	OCC	15/02/2021	47.5	10.476	Tiro de carga manual baja reserva operativa de generación
11	SIN	PEN	16/02/2021	204.95	366.306	Afectación de carga
12	SIN	OCC	16/02/2021	37	55.994	Tiro de carga manual baja reserva de generación
13	SIN	OCC	16/02/2021	53.7	61.858	Tiro de carga manual baja reserva de generación operativa
14	SIN	CEL	16/02/2021	313.6	1385.067	Afectación de carga
15	SIN	OCC	16/02/2021	48.6	32.818	Tiro de carga manual baja reserva de generación operativa
16	SIN	OCC	16/02/2021	50.2	37.678	Tiro de carga manual baja reserva operativa de generación
17	SIN	OCC	16/02/2021	50.7	32.095	Tiro de carga manual baja reserva de generación
18	SIN	ORI	16/02/2021	954.124	1147.435	Déficit de generación
19	SIN	OCC	16/02/2021	42.4	38.56	Tiro de carga manual baja reserva de generación operativa
20	SIN	OCC	16/02/2021	1716.2	1692.574	Tiro de carga manual baja reserva de generación
21	SIN	OCC	17/02/2021	57	57.966	Tiro de carga manual baja reserva de generación
22	SIN	OCC	17/02/2021	403.8	309.364	Tiro de carga manual baja reserva de generación
23	SIN	CEL	17/02/2021	158.4	359.92	Afectación de carga
24	SIN	ORI	17/02/2021	402.923	205.333	Déficit de generación
25	SIN	ORI	20/03/2021	6.6	1.627	Tiro de carga manual por confiabilidad y control de tensión en Tapachula Potencia 115 kV > 106 kV
26	SIN	ORI	29/03/2021	5.6	7.56	Tiro de carga manual por confiabilidad ante la falla permanente de la LT THP A3T30 ANG a voltajes menores de 106 kV en la zona.
27	SIN	ORI	31/03/2021	40	83.639	Aplicación de tiro de carga manual por confiabilidad ante la LME de la LT THP A3T30 ANG al tener voltajes inferiores de 106 kV en la zona en caso de no aplicarse.
28	SIN	OCC	06/05/2021	115.2	287.267	Emergencia
29	SIBCS	SLP	13/05/2021	48.12	22.242	Afectación de carga
30	SIN	PEN	09/06/2021	1.3	2.795	Afectación de carga manual al tener sobrecarga en los cables PCN 53180 CH y PCN 53170 CH y tener déficit de generación
31	SIN	NTE	11/06/2021	20.7	10.35	Control de flujo o sobrecarga
32	SIBCS	SLP	14/06/2021	3.57	0.524	Afectación de carga
33	SIN	PEN	17/06/2021	1.1	0.28	Afectación de carga
34	SIN	PEN	19/06/2021	9.9	20.158	Afectación de carga
35	SIN	PEN	20/06/2021	12.6	25.969	Afectación de carga
36	SIN	PEN	21/06/2021	3.1	0.669	Afectación manual de carga

... Continuación

Cuadro 5.11. Interrupciones en el suministro de energía en el SEN en el año 2021.

Evento	Sistema	GCR	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Cantidad de ENS [MWH]	CAUSA
37	SIN	PEN	05/07/2021	2.5	1.364	Afectación de carga manual ante disparo de CHB U4 y sobrecarga en enlace Cozumel (PCN 53170 CH y PCN 53180 CH)
38	SIN	PEN	09/07/2021	1.77	8.872	Afectación de carga, para eliminar puntos calientes críticos en bus de 34.5 kV de TUM T1
39	SIN	PEN	10/07/2021	2.3	13.768	Tiro de carga manual
40	SIN	PEN	13/07/2021	2.4	0.462	Afectación de carga manual
41	SIN	PEN	14/07/2021	2.35	0.796	Afectación manual de carga
42	SIN	PEN	20/07/2021	2.11	4.683	Afectación de carga manual
43	SIBC	BC	20/07/2021	64	4.068	Afectación de carga
44	SIN	PEN	22/07/2021	1.6	17.033	Afectación de carga manual de Isla Mujeres
45	SIN	PEN	23/07/2021	1.02	13.328	Afectación de carga manual
46	SIN	PEN	23/07/2021	4.9	18.169	Afectación de carga manual
47	SIN	PEN	24/07/2021	0.6	4.015	Afectación de carga
48	SIN	PEN	29/07/2021	3.63	30.413	Afectación de carga manual
49	SIN	ORI	29/07/2021	9	14.098	Tiro de carga manual por Confiabilidad ante falla de ANG B1 de 115 kV para evitar el disparo de LT TAE 73690 BDZ con límite de 106 MVA (previo tenía 113 MW, al afectar pasa a 102 MW)
50	SIN	PEN	30/07/2021	0.7	1.027	Afectación de carga manual
51	SIN	PEN	30/07/2021	0.7	3.628	Afectación de carga manual
52	SIN	PEN	31/07/2021	1.28	6.699	Afectación de carga manual
53	SIN	PEN	01/08/2021	0.41	1.606	Afectación de carga manual
54	SIN	PEN	03/08/2021	0.33	1.161	Afectación de carga manual
55	SIN	PEN	04/08/2021	20.7	40.842	Afectación de carga por disparo de LS PCN 53170 CH
56	SIN	PEN	09/08/2021	0.4	0.358	Afectación de carga
57	SIN	PEN	18/08/2021	3.2	12.222	Afectación de carga
58	SIN	PEN	23/08/2021	10.2	7.626	Afectación de carga
59	SIM	SRI	24/08/2021	3.87	0.374	Se corrigió falso contacto en transmisor de presión diferencial del de la turbina, también se corrigió problema de lubricación y falló en válvula de sangrado.
60	SIN	ORI	26/08/2021	9	3.393	Afectación de carga por confiabilidad (9 MW), para mantener niveles de voltaje dentro de lo establecido en el código de red, por indisponibilidad de LT CGN 73400 AZA por falla.
61	SIN	NTE	26/08/2021	20.6	12.457	Control de flujo o sobrecarga
62	SIN	PEN	27/08/2021	22.8	21.337	Por apertura del interruptor NCM 42060 debido a punto caliente crítico en la boquilla X1 de NCM T6.
63	SIN	ORI	13/09/2021	9.7	8.247	Afectación de carga
64	SIN	NTE	18/09/2021	9.8	9.585	Afectación de carga, por límites de tensión y puntos calientes en instalaciones degradadas.
65	SIN	NTE	19/09/2021	5.4	13.553	Afectación de carga, punto caliente en CU 73222
66	SIN	ORI	20/09/2021	34.5	78.258	LME sobre la línea KLV 73460 TCT para corrección de conductor.
67	SIN	ORI	19/10/2021	1.5	1.17	Conductor caído fase C por clema desprendida en la estructura # 132 fase C, se corrige clema desprendida de la EST 132 fase "C" y se levanta conductor.
68	SIN	ORI	21/11/2021	18.34	47.515	Tiro de carga controlado por libranza del THP T1 y LT THP A3T30 ANG.
69	SIN	ORI	23/11/2021	16.62	84.083	Tiro de carga controlado por LME de LT ANG A3T30 THP

6

PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica

Introducción

La energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas y de conversión económica de la Nación, así como también para la transformación social, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

En este contexto, es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la economía —las telecomunicaciones, el transporte, la industria, la agricultura, los comercios, los servicios, las oficinas y los hogares—, para impulsar el crecimiento y el desarrollo económico del país.

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo de Energía Eléctrica 2022—2036 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración del PAMRNT, PAMRGD y PRODESEN.

Como ya se ha mencionado, el sector energético es uno de los principales impulsores de la economía y del desarrollo nacional, en tiempos de crisis como en la Contingencia Sanitaria iniciada a finales de 2019, con mayor auge en 2020 y muestra de recuperación en 2021, ha permitido mostrar que el suministro confiable de electricidad continúa siendo fundamental. Los impactos del COVID-19 en el sector han ocasionado una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro.

De esta manera, la caída de la demanda de energía eléctrica hace necesaria una planeación en donde se deban considerar los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria para garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de eficiencia, Confiabilidad, seguridad, Continuidad, Calidad, y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere a la evolución de ciertos indicadores en un periodo de tiempo como son el Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, la balanza comercial, el PIB per cápita. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de 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 y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aire acondicionado— se dinamiza.

La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional. Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia con más consumo de electricidad.

Estacionalidad. Los factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas, lluvias—, tienden a elevar la demanda de un sistema eléctrico y con ella el consumo de electricidad. En algunas situaciones, los factores climáticos —huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre

otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de electricidad.

Precio de combustibles. El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de electricidad, éste a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo y la demanda de electricidad.

Precio de la electricidad. El importe de las tarifas en cada uno de los sectores de consumo influye en forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo, así como, en la demanda de electricidad —tarifas horarias—.

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; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida 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 —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. 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.

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.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto. 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.

Proceso de Pronóstico

En la Figura 6.1. se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto. Se inicia con el balance de energía de las Gerencias de Control Regional (GCR) y Sistemas Interconectados —consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas por Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro Calificado de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria—.

Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el

PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

Se elaboran para el consumo final y consumo bruto modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto nacional.

También se lleva a cabo el estudio de la demanda: demandas horarias de las GCR, demandas máximas integradas e instantáneas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual —aplicado a la energía bruta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente—.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN)— se refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

Figura 6.1. Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía



Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía[11] (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2019 fue de 3,265 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 0.2% en relación con 2018. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 73 —25.7% por debajo del promedio mundial—; con un consumo anual de 2,425 KWh por habitante.

En 2019, el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 25.0 millones de GWh. Por su parte, México consumió 305,000 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la

[11] Key World Energy Statistics, IEA 2021.

Industria Eléctrica fue de 1,070 kJ/2015USD en 2019. Para México fue de 875 kJ/2015USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos[12] (EIA por sus siglas en inglés) de su caso base, para el periodo 2022 — 2036, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 0.9%, la generación neta tendrá una tmca de 1.6% y se espera que, para el 2036, la generación de electricidad con fuentes renovables represente el 47.1% de la matriz energética, aumentando en promedio 4.7% por año. Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. En 2036, se prevé que la producción de electricidad con base en líquidos[13] prácticamente desaparezca (0.4%). La generación nuclear representará el 9.1%, mientras que, el carbón y el gas natural aportarán el 22.6% y el 20.8% de la generación neta, respectivamente. La intensidad energética mundial tendrá un decremento promedio de 1.8% en el horizonte.

Consumo bruto 2021

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación CFE—.

En 2021, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 329,033 GWh, lo que significa un incremento de 4.1% respecto al consumo de 2020. Este incremento es reflejo de la recuperación económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

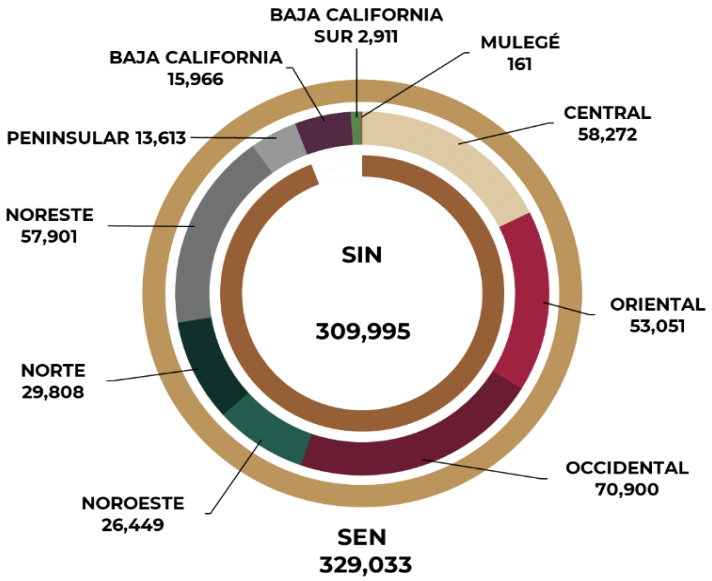
La GCR PEN, el Sistema Interconectado Baja California (SIBC) y la GCR NES, fueron las que presentaron una mayor recuperación al presentar tasas de 8.9%, 6.9% y 6.8%, respectivamente. El Sistema Interconectado Mulegé (SMUL) y las GCR NOR, CEL y NTE presentaron crecimientos moderados del orden de 1.2%, 1.3%, 1.5% y 1.8%, respectivamente.

La Figura 6.2. muestra la distribución de consumo bruto en el SEN por GCR, en donde se observa que la GCR OCC tiene la mayor participación con 70,900 GWh lo que equivale a 21.5% del total nacional, seguido del Central con 17.7%, y los que menor participación presentaron fueron los Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS) y SMUL que en conjunto representan el 0.9%.

[12] International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, October 2021.

[13] Todo el petróleo, incluidos el petróleo crudo y los productos de la refinación del petróleo, los líquidos de gas natural, los biocombustibles y los líquidos derivados de otras fuentes de hidrocarburos (incluidos el carbón a líquidos y el gas a líquidos). No se incluyen el gas natural licuado (GNL) ni el hidrógeno líquido.

Figura 6.2. Consumo bruto (GWh) del SEN 2021



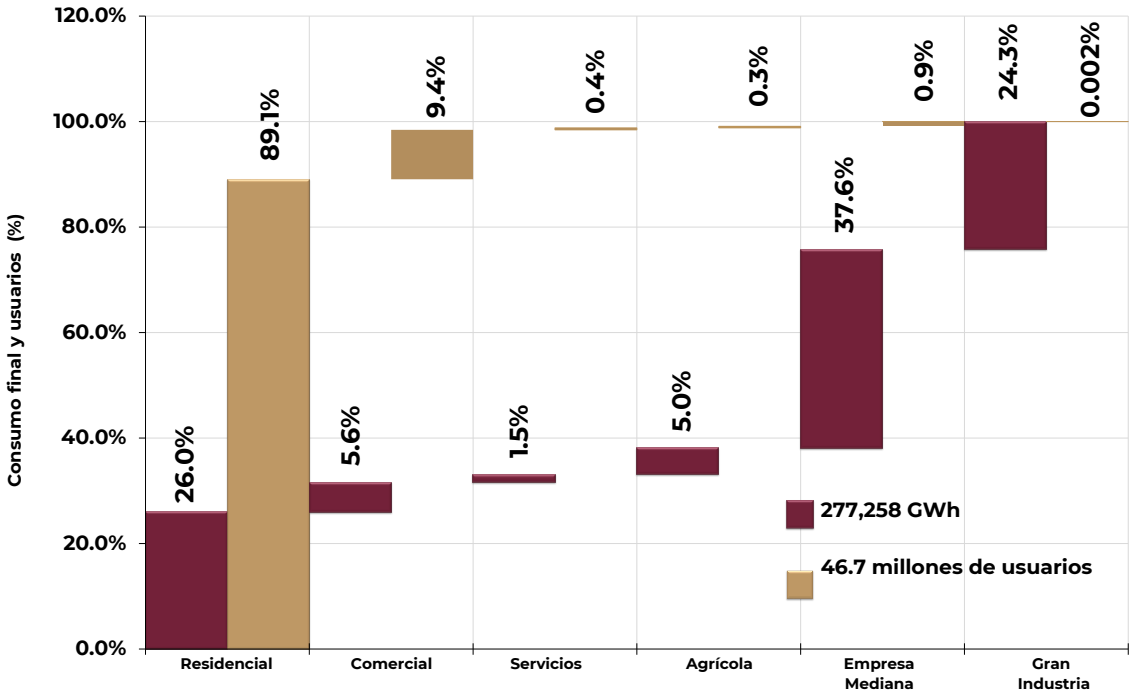
Consumo final y usuarios 2021

El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado, de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto—. La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Bombeo Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector de la Gran Industria (7.5%) y la Empresa Mediana (7.0%) presentaron el mayor crecimiento, seguido del sector Comercial (2.4%). El consumo final del SEN se ubicó en 277,258 GWh, lo que representó un alza de 4.1% respecto a 2020. Lo anterior fue posible por la reapertura gradual de actividades económicas que se restringieron por la pandemia.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2021 ascendió a 46.7 millones, incrementándose en 2.2%[14] respecto de los 45.6 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Residencial y Empresa Mediana con incrementos de 2.3% y 2.2%, respectivamente. En la Figura 6.3. se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 89.1% del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 26.0%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria representan en conjunto el 0.9% de los usuarios —con un consumo final del 61.9% del total nacional—.

[14] La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo.

Figura 6.3. Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2021



Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita 2021

La EIA[15] define la Intensidad Energética de un país como la relación entre el consumo de energía y el Producto Interno Bruto.

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL)[16] 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 mayor 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

[15] U.S. Energy Information Administration. Glossary.
[16] CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia.

consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 6.1. se muestran indicadores de intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita por GCR y Sistema. 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, se observa que únicamente las GCR CEL y PEN poseen indicadores inferiores a los del SEN (en 39.7% y 26.0%, respectivamente). La GCR Central posee una marcada diferenciación en cuanto a la participación de los sectores económicos en el PIB. En esta GCR el sector servicios, el cual es menos intensivo en el consumo de electricidad en comparación con el sector industrial, concentra el 84.1% del PIB debido al alto número de corporativos ubicados en la CDMX y que marca una fuerte diferencia en la captación de ingresos por esta entidad con respecto a otros estados. En la GCR Peninsular, la participación económica de los sectores secundario y terciario en el PIB es similar mientras que, el consumo de electricidad sólo representa el 4.2% del total nacional. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta influenciadas por las condiciones climáticas y su desarrollo industrial. Destaca la GCR NTE con un indicador de eficiencia energética de 30 W/$. A nivel nacional, la intensidad energética es de 18.7 W/$.

Otro indicador importante es el consumo medio, el cual analiza la relación entre el consumo de electricidad y el número de usuarios. Las GCR ubicadas en el centro y sur del país poseen un consumo medio inferior al nacional de 6.9 MWh/usuario debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de clientes (75.4% del total nacional). Las GCR ubicadas en el norte tienen una intensidad energética superior hasta en 81.2% con respecto al SEN ocasionada por la mayor cantidad de industrias y comercios y a la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país.

El consumo per cápita de electricidad indica la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEL y ORI, el consumo per cápita es menor en 30.3% y 37.7% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2% de la población nacional. La GCR NOR posee el consumo per cápita más alto del país con 76.5% sobre la media nacional ya que concentra el 17.7% del consumo con sólo el 10.0% de la población de México. A nivel nacional, el consumo per cápita es de 2,537 kWh/hab.

Cuadro 6.1. Intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita por GCR y Sistema 2021

GCR	Intensidad energética (W/$)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo Medio por Usuario del SEN (MWh/usuario)	Variación con respecto al SEN (%)	Consumo per Cápita (kWh/hab)	Variación con respecto al SEN (%)
CEL	11.3	-39.7	5.6	-18.8	1,769	-30.3
ORI	18.8	0.8	4.4	-35.9	1,580	-37.7
OCC	20.6	10.3	6.2	-9.9	2,598	2.4
NOR	26.2	40.2	11.6	69.3	4,240	67.1
NTE	30.0	60.2	12.4	81.2	4,404	73.6
NES	24.0	28.2	11.2	63.2	4,477	76.5
PEN	13.8	-26.0	6.5	-5.4	2,629	3.6
SIBC	25.5	36.4	9.7	41.8	4,087	61.1
SIBCS	21.8	16.8	8.7	27.1	3,695	45.6
SEN	18.7		6.9		2,537	

Movilidad eléctrica 2021

México ha desarrollado capacidades en manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y a 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[17].

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2021 se vendieron 47,079[18] vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 4.6% del total de vehículos automotores comercializados en el país esto significa un aumento de ventas de 22,674 unidades (93%) con respecto al 2020. Las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 23.5% (11,070 unidades) y el 13.4% (6,319 unidades) respectivamente, seguidos por Nuevo León y Jalisco con el 10.1% (4,765 unidades) y el 9.5% (4,471 unidades) cada una.

Cuadro 6.2. Comparativo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna.[19]

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido de 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	l	MJ	$kgCO_2e$
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctrico	167		47		168	23
2	Hibrido Enchufable	112	32	16	7	298	26
3	Hibrido		29		10	335	26
4	Eléctrico Gama Alta	398		44		157	22
5	Hibrido Enchufable Gama Alta	50	44	24	5	251	25
6	Hibrido Gama Alta		29		10	346	27
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		17		18	585	45
2	Combustión Interna Gama Alta		13		24	800	61
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						71%	49%
Vehículo Hibrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						49%	41%
Vehículo Hibrido vs. Vehículo de Combustión Interna						43%	43%
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						80%	64%
Vehículo Hibrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						69%	60%
Vehículo Hibrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						57%	57%

[17] Escenario de Transición Energética Soberana (TES) y Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME).
[18] Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, diciembre de 2021. INEGI.
[19] Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHE y VH se muestran en el Cuadro 6.2. para un recorrido de 300 km, los ahorros de energía van de un 43% a un 80%, así como una disminución en las emisiones de tCO_2e generadas que pueden ser del 41% al 64% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta en la Ciudad de México y Zona Conurbada con el Sistema de Transporte Colectivo Metro[20], una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús[21], la Red de Cablebús, el Tren Suburbano[22], y los primeros autobuses de Metrobús eléctricos. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey[23] y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano[24].

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 587 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo bruto del SEN en 2021.

Demanda máxima bruta 2021

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 2021, la demanda máxima integrada bruta del SIN registró un valor de 45,653 MWh/h, lo que equivale a un incremento de 5.5% respecto a los 43,271 MWh/h de 2020.

En el Cuadro 6.3. se presentan las demandas máximas integradas brutas de los Sistemas: SIN, SIBC, SIBCS, SMUL 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 2021

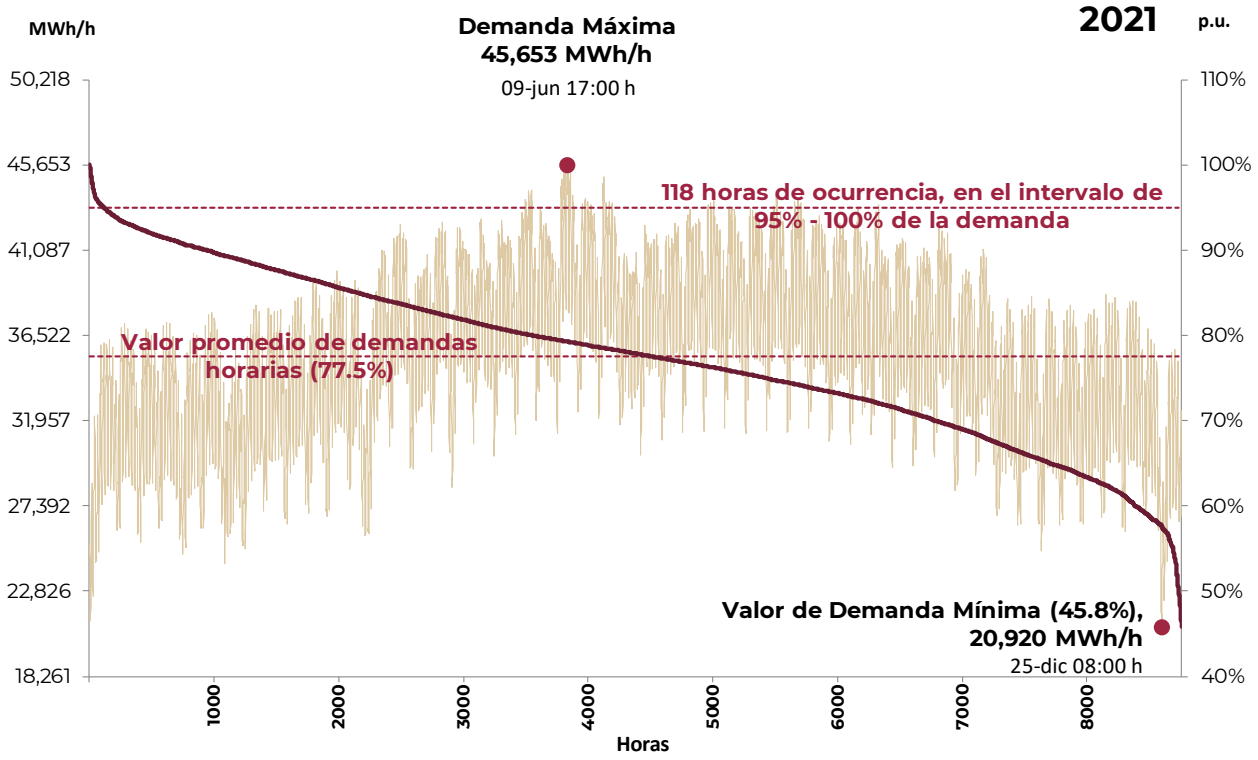
Sistemas	Demandas Máximas 1/		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h 2/
SEN 2/	48,532			
SIN	45,653	5.5%		
SIBCN	3,215	2.7%		2,380
SIBCS	560	9.2%		476
SMUL	32	5.5%		23
Gerencias de Control Regional				
CEL	8,450	-3.1%	7,890	7,890
ORI	7,868	5.5%	6,893	6,903
OCC	10,292	5.4%	10,100	10,100
NOR	5,343	2.4%	4,659	4,659
NTE	5,042	1.3%	4,944	4,944
NES	9,674	2.9%	9,256	9,256
PEN	2,210	9.7%	1,911	1,911

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.

[20] STC Metro, 2021.
[21] www.ste.cdmx.gob.mx
[22] Suburbano. La vía rápida al bienestar.
[23] Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2021.
[24] SITEUR, 2021.

Las características de la curva de duración de carga de referencia del SIN 2021 son las siguientes: se concentran 118 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima bruta; la demanda mínima integrada se presenta al 45.8% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.5% —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 contraste en los meses de primavera se observa una disminución de la demanda ocasionada por el confinamiento derivado de la pandemia. En los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, como se muestra en la Figura 6.4. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

Figura 6.4. Curva de duración de carga del SIN 2021



Desempeño de la demanda por Sistemas y GCR

Por GCR, la demanda presenta un patrón estacional muy característico. Las GCR ubicadas al norte, por ejemplo, suelen mostrar crecimientos importantes en la demanda durante los meses de verano, mientras que, la GCR Central tiene un comportamiento similar durante todos los meses del año. A continuación, se describe el comportamiento anual de la demanda para las siete GCR y tres Sistemas Aislados que conforman el SEN.

GCR Central

La GCR CEL está constituida por tres regiones:

- Valle de México Norte.

- Valle de México Centro.
- Valle de México Sur.

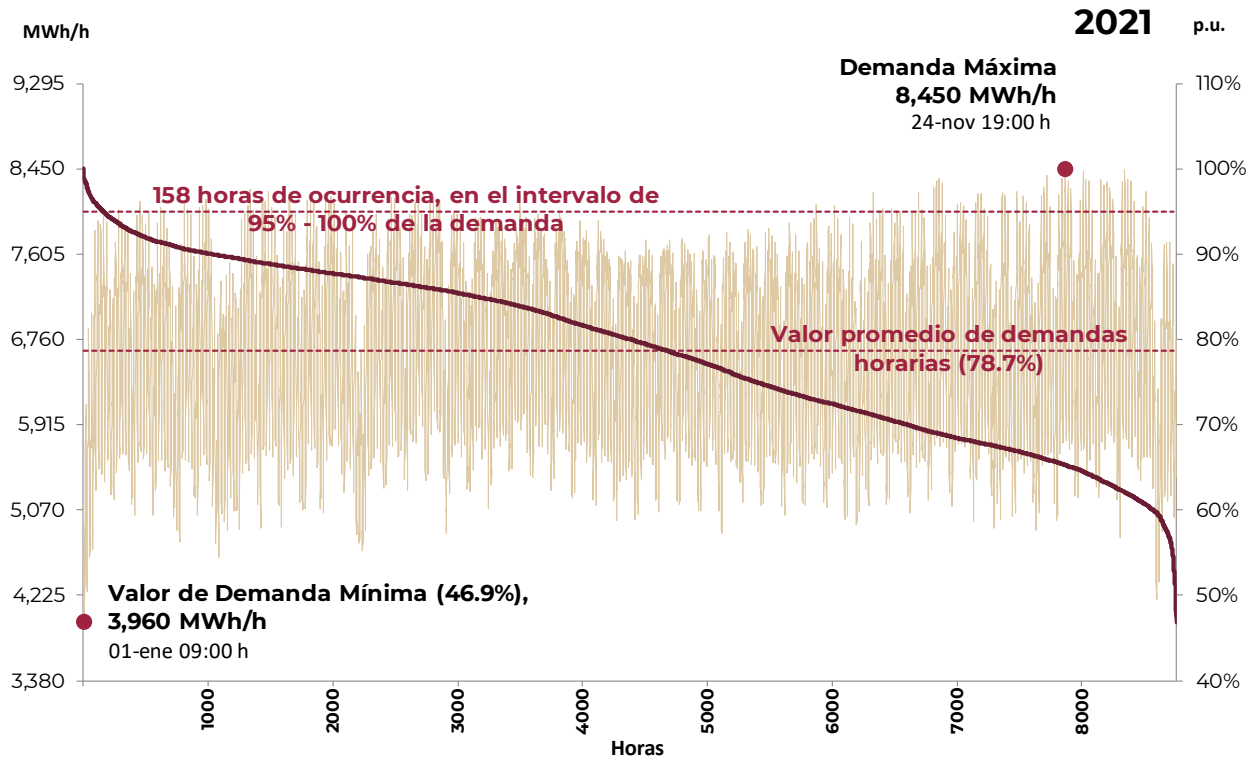
La región Valle de México Norte, tiene como áreas de influencia geográfica el norte de la Ciudad de México y el Estado de México, el sur del Estado de Hidalgo y un fragmento del noroeste de Puebla.

La región Valle de México Centro, territorialmente incluye el área central de la Ciudad de México y una fracción de la parte este del Estado de México.

La región Valle de México Sur, geográficamente comprende el segmento sur del Ciudad de México y el Estado de México, una fracción del estado de Guerrero, Morelos, así como el estado de Michoacán con la localidad de Lázaro Cárdenas.

En la Figura 6.5. se muestra la curva de duración de carga de la GCR CEL durante 2021. Concentra 158 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima bruta; la demanda mínima integrada se presenta al 46.9% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 78.7% —factor de carga—. La demanda máxima integrada bruta se registró el 24 de noviembre a las 19 horas (8,450 MWh/h) mientras que, la mínima el día 01 de enero a las 09 horas (3,960 MWh/h).

Figura 6.5. Curva de duración de carga de la GCR CEL 2021



GCR Oriental

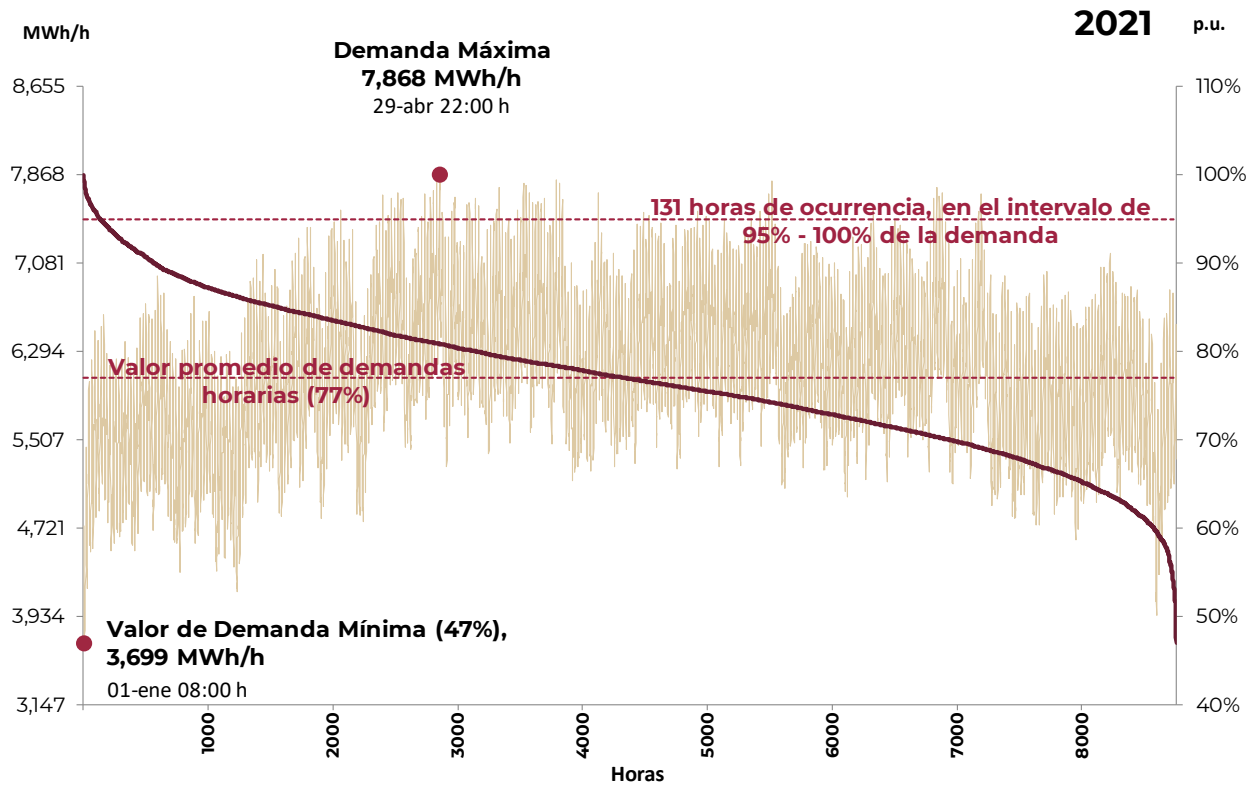
La GCR ORI se encuentra integrada por 4 regiones que abarcan las entidades federativas de Veracruz, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, Morelos, Guerrero, Oaxaca, Tabasco y Chiapas.

Las regiones que conforman la GCR ORI son las siguientes:

- Oriental – Oriente.
- Oriental – Centro Sur.
- Oriental – Centro Oriente.
- Oriental – Sureste.

En la Figura 6.6. se muestra el comportamiento de la curva de duración de carga de la GCR ORI durante 2021. Concentra 131 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima bruta; la demanda mínima integrada se presenta al 47% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77% —factor de carga—. La demanda máxima integrada bruta se registró el 29 de abril a las 22 horas (7,868MWh/h) mientras que, la mínima el día 01 de enero a las 08 horas (3,699 MWh/h).

Figura 6.6. Curva de duración de carga de la GCR ORI 2021



GCR Occidental

La GCR OCC está constituida por tres regiones:

- Jalisco.
- Bajío.
- Centro Occidente.

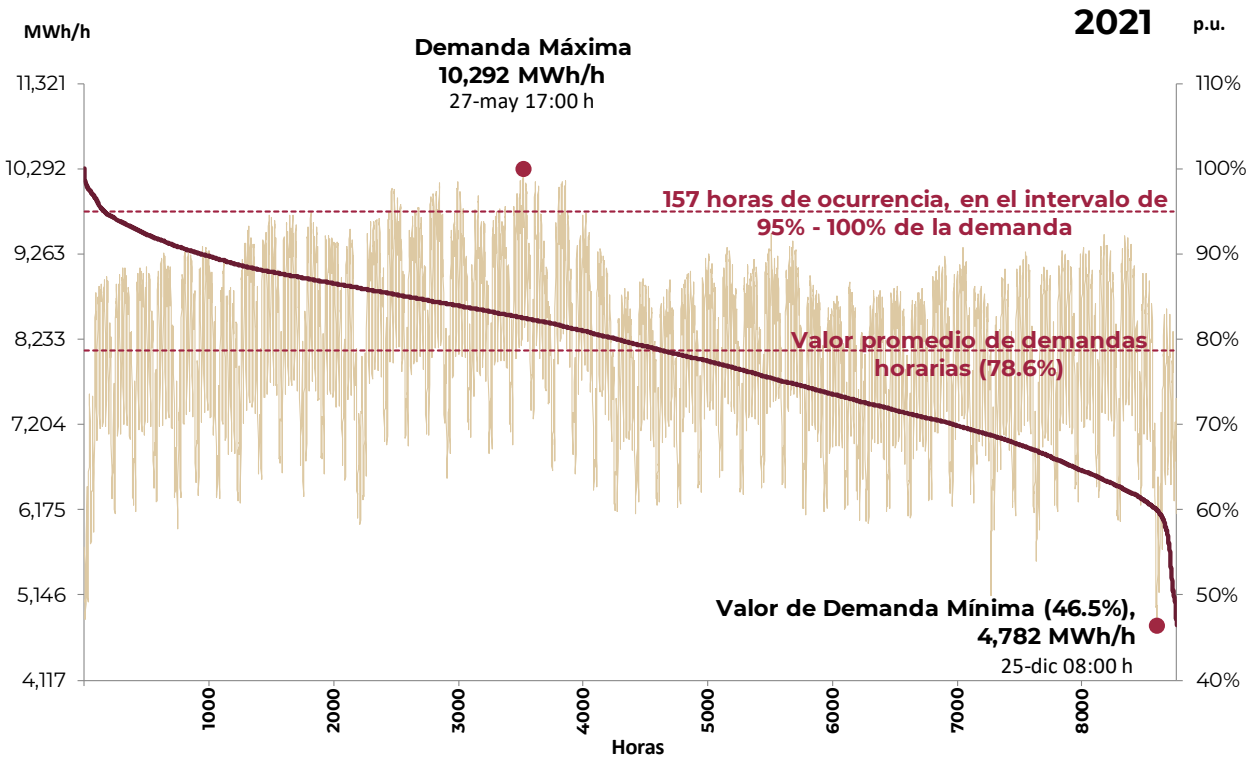
La región Jalisco tiene como áreas de influencia geográfica los estados de Nayarit y Jalisco.

La región Bajío territorialmente incluye los estados de Zacatecas, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro y una parte de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo.

La región Centro Occidente, geográficamente comprende los estados Michoacán y Colima.

Como puede observarse en la Figura 6.7. que muestra la curva de duración de carga de la GCR OCC, durante 2021 fueron 157 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 10,292 MWh/h el 27 de mayo a las 17 horas, mientras que, la mínima fue de 4,782 MWh/h el 25 de diciembre a las 08 horas y representó el 46.5% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 78.6%.

Figura 6.7. Curva de duración de carga de la GCR OCC 2021



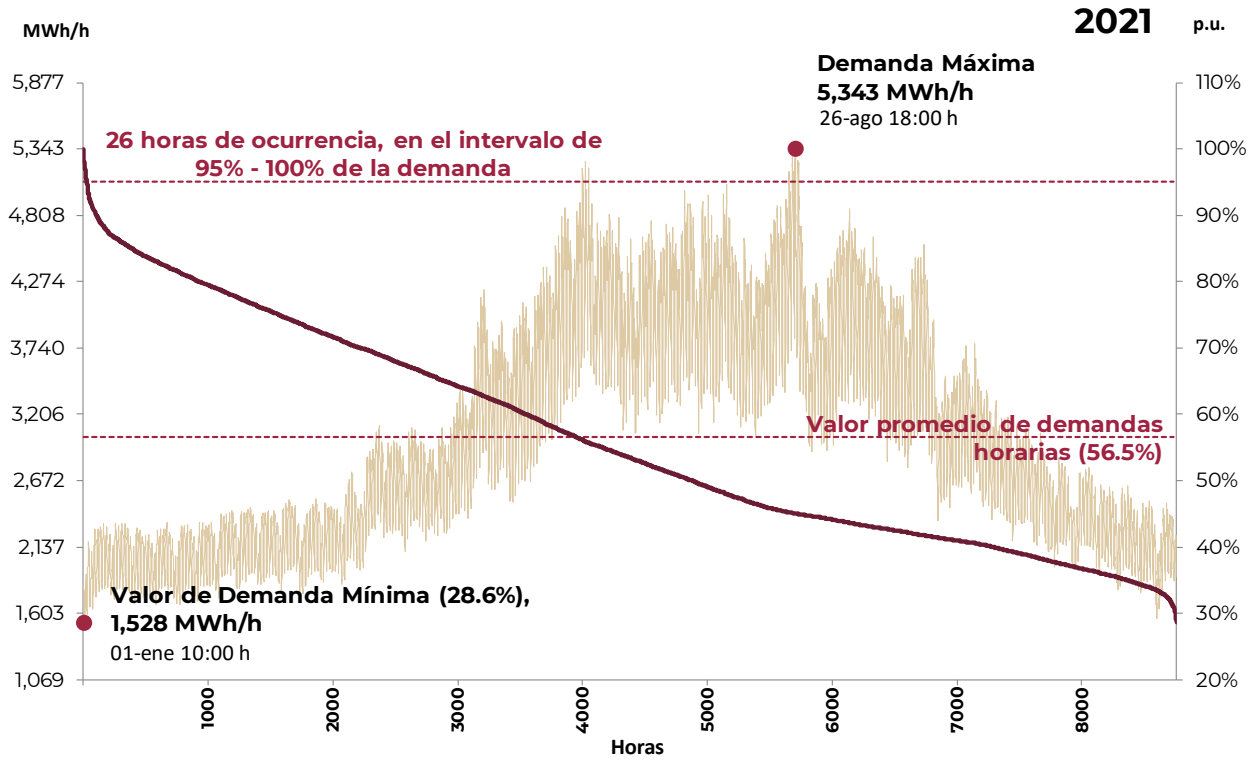
GCR Noroeste

La GCR NOR está integrada por los estados de Sonora y Sinaloa ubicados al noroeste del país.

Como puede observarse en la Figura 6.8. que muestra la curva de duración de carga

de la GCR NOR, durante 2021 fueron 26 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 5,343 MWh/h el 26 de agosto a las 18 horas, mientras que, la mínima fue de 1,528 MWh/h el 01 de enero a las 10 horas y representó el 28.6% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 56.5%.

Figura 6.8. Curva de duración de carga de la GCR NOR 2021



GCR Norte

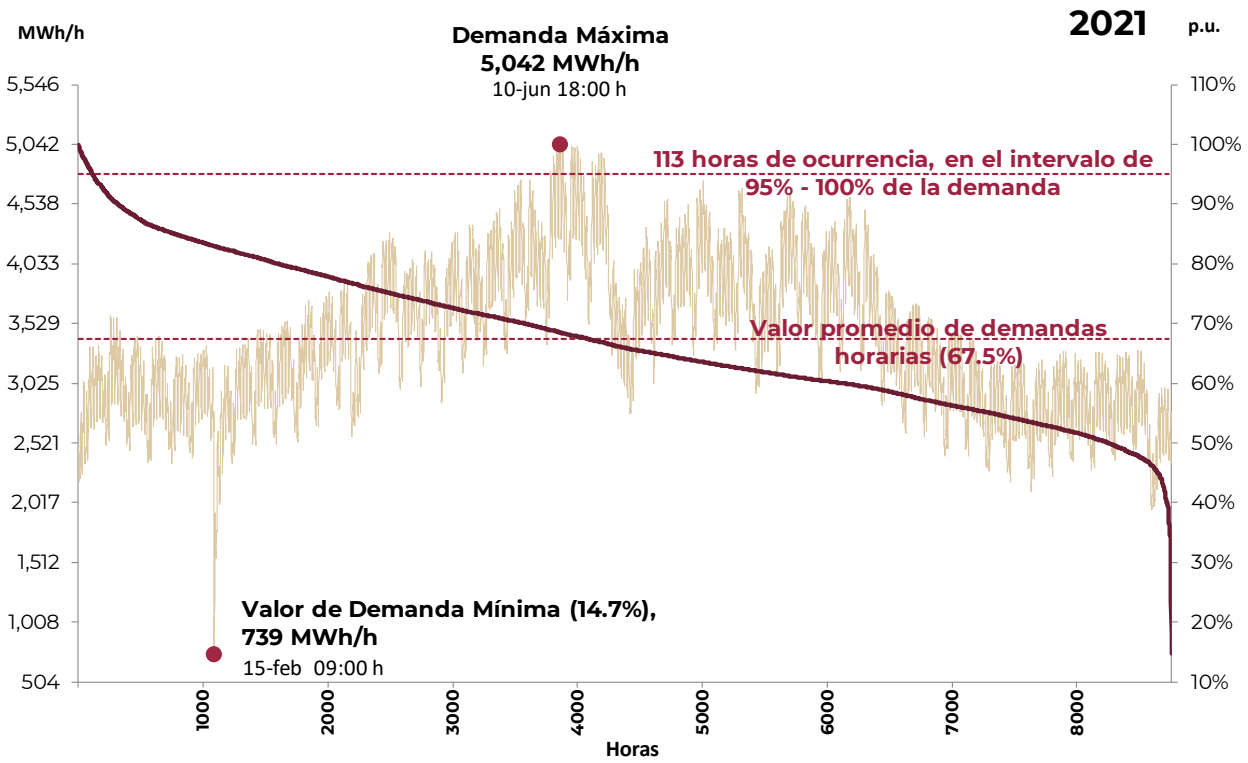
La GCR NTE está constituida por cinco Zonas de Operación de Transmisión (ZOT) las cuales son:

- Juárez.
- Chihuahua.
- Camargo.
- La Laguna.
- Durango.

Las ZOT antes mencionadas influyen geográficamente en los estados de Chihuahua, Durango, y una parte de Coahuila y Zacatecas.

En la curva de duración de carga de la GCR NTE, durante 2021 fueron 113 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 5,042 MWh/h el 10 de junio a las 18 horas, mientras que, la mínima fue de 739 MWh/h el 15 de febrero a las 09 horas y representó el 14.7% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 67.5%. Lo anterior puede observarse en la Figura 6.9. que se muestra a continuación.

Figura 6.9. Curva de duración de carga de la GCR NTE 2021

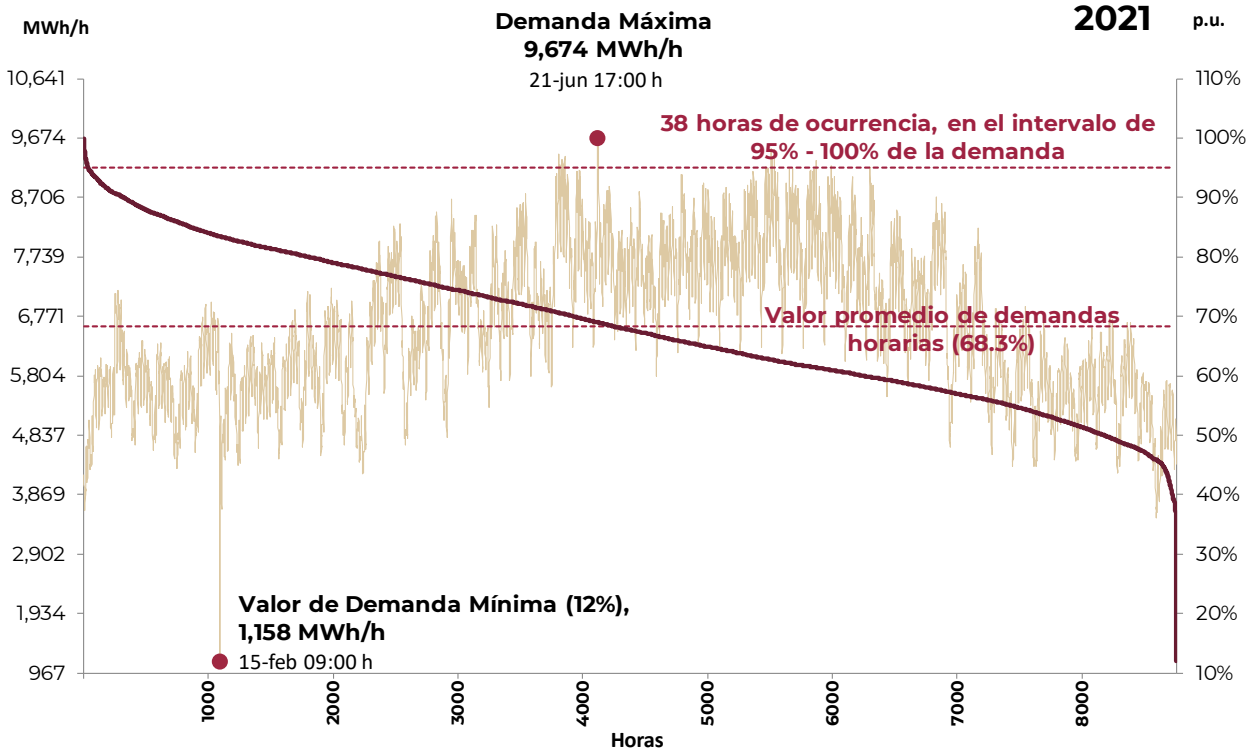


GCR Noreste

La GCR NES geográficamente atiende los estados de Nuevo León y Tamaulipas; también abarcando parte de Coahuila, San Luis Potosí, Zacatecas y la parte norte de Veracruz.

En la curva de duración de carga de la GCR NES, durante 2021 fueron 38 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 9,674 MWh/h el 21 de junio a las 17 horas, mientras que, la mínima fue de 1,158 MWh/h el 15 de febrero a las 09 horas y representó el 12.0% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 68.3%. Lo anterior puede observarse en la Figura 6.10. que se muestra a continuación.

Figura 6.10. Curva de duración de carga de la GCR NES 2021



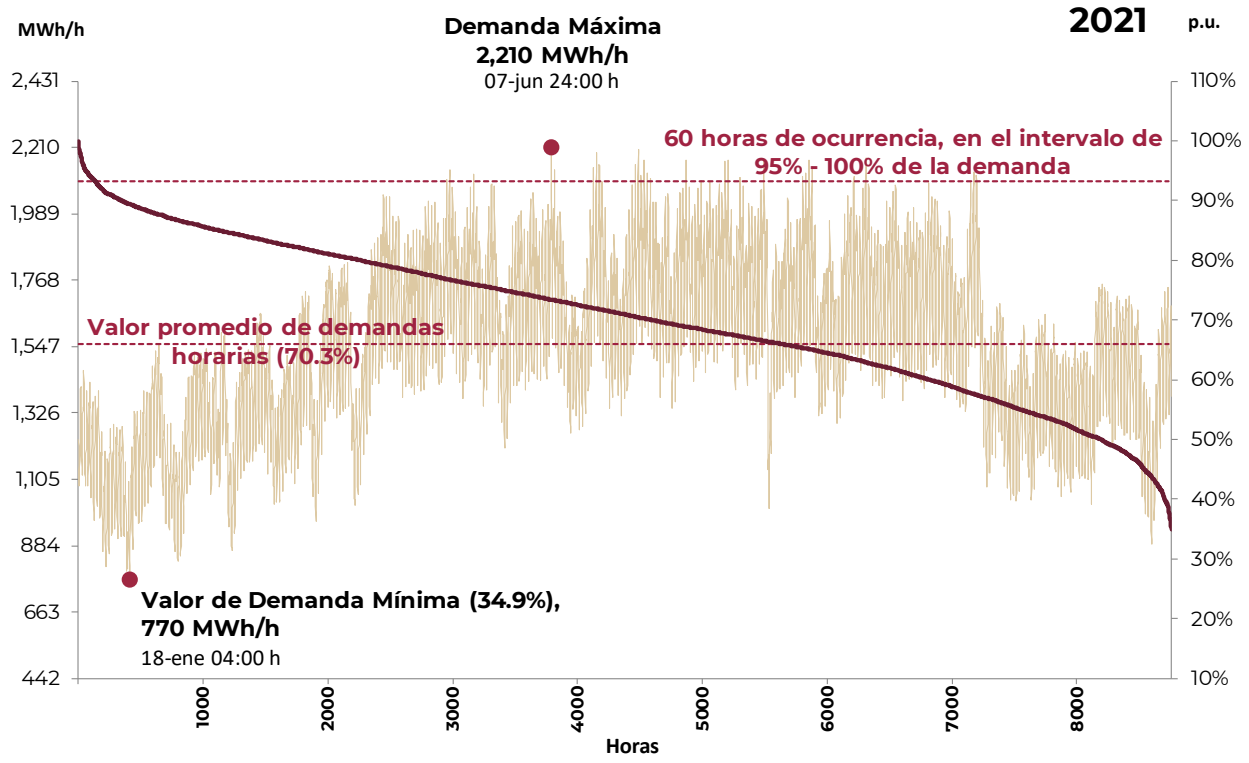
GCR Peninsular

La GCR PEN atiende a tres entidades federativas.

- Campeche.
- Quintana Roo.
- Yucatán.

En la Figura 6.11. se muestra la curva de duración de carga de la GCR PEN. Durante 2021 fueron 60 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 2,210 MWh/h el 07 de junio a las 24 horas, mientras que, la mínima fue de 770 MWh/h el 18 de enero a las 04 horas y representó el 34.9% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 70.3%.

Figura 6.11. Curva de duración de carga de la GCR PEN 2021

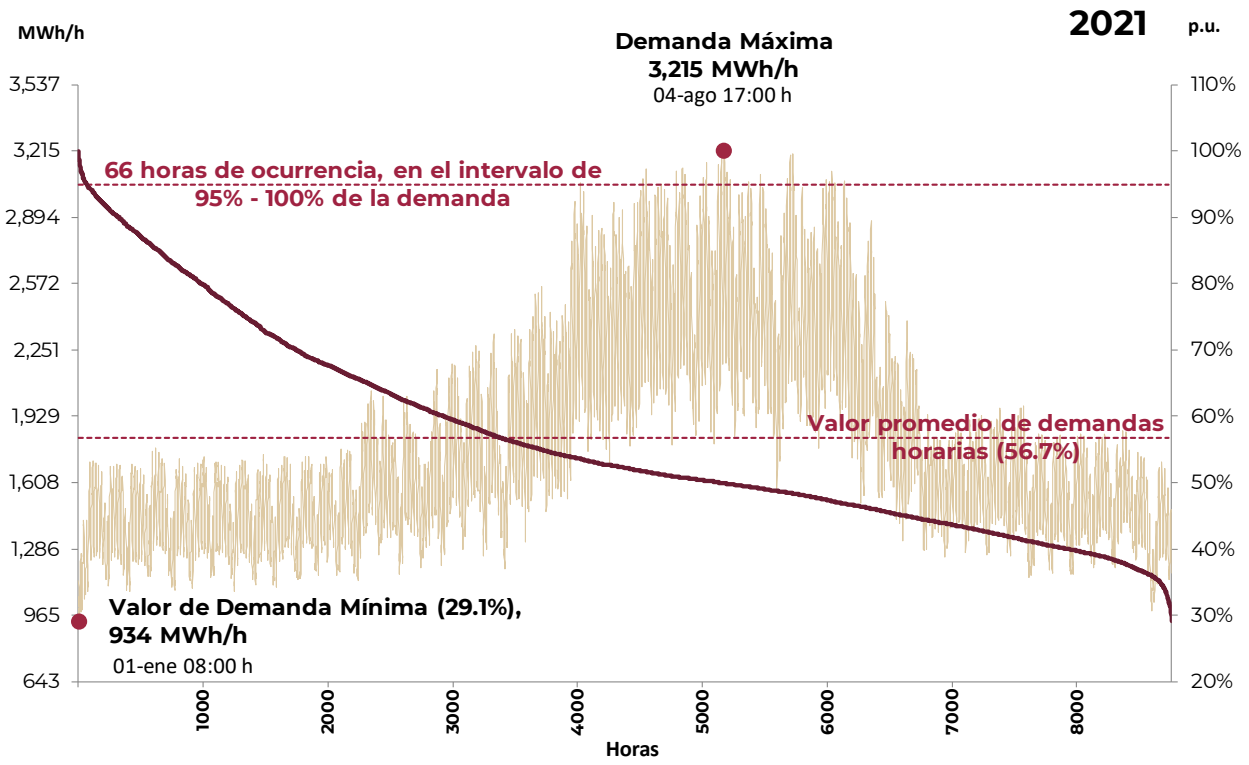


Sistema Interconectado Baja California

El SIBC está eléctricamente aislado del SIN y del SIBCS, sin embargo, se encuentra interconectado con el sistema eléctrico de California, EE.UU. Geográficamente se encuentra en el extremo noroeste del país. La cobertura eléctrica es al estado de Baja California.

En la Figura 6.12. se muestra la curva de duración de carga del SIBC. Durante 2021 fueron 66 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 3,215 MWh/h el 04 de agosto a las 17 horas, mientras que, la mínima fue de 934 MWh/h el 01 de enero a las 08 horas y representó el 29.1% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 56.7%.

Figura 6.12. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado SIBC 2021

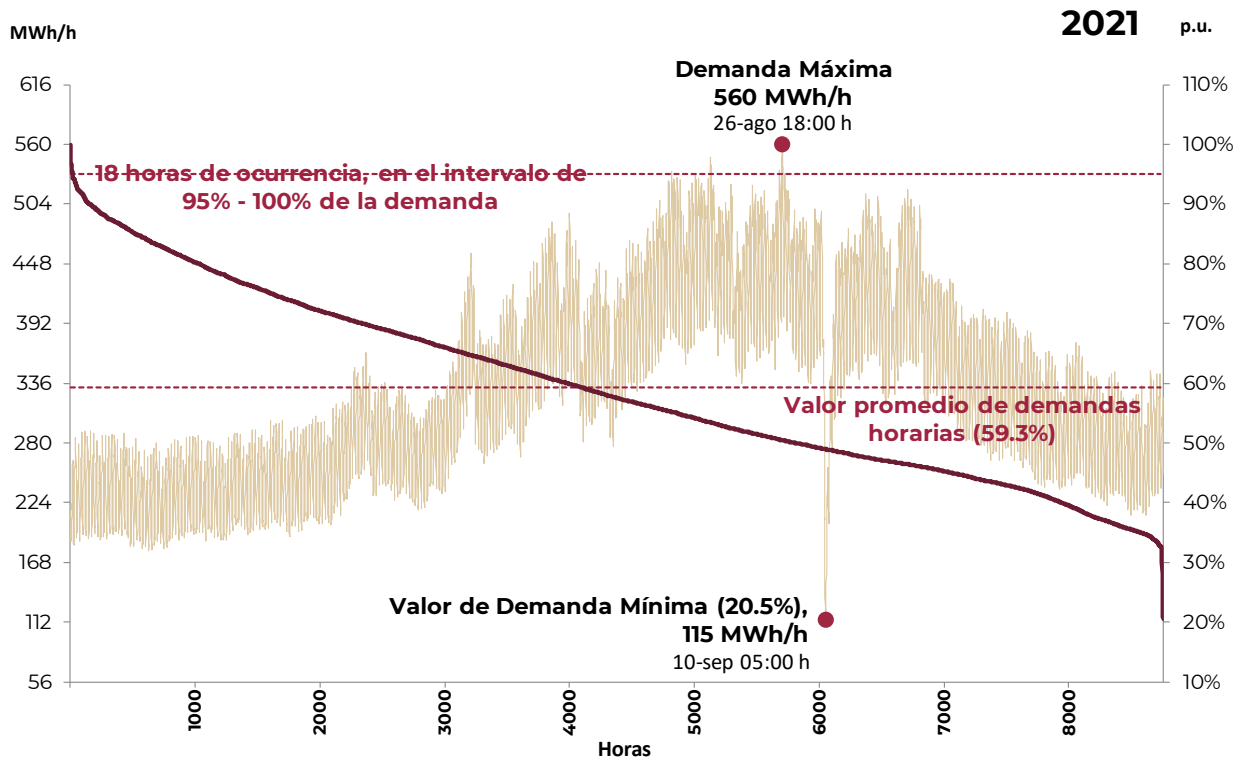


Sistema Interconectado Baja California Sur

El SIBCS Sur está aislado eléctricamente de Baja California y del Sistema Eléctrico Nacional y atiende a las localidades de la Paz y Los Cabos del estado de Baja California Sur.

En la Figura 6.13. se muestra la curva de duración de carga del SIBCS. Durante 2021 fueron 18 horas las que concentraron el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 560 MWh/h el 26 de agosto a las 18 horas, mientras que, la mínima fue de 115 MWh/h el 10 de septiembre a las 05 horas y representó el 20.5% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 59.3%.

Figura 6.13. Curva de duración de carga del Sistema SIBCS 2021

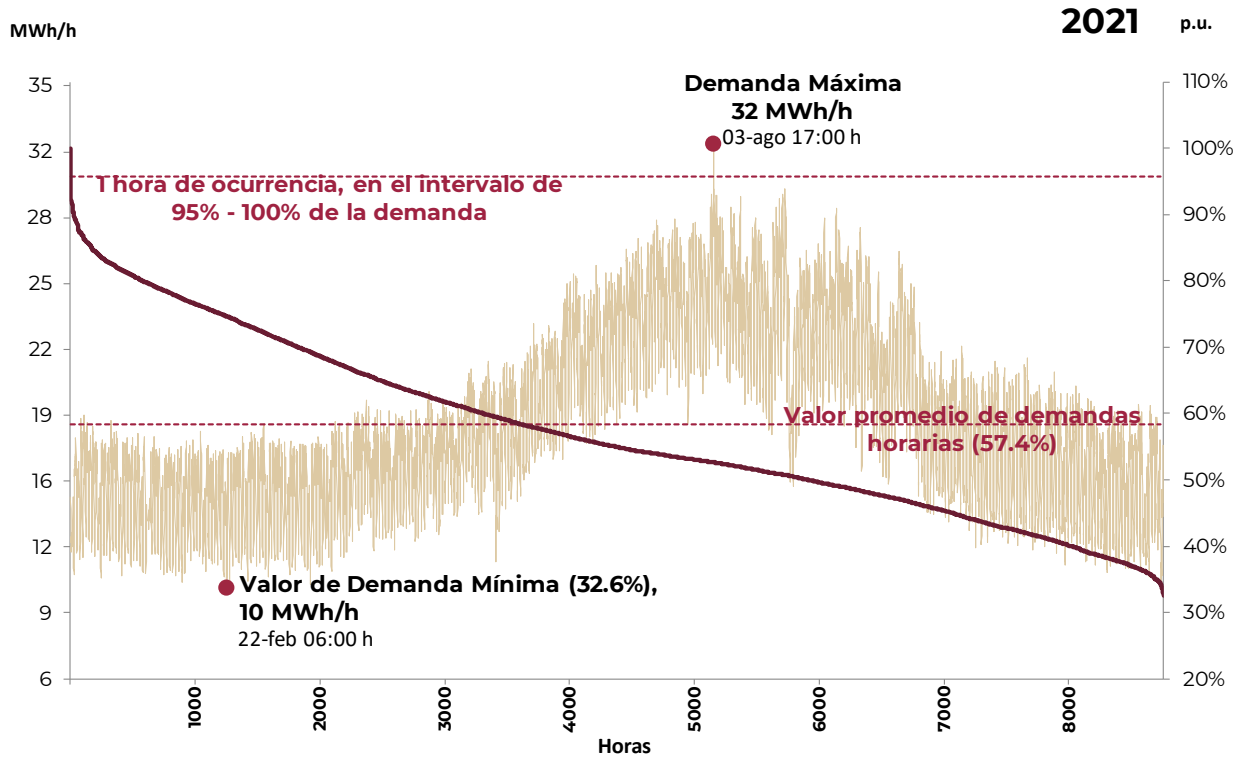


Sistema Interconectado Mulegé

El SMUL está eléctricamente aislado de Baja California Sur, Baja California y del Sistema Interconectado Eléctrico Nacional integrado por las zonas Santa Rosalía y Guerrero Negro, ambas ubicadas en el estado de Baja California Sur.

En la Figura 6.14., se muestra la curva de duración de carga del SMUL. Durante 2021 fue 1 hora la que concentró el intervalo 95% — 100% de la demanda máxima bruta. La demanda máxima bruta alcanzó 32 MWh/h el 03 de agosto a las 17 horas, mientras que, la mínima fue de 10 MWh/h el 22 de febrero a las 06 horas y representó el 32.6% con relación a la demanda máxima. El valor promedio de las demandas horarias fue de 57.4%.

Figura 6.14. Curva de duración de carga del SMUL 2021



Generación Distribuida 2021

La generación distribuida (GD)[25] se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores Residencial y Comercial, es decir, en circuitos de baja tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y la irradiación solar.

De acuerdo con la información de la Comisión Reguladora de Energía[26], la capacidad instalada se conforma de 87.8% de GD y 12.2% de contratos de pequeña y mediana escala, esta clasificación es por el tipo de contrato de interconexión. Del total de contratos reportados el 89.1% representa la GD y el 10.9% es de contratos de pequeña y mediana escala. Los estados con mayor número de contratos son: Jalisco (49,949), Nuevo León (29,177), Chihuahua (21,062), Ciudad de México (13,967), Michoacán (13,574) y Guanajuato (12,880) mismos que concentran el 52.0% del total de contratos.

Los primeros sistemas de GD registrados en enero de 2007 en los circuitos eléctricos de distribución fueron sistemas fotovoltaicos con capacidad instalada de 1 kW, a partir del primer sistema de GD en operación se han diversificado las tecnologías, en la Figura

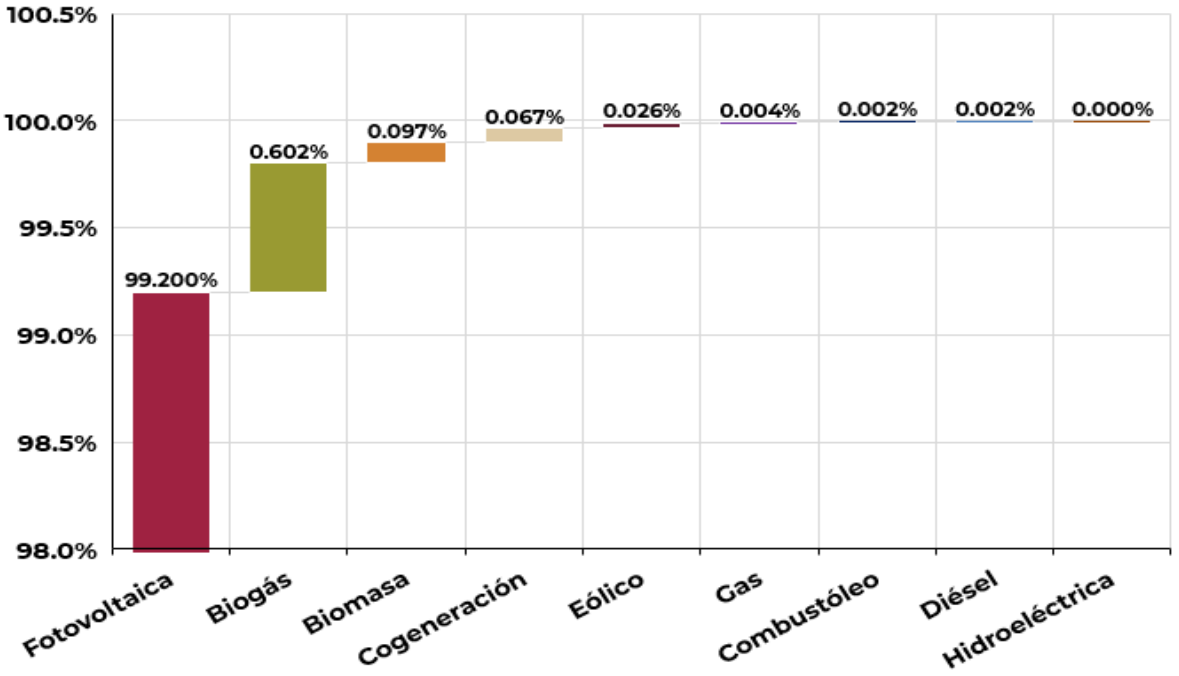
[25] Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, **Generación Distribuida:** Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: **a)** Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y **b)** Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. DOF 11 de agosto de 2014

[26] Evolución de Contratos de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida (diciembre 2021), CRE.

6.15. se muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnología de GD a 2021.

Debido a que la GD Fotovoltaica (GD-FV) ocupa más del 99.2%, de la capacidad instalada, se describirá a partir de ello.

Figura 6.15. Capacidad instalada acumulada de generación distribuida por tipo de tecnología al 2021

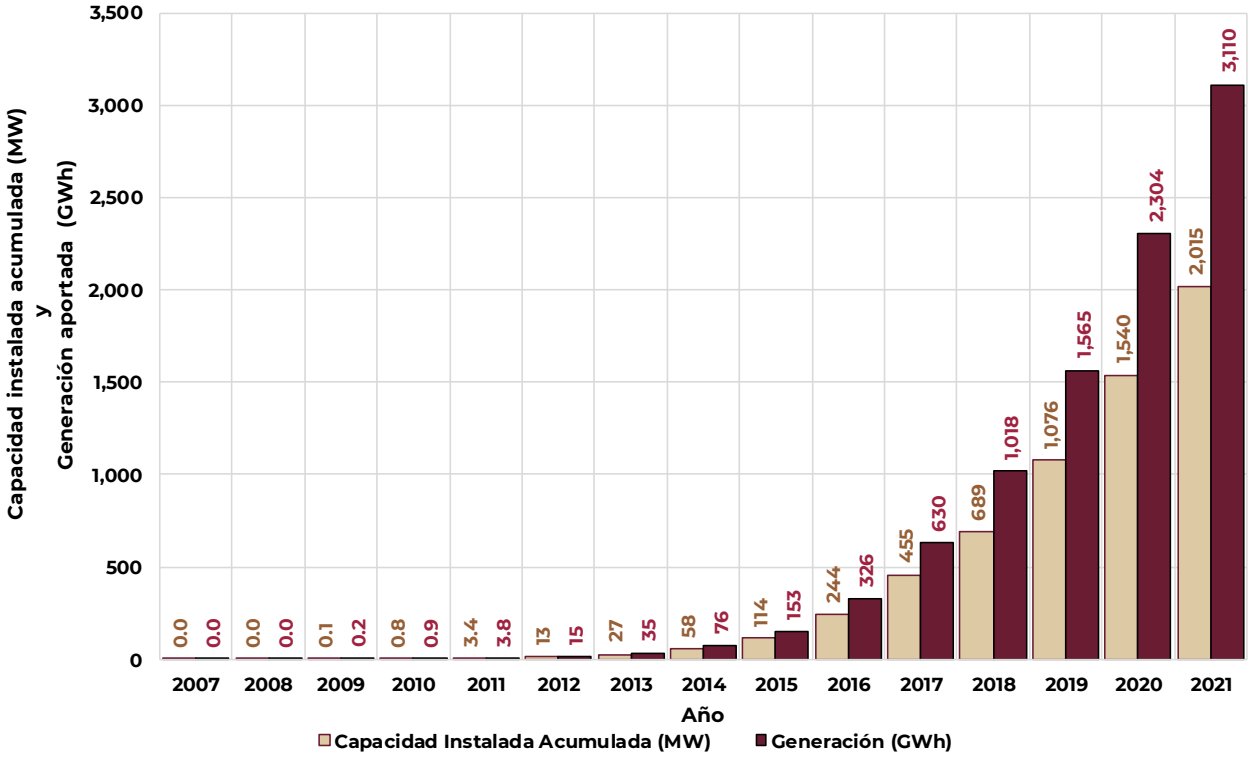


La aportación de la GD fotovoltaica al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas del SEN — se evitan emitir emisiones de CO2e, al medio ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas por efecto Joule I^2R en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2021 el 99.2% de capacidad instalada de GD es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registró de más de 270 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 2,015 MW en el SEN.

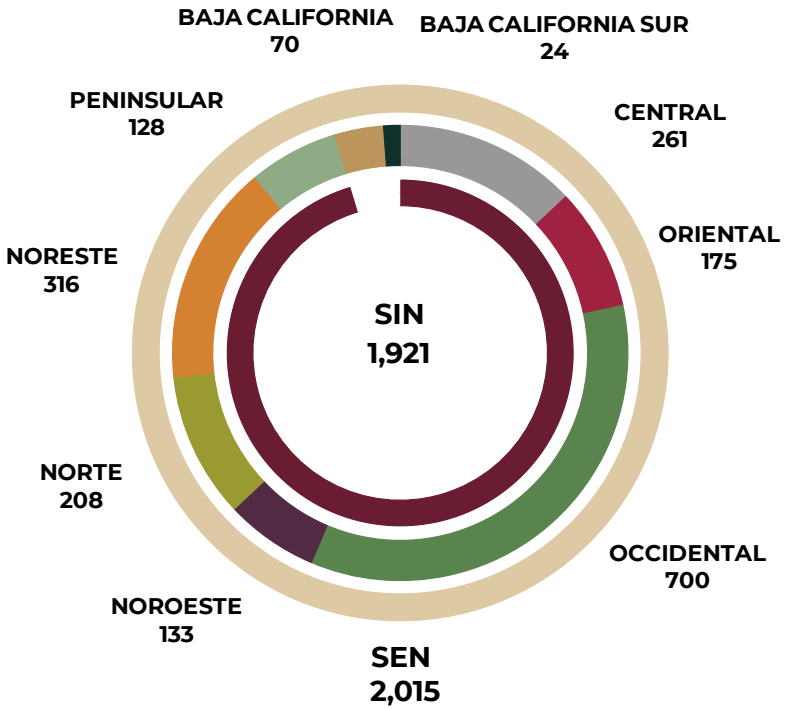
En la figura 6.16 se muestra la evolución histórica 2007—2021 de la GD-FV, en 2021 fue instalada una capacidad de 475 MW que se estima generaron 452.5 GWh (no toda la capacidad instalada, se incorpora a principio del año) de energía eléctrica, en la Figura 6.17. se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el OCC la que mayor concentración tiene con 34.7% y en menor porcentaje se encuentran SIBC y SIBCS con 3.5% y 1.2%, respectivamente.

Figura 6.16. Evolución capacidad instalada y generación aportada por los sistemas fotovoltaicos 2007-2021



Nota: En 2022 se actualizaron los valores 2007-2021.

Figura 6.17. Capacidad Instalada (MW) acumulada de generación distribuida fotovoltaica del SIN y SEN 2021



Energías Renovables

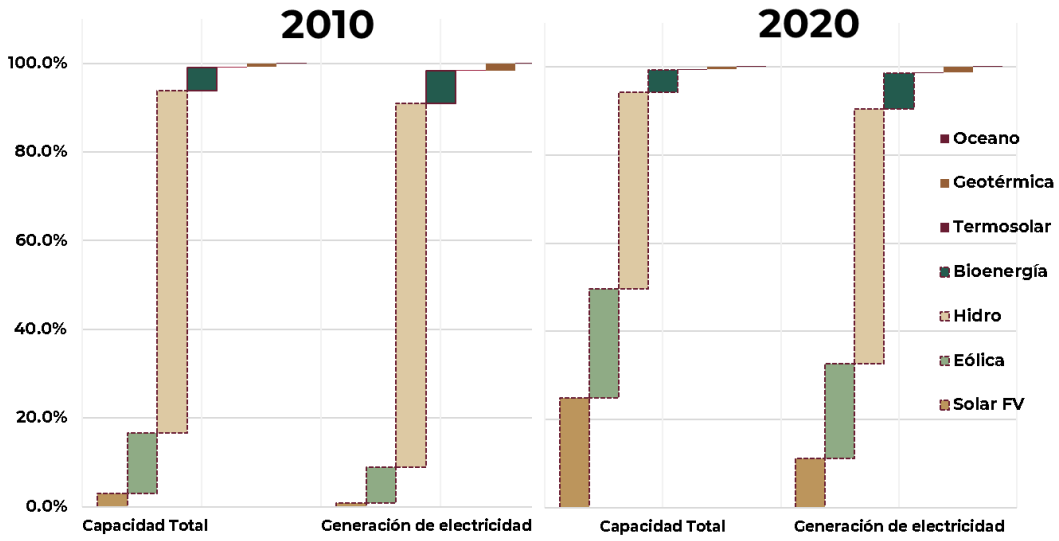
El despliegue a nivel mundial de energías renovables ha aumentado exponencialmente, debido al creciente nerviosismo sobre el cambio climático, la seguridad energética y también los precios de los combustibles fósiles.

En la gran mayoría de países del mundo, la energía solar fotovoltaica ha sido la opción menos costosa para agregar nueva capacidad de electricidad, especialmente entre el creciente precio del gas natural y el carbón. La energía solar fotovoltaica ha representado la mayor tasa media de crecimiento anual (tmca) entre las energías renovables en todo el mundo con un 38.4% de generación de energía (TWh) del 2010—2020 ver Figura 6.18.

La energía hidroeléctrica también proporciona flexibilidad y soporte confiable para los sistemas de energía eléctrica. Por otra parte, existe una creciente proporción de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar fotovoltaica.

Como se observa en la Figura 6.18. la tecnología con el porcentaje de participación más alto de capacidad instalada del 2010 y 2020 fue la hidroeléctrica con 77.3% y 44.7%. La capacidad instalada de la energía eólica gano participación al pasar de 13.6% en 2010 a 24.8% en 2020, asimismo lo hizo la solar fotovoltaica que en 2010 tenía una participación de 3.0% y alcanzo en 2020, 24.8%.

Figura 6.18. Distribución de capacidad y generación mundial de electricidad por tecnologías renovables 2010 y 2020

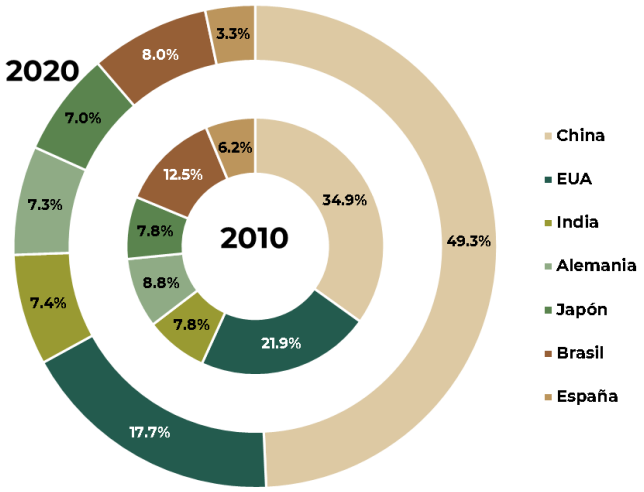


Según la IEA[27], siete de los diez países principales que dominan la expansión de las energías renovables son: China, Estados Unidos de América (EUA), India, Alemania, Japón, Brasil y España. Países seleccionados que se describirán en esta sección.

Como se observa en la Figura 6.19. los 2 países que tuvieron la participación más alta en 2010 fueron China y EUA con 34.9% y 21.9% respectivamente, así también siguieron predominando hasta el 2020 como los dos países con mayor proporción de energías renovables, China con el 49.3% y EUA con el 17.7%.

[27] Renewables 2021, IEA 2021.

Figura 6.19. Participación de países principales en capacidad renovable 2010 y 2020



Los cambios significativos que están experimentando los sistemas eléctricos en diferentes países en el mundo con las energías renovables debido al objetivo de descarbonizar, contribuir en la reducción de Gases de Efecto Invernadero y despliegue de generación distribuida (disponibilidad energía renovable de bajo costo) ha evolucionado en la implementación de tecnologías de energía renovable.

Características destacadas de los 7 principales países con capacidad renovable.

1. EUA, China y Japón son los países con mayor participación de capacidad instalada con tecnología Solar FV al 2020.

2. Los países con la mayor tmca de capacidad instalada para la generación de electricidad con tecnología eólica del 2010-2020 fueron Brasil (34.2 %), China (25.3 %) y EUA (11.9 %).

3. La mayor distribución de capacidad instalada con tecnología hidroeléctrica en el período 2010-2020, se encuentran en los países de China, Brasil y EUA.

4. Los países aquí presentados, que cuentan con oferta de capacidad instalada de tecnología Geotérmica son: China, EUA, Alemania y Japón.

5. La participación de capacidad instalada más alta en 2020 con tecnología Termosolar, fue de España, seguida por EUA y China.

6. La mayor tmca del 2010-2020 de tecnología renovable con Bioenergía fue para China (20.4 %) y la India (14.5 %).

Entorno Económico 2021

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2021. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.3 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 5.5%[28], 125 puntos base mayor en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 7.4%[29], 4.2 puntos

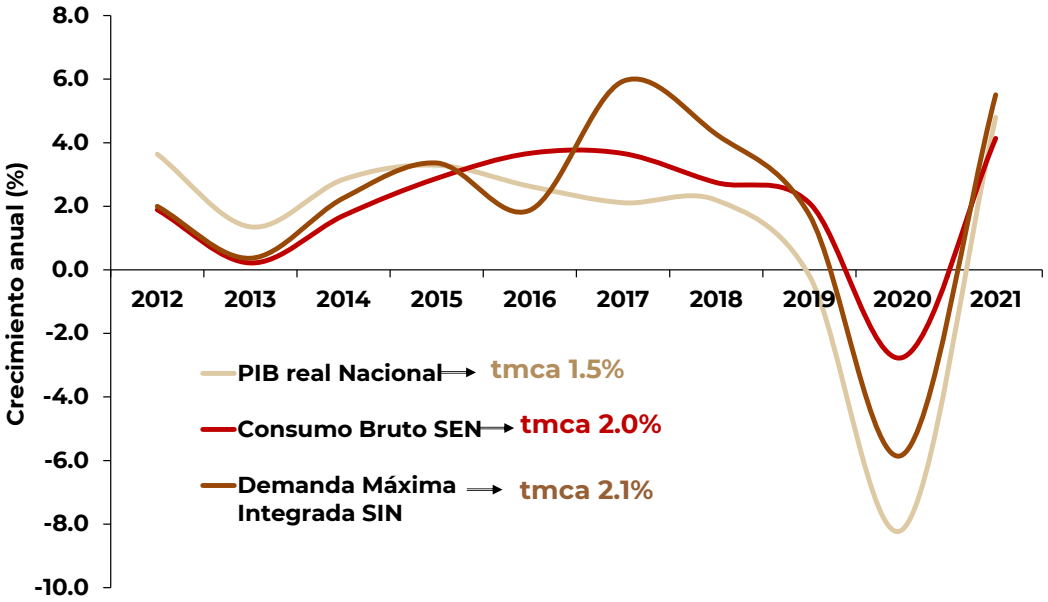
[28] Banco de México. 1) *Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A.*, para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF. 2) Tasa Objetivo.

[29] INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

porcentuales mayor con respecto al cierre de 2020. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo[30] se vendió en promedio en 65.3 dólares por barril, en comparación con los 36.2 dólares por barril del 2020.

De forma global la economía creció en 4.8%, respecto a 2020, donde tuvo una caída de 8.2%. Por actividades económicas, las terciarias avanzaron 4.1%, las secundarias 6.5% y las actividades primarias lo hicieron en 2.9%. La industria eléctrica en su consumo bruto registró una caída de 2.8% en 2020 y una recuperación de 4.1% en 2021. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 6.20. se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

Figura 6.20. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2012 - 2021



Demanda global de energía 2021

En 2021, la demanda mundial de electricidad creció alrededor de 6% (cerca de 1,500 TWh), el mayor aumento relativo desde la recuperación de la crisis financiera en 2010. Esto fue ocasionado por el fuerte crecimiento económico, combinado con condiciones climáticas cambiantes y menores restricciones de movilidad derivados de la contingencia sanitaria comparadas con 2020 y significó una fuerte presión para los mercados energéticos globales. Aproximadamente la mitad del crecimiento mundial tuvo lugar en China, donde la demanda aumentó aproximadamente un 10%.

Esta rápida recuperación en la demanda de energía tensó las cadenas de suministro, sobre todo de carbón y gas natural, lo que hizo subir los precios de la electricidad al por mayor y, al mismo tiempo, la generación de electricidad a partir de estos dos

[30] PEMEX. Estadísticas petroleras a diciembre de 2021.

combustibles alcanzó niveles récord. Como resultado, las emisiones anuales de dióxido de carbono del sector eléctrico mundial alcanzaron un nuevo máximo histórico después de haber disminuido durante los dos años anteriores.

La IEA en su Informe del Mercado Eléctrico estima que, la demanda mundial de electricidad se encamina a crecer 3.0% en 2022 y 2.6% durante 2023[31]. Por otro lado, el Fondo Monetario Internacional[32] prevé que el PIB mundial crezca 5.9% en 2021, 4.4% en 2022 y 3.8% durante 2023.

Durante 2021, el sector industrial fue el que más contribuyó al crecimiento de la demanda, seguido del sector comercial y de servicios y luego del sector residencial. La generación de electricidad por medio de carbón satisfizo más de la mitad del incremento en la demanda mundial. Creció 9% impulsada por la excepcional demanda y la competitividad de costos del carbón en algunos mercados en comparación con el gas natural. Las energías renovables tuvieron un crecimiento limitado (6%) debido a condiciones meteorológicas desfavorables (en particular para la energía hidroeléctrica). La generación a gas creció un 2%, mientras que la nuclear aumentó un 3.5%.

En total, las emisiones de CO_2 de la electricidad aumentaron cerca de un 7%, llevándolas a un máximo histórico. Debido a los precios particularmente altos del gas natural en Europa y la participación de este combustible en el 20% de la combinación de generación, los precios mayoristas promedio de electricidad en el cuarto trimestre de 2021 fueron cuatro veces más altos que el promedio de 2015-2020.

Durante el periodo 2022 – 2024, se anticipa un crecimiento promedio anual de la demanda mundial de electricidad del 2.7%, las energías renovables se espera que crezcan hasta un 8% anual en promedio mientras que, la generación basada en energía nuclear y a gas natural lo hagan a una tasa del 1% anual cada una. Como consecuencia de la desaceleración del crecimiento de la demanda de electricidad y las importantes adiciones de capacidad de energía renovable, la generación basada en combustibles fósiles se prevé prácticamente estable en los próximos años. La mayor parte del crecimiento de la oferta en los años 2021 a 2024 se espera en China, que representa alrededor de la mitad del aumento total neto, seguida de India con el 12%, Europa (7%) y Estados Unidos (4%)[33].

Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2021

El incremento en el precio de los energéticos empleados para producir electricidad y la pandemia por COVID-19 fueron los acontecimientos que marcaron el año 2021. Los efectos de las sucesivas olas de la pandemia y las diversas variantes del virus han sido atenuados por una mayor cobertura de vacunas en la población.

Como se mencionó, durante 2021, la economía mundial mostró signos de recuperación lo cual se vio reflejado en el consumo eléctrico. Países como Italia, España y Alemania registraron un incremento de su consumo eléctrico acumulado de 5.9%, 2.5% y 4.3%, respectivamente, con respecto al año 2020. También, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó un crecimiento en su consumo del 1.5%[34] como se muestra en la Figura 6.21.

[31] Electricity Market Report, International Energy Agency, enero 2022.
[32] World Economic Outlook, International Monetary Fund, enero 2022.
[33] Electricity Market Report, International Energy Agency, enero 2022.
[34] Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España, Alemania y EUA – Nueva York., enero 2022.

Figura 6.21. Panorama internacional: recuperación en el consumo (GWh) semanal



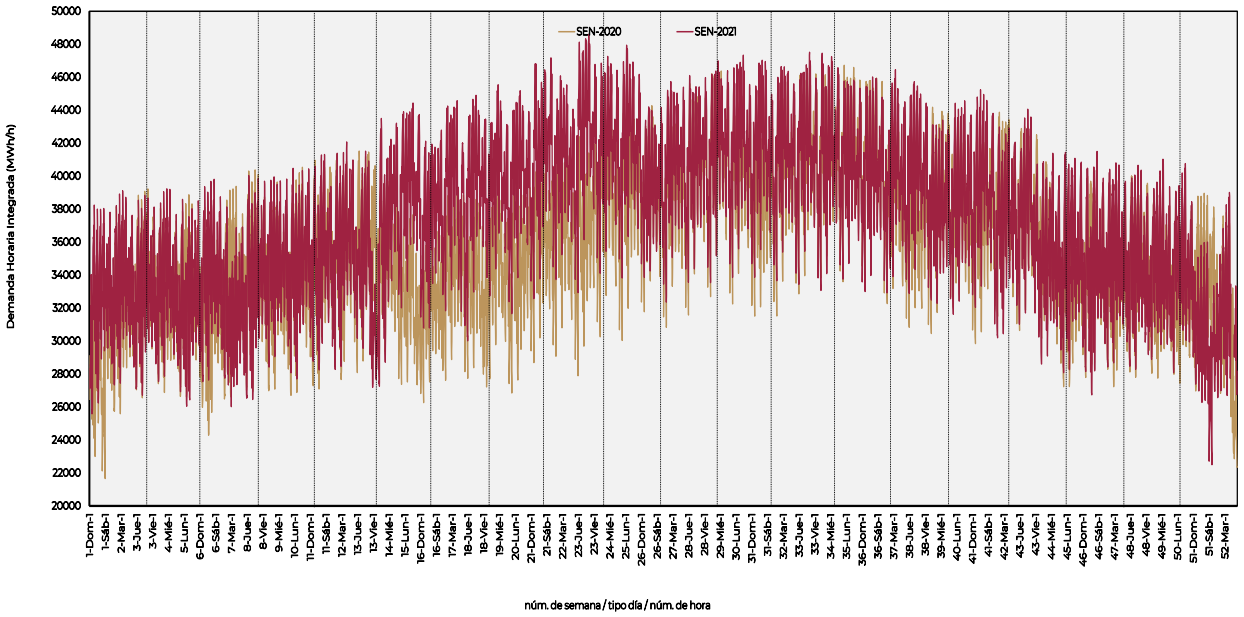
En el caso particular de México, en la Figura 6.22. se observa el comportamiento horario de la demanda del SEN en los años 2020 y 2021. El 30 de marzo de 2020 (semana 14) se ordenó la suspensión inmediata de las actividades no esenciales con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2[35]. A partir del 01 de junio del mismo año, se comenzó a definir el riesgo de contagio por región, a través de un sistema de semáforo[36]. Estas acciones se reflejaron en una caída significativa en el pico de demanda en comparación con el patrón habitual registrado en años anteriores.

Durante 2021, la reactivación económica comenzó a ser más evidente, al permitirse una mayor apertura de actividades económicas y el inicio de la vacunación masiva. Un ejemplo notable de lo anterior fue la semana santa 2021 (semana 13) que, en comparación la misma época del año anterior (semana 15), registró un incremento en la demanda máxima de 10.2%.

[35] DOF, ACUERDO por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, 31 de marzo de 2020.

[36] Gobierno de México. Nueva normalidad. Reactivación de la economía mexicana de forma responsable y segura. https://www.gob.mx/covid19medidaseconomicas/acciones-y-programas/nueva-normalidad-244196

Figura 6.22. Comparativo del perfil horario de demanda del SEN por impacto del COVID-19, 2020 vs 2021



La pandemia por COVID-19 provocó un cambio en los patrones de trabajo y gasto de la población y, por ende, esto se vio reflejado en cambios en las contribuciones que cada sector hace al consumo eléctrico nacional. En el 2021, de acuerdo con el análisis del consumo final, el Sector Residencial continuó mostrando crecimiento con respecto al 2019, esto representó una tmca de 3.0% para 2020-2021.

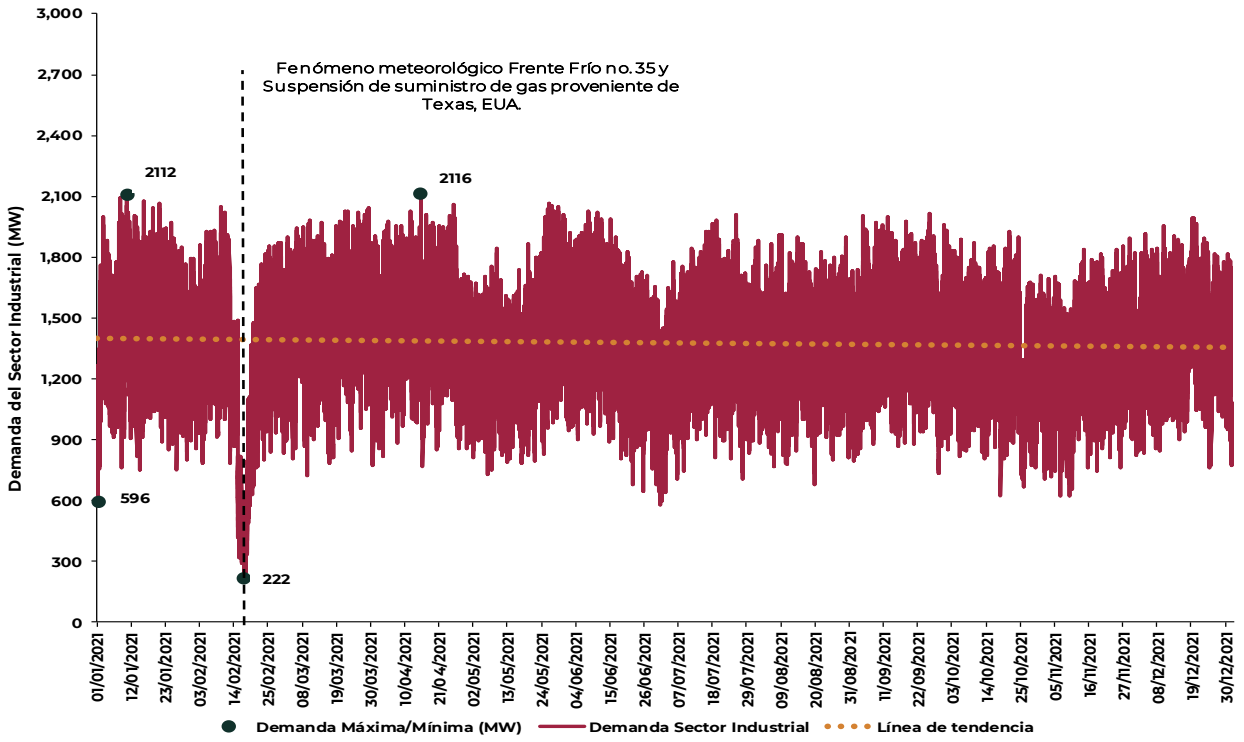
A nivel nacional, en lo que respecta al Sector Agrícola, aunque en 2020 se registró un crecimiento importante a raíz de la pandemia, en 2021 hubo un retroceso de 4.3% con respecto al año anterior[37]. Aunque en los primeros meses de este año se registraron sequías, posteriormente, se registró una temporada de ciclones tropicales y lluvias particularmente activas.

Si bien el comportamiento de demanda y consumo del Sector Industrial metalmecánico en México se caracteriza por presentar un patrón estable en el transcurso del año, el COVID-19 produjo una desaceleración en su crecimiento durante 2020. En 2021, el 15 de febrero, se registraron cortes en el suministro de energía eléctrica provocados por la escasez e indisponibilidad de gas natural proveniente de Texas. La volatilidad en el precio de este combustible fue por más de 5,000%, al pasar de 3 dólares por MMBTU a 200 y en algunos lugares de EUA hasta en 600[38]. Esto provocó un déficit de generación en el norte y noreste del país quedando sin suministro 4.8 millones de usuarios en los estados de Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas, Chihuahua, Zacatecas y Durango[39].

En la Figura 6.23. se puede observar con más detalle el impacto que tuvo esta situación en los usuarios industriales metalmecánicos al registrarse la demanda mínima del año (222 MW) en dicho momento.

[37] Fuente: Total de ventas CFE, diciembre 2020 y 2021.
[38] CFE Comunicado de prensa. 15 de febrero de 2021. Ante bajas temperaturas en EU, Texas suspende suministro de gas natural a la CFE; la empresa del estado ha puesto a disposición del CENACE toda la energía proveniente de otras fuentes de generación.
[39] CFE Comunicado de prensa. 16 de febrero de 2021. Interrupción del suministro por déficit de generación.

Figura 6.23. Desempeño del Sector Industrial Metalmecánico del SEN, enero-diciembre 2021



Otros de los sectores que se vio directamente impactado por la reducción de la movilidad a causa de la pandemia del COVID-19 es el Sector Turismo. Este sector en México es uno de los más estratégicos para el crecimiento económico, ya que los viajeros gastan en transportación, hospedaje y consumo. En la Figura 6.24. se presenta un análisis del comportamiento de la demanda durante 2021 en las zonas turísticas más representativas del país como lo son: Acapulco, Cancún, Riviera Maya y Los Cabos. En general, se puede apreciar un repunte en las demandas de estas zonas durante las temporadas altas que coinciden con periodos vacacionales. La aplicación masiva de los esquemas de vacunación contra COVID-19, la reapertura de más comercios y la relajación de las restricciones al aforo máximo de personas fueron factores que influyeron en la recuperación económica de estas cuatro zonas turísticas. En todas, se aprecia una tendencia positiva en la demanda, sin embargo, en algunas la pendiente es mayor que en otras.

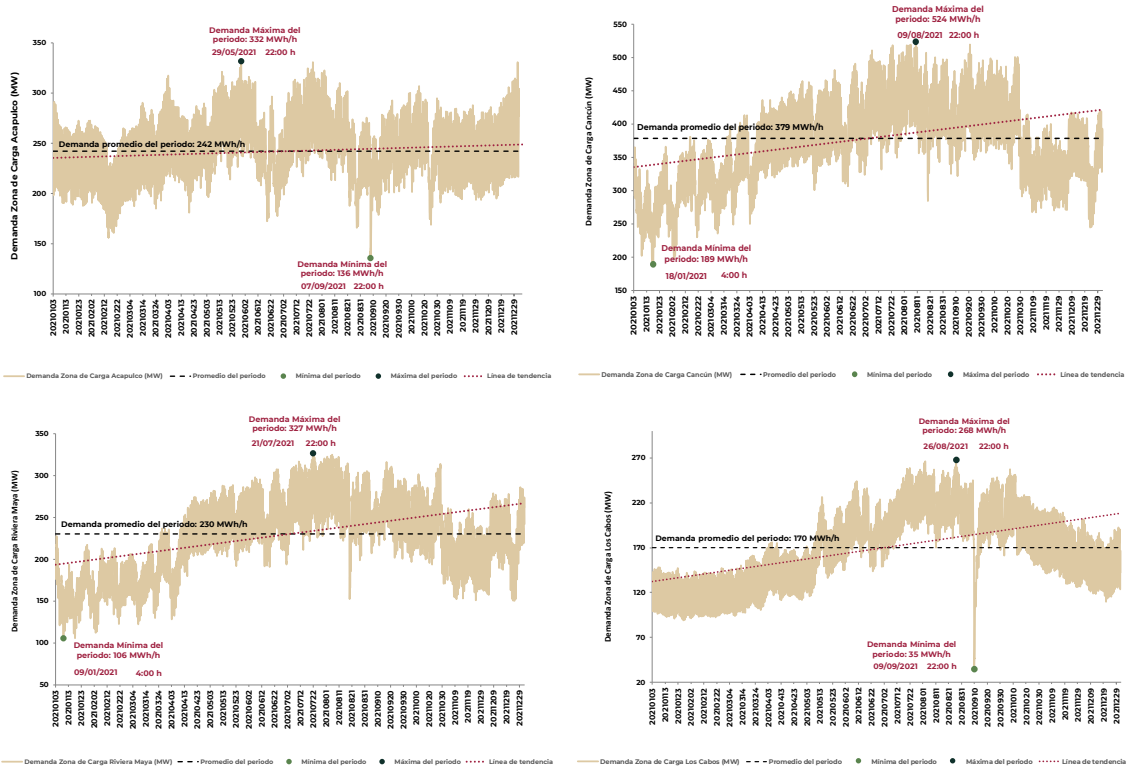
Para el caso de Acapulco, se observa un repunte en la demanda durante los meses de primavera y verano de 2021, especialmente en los periodos vacacionales, en comparación con la caída registrada en el mismo periodo de 2020. Posteriormente, de septiembre a diciembre la demanda cae para volver a recuperarse en los últimos días del año. La demanda máxima se registró el 29 de mayo a las 22 horas con 332 MWh/h, mientras que la demanda promedio fue de 242 MWh/h.

En Cancún, durante el año 2021, se observa una tendencia creciente en el comportamiento de la demanda, particularmente desde inicios del año hasta el 09 de agosto a las 22 horas, cuando se registró la demanda máxima con 524 MWh/h. La demanda promedio de la zona Cancún pasó de 349 en 2020 a 379 MWh/h en 2021, lo que representa un crecimiento de 8.6% a tasa anual.

De igual manera, la Riviera Maya presentó un perfil de demanda similar al de Cancún con una tendencia creciente que se acentúa en los meses de primavera y verano. La demanda máxima registrada fue de 327 MWh/h el 21 de julio a las 22 horas. Es de destacar que, la demanda promedio pasó 188 a 230 MWh/h, es decir, un crecimiento anual de 22.3%.

Los Cabos, a diferencia de 2020, cuando mostró una tendencia creciente a partir del mes de junio, durante 2021 presentó un patrón más estacional en la demanda alcanzando su máximo el 26 de agosto a las 22 horas con 268 MWh/h. La demanda promedio registrada fue de 170 MWh/h, lo que representó un crecimiento de 16.4% con respecto al mismo número de semanas de 2020.

Figura 6.24. Desempeño de la demanda (MWh/h) de las zonas turísticas más representativas del país, 2021



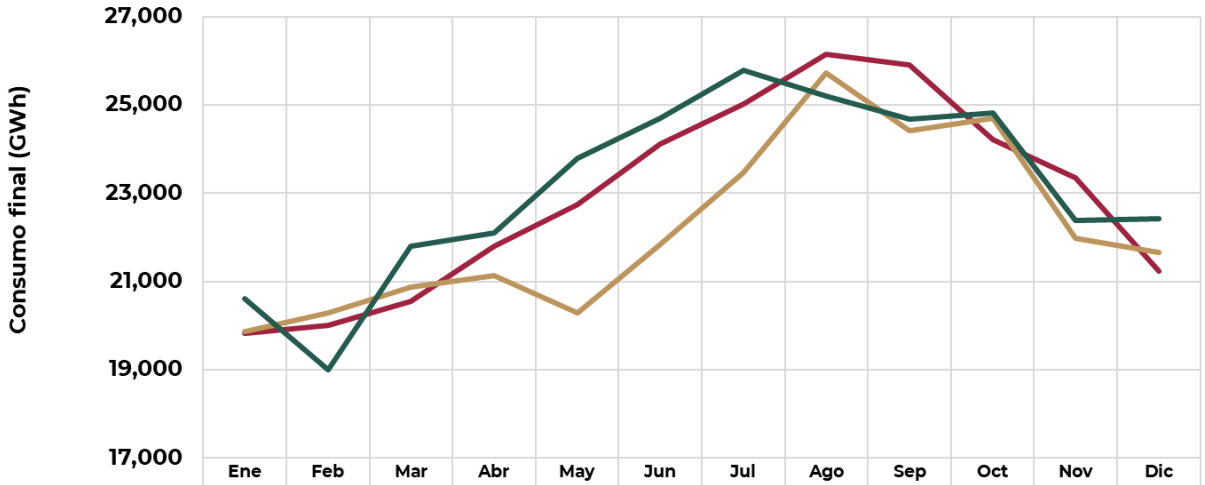
Efectos en el consumo final 2021

El consumo final del país se encuentra constituido por las ventas de la CFE, el autoabastecimiento remoto, el suministro calificado y los ajustes pendientes de pago, lo que quiere decir, que este concepto muestra el consumo suministrado en los puntos de entrega a los diferentes usuarios de los sectores de consumo y por lo tanto no incluye las pérdidas I^2R de la RNT y de las RGD. Tampoco incluye las pérdidas no técnicas en las RGD, así como los usos propios de Distribución, Transmisión y Generación.

En la Figura 6.25. se observa que, durante el primer semestre de 2021, se tuvo un crecimiento promedio del consumo final de 6.2%, en comparación con el mismo semestre del año previo, donde se observó una disminución de -3.7% (en relación con el 2019), caída ocasionada por la pandemia. Para el segundo semestre de 2021 el

crecimiento fue menor, alcanzando 2.3% respecto a 2021. De forma anual, el consumo final creció 4.1% en comparación con el 2020 y 0.9% si se compara con el 2019.

Figura 6.25. Consumo final de energía eléctrica del SEN 2019, 2020 y 2021



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2019	19,823	20,016	20,546	21,806	22,749	24,116	25,023	26,154	25,896	24,221	23,341	21,225
2020	19,869	20,286	20,876	21,137	20,291	21,839	23,463	25,726	24,416	24,697	21,986	21,652
2021	20,605	19,008	21,789	22,098	23,783	24,701	25,787	25,207	24,676	24,817	22,372	22,414
Dif (%) 2021 vs. 2020	3.7%	-6.3%	4.4%	4.5%	17.2%	13.1%	9.9%	-2.0%	1.1%	0.5%	1.8%	3.5%

Por sectores de consumo, el sector Residencial presentó un decremento de -0.2%, luego de haberse incrementado 6.2% en 2020, lo anterior fue resultado de las medidas de contingencia sanitaria como "Quédate en Casa", así como por el teletrabajo realizado por parte de la población mexicana.

Para los sectores de la Gran Industria y Empresa Mediana tuvieron una recuperación de 7.5% y 7.0%, respectivamente, luego de haber presentado tasas similares de decremento en 2020. Lo anterior como consecuencia de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV-2.

Por su parte, el sector Servicios continúa disminuyendo, con una tasa de -2.7%. El sector Comercial presentó un incremento de 2.4%, luego de haber caído -9.6% en el 2020. Caso contrario es el del sector Agrícola, el cual durante el 2020 presentó una tasa anual de 10.2%, y una de -4.3% en 2021.

En el mes de mayo y de junio se observan los mayores incrementos del consumo final, siendo del 17.2% y 13.1%, respectivamente, esto como consecuencia del crecimiento superior al 30.0% en los sectores de la Gran Industria y la Empresa Mediana en mayo y en junio por el crecimiento de estos mismos sectores además del comercial, el cual presentó su mayor incremento del año, siendo del orden del 17.7%.

Impacto económico 2021

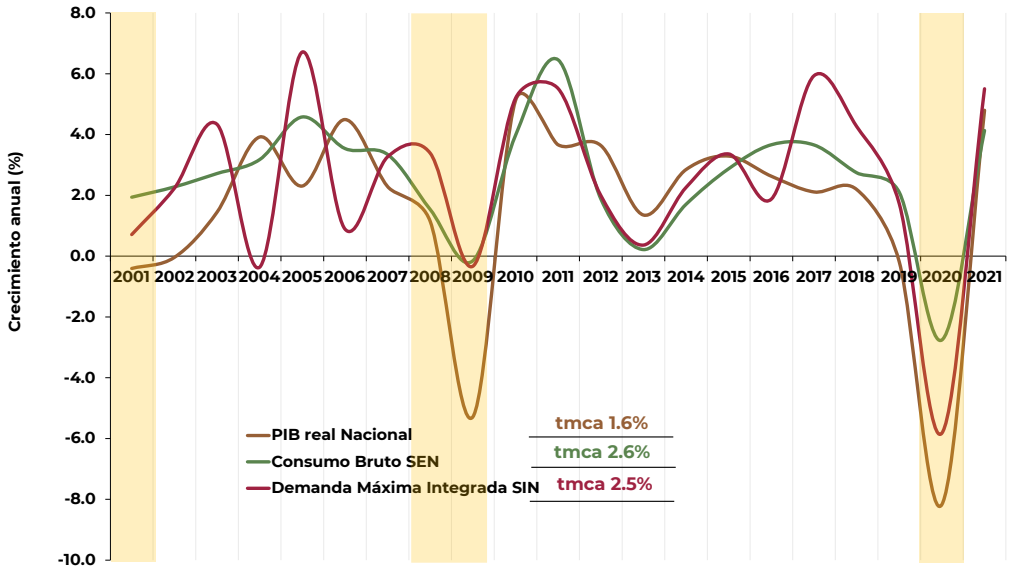
La relación de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), la demanda y consumo eléctrico se encuentran estrechamente relacionadas. En los últimos 20 años se han registrado tres fuertes crisis que han afectado el crecimiento económico y por lo tanto de la demanda de energía.

En 2001, México resintió los efectos de la desaceleración económica global, las exportaciones, la producción y el empleo se contrajeron, afectando las tasas de crecimiento del PIB, Consumo y Demanda que fueron de -0.4%, 1.9% y 0.7%, respectivamente.

En 2008 y 2009 se presentó la crisis inmobiliaria, ocasionada por la desaceleración de EEUU, el dumping del sector acerero ocasionado por China (paro de producción del sector minero y metalúrgico en México) así como la pandemia de gripe AH1N1, en donde la mayor afectación se vio reflejada en 2009 con tasas de crecimiento de -5.3%, -0.2% y -0.3% para el PIB, Consumo y Demanda en ese orden.

En 2019 – 2020, la pandemia por el Coronavirus provocó que la economía mexicana sufriera una crisis más severa a las anteriores, con una contracción económica superior al 8.0%, teniendo como consecuencia un decremento en la demanda y el consumo, debido a la correlación existente entre dichas variables, como se muestra en la Figura 6.26.

Figura 6.26. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, Consumo Bruto SEN y Demanda Máxima SIN 2001 — 2021



Con base en los comportamientos registrados en las dos crisis anteriores, el costo económico de la pandemia del COVID-19 resultó severa, ya que, durante el periodo de cuarentena implementado en el país, la actividad económica disminuyó fuertemente, particularmente en determinados sectores. A continuación, se hace una breve descripción del impacto de las medidas de contención de la pandemia.

Sector Turismo: De acuerdo con la Encuesta de Viajeros Internacionales del INEGI, en 2021 se tuvieron 55.3 millones de visitantes, lo que representa un crecimiento de 8.2% respecto al 2020. Esto se tradujo en una captación de recursos por turismo de 19,796 millones de dólares, cifra 80.0% superior a la reportada en 2020, pues la mayoría de los destinos del mundo han empezado a suavizar las restricciones a los viajes introducidas como respuesta a la pandemia de COVID-19.

La llegada de turistas internacionales, durante 2021 fue de 31.9 millones, nivel superior en 7.6 millones al observado en 2020, lo que equivale a un incremento de

31.3%. Destacan las llegadas por vía aérea, las cuales fueron de 14.6 millones, lo que representa un crecimiento de 75.3% en comparación con el año pasado. De acuerdo con la Secretaría de Turismo, el mayor número de llegadas de visitantes extranjeros vía área provienen de EE. UU., las cuales se incrementaron casi al 100%, con referencia al 2020.

Los indicadores de la actividad Turística representan la variación porcentual trimestral del Producto Interno Bruto y el Consumo Turístico Interior, los cuales durante el cuarto trimestre de 2021 presentaron variaciones anuales de 19.7% para el Indicador Trimestral del PIB Turístico (ITPIBT) y 23.6% para el Indicador Trimestral del Consumo Turístico Interior (ITCTI). De forma anual, el ITPIBT tuvo una tasa de 12.6% y el ITCTI de 15.9%.

El turismo suele ser una actividad estructuralmente resistente, también presenta un patrón de alta vulnerabilidad ante los cambios que se producen en el entorno externo, ya sea que estos surjan en el ámbito económico, político o social, producto de condiciones medioambientales o, como en esta ocasión, debido a una pandemia.

La Secretaria de Turismo señaló que las estimaciones de cierre del año pasado indican una caída del turismo en México de 46%, nivel inferior al de las potencias turísticas, la cuáles presentaron caídas de hasta 84%, lo anterior, debido a que en México se instruyó la no restricción de vuelos internacionales hacia territorio nacional, así como la implementación inmediata de los protocolos biosanitarios diseñados por la Secretaría de Turismo en estrecha coordinación con la Secretaría de Salud, contando con el apoyo del sector privado y los gobiernos de los cinco estados más visitados.

Además, la Secretaría de Turismo precisó que se prevé que el Producto Interno Bruto turístico registre al término de 2021 una participación del 7.1% y al cierre de 2022 sea del 8.3% del PIB nacional, lo que implica prácticamente la recuperación de la actividad turística a los niveles de 2019 (8.5%). Destacó que, de acuerdo con datos proporcionados por las Secretarías de Turismo de los estados, a octubre de 2021 se mantiene una inversión nacional de 9 mil 108 millones de dólares, con 490 proyectos turísticos, que generan 156 mil 575 empleos directos e indirectos[40].

Sector Manufacturero: la industria manufacturera se vio afectada por el cierre de fábricas a nivel global, que limita la cadena de suministro particularmente para productos considerados no esenciales. El fortalecimiento de la globalización en las últimas décadas implicó una mayor interrelación entre los países a través de las cadenas de valor globales, por lo que las medidas para contener el COVID-19 han tenido un efecto negativo en el sector industrial[41].

El Índice Nacional de Precios al Productor (INPP), el cual indica la variación en los precios de una canasta de bienes y servicios que se utilizan para llevar a cabo la producción, es decir, la inflación, pero del lado del productor se ubicó en diciembre en 9.3% sin considerar el petróleo. Las expectativas empresariales de diciembre de 2021 del sector Manufacturero[42] en su comparación anual, presentaron una disminución de 0.1 puntos. Por indicador, las exportaciones fueron inferiores en 1.5 puntos y la demanda nacional de los productos de

[40] SECTUR. Comunicado 143/2021. El presidente de México, Andrés Manuel López Obrador, inauguró esta mañana la 45 edición del Tianguis Turístico México, que en esta ocasión tiene como sede a Mérida, capital de Yucatán. 16-11-2021

[41] Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al ejercicio fiscal 2021.

[42] Las Expectativas Empresariales (EE) están constituidas por la opinión del directivo empresarial las cuales se elaboran con los resultados de la Encuesta Mensual de Opinión Empresarial (EMOE). Estas permiten conocer, casi inmediatamente después de terminado el mes de referencia, la opinión de los directivos sobre el comportamiento de variables relevantes de los sectores Industrias Manufactureras, Construcción, Comercio y de los Servicios Privados no Financieros.

la empresa en -2.3 y los precios de los insumos en 0.6 puntos.

En el mes de marzo se presentaron las expectativas más altas de forma mensual, siendo de 5.9 puntos y de forma anual se presentaron en abril con 8.9 puntos. Los indicadores más afectados fueron la producción, la utilización de planta, la demanda nacional de los productos de la empresa y las exportaciones.

Las expectativas de la producción tuvieron su mayor nivel en su comparación mensual en el mes de marzo con 10.8 puntos y en su comparación anual en el mes mayo, alcanzando 9.3 puntos. Las expectativas de inversión más alta se observaron en abril con 8.2 puntos anuales.

Antes del inicio de la pandemia en México se venía observando una desaceleración en el sector, que de acuerdo con el Indicador Mensual de Actividad Industrial (IMAI) del país disminuyó -1.8% de forma anual durante 2019 y -9.8% en 2020. De enero a noviembre de 2021, se observa un incremento promedio de 8.4%, siendo los meses de abril y mayo los que tuvieron mayores incrementos con tasas superiores al 35%.

El mes de marzo presentó un incremento de 1.4% siendo el primer crecimiento después de haber presentado descensos consecutivos desde octubre de 2018. Por sector, el promedio mensual en el periodo enero-noviembre de 2021 de la Minería fue de 1.9%, la Construcción creció 10.1%, y las Industrias Manufactureras 11.6%. En cuanto a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final retrocedió -0.5%.

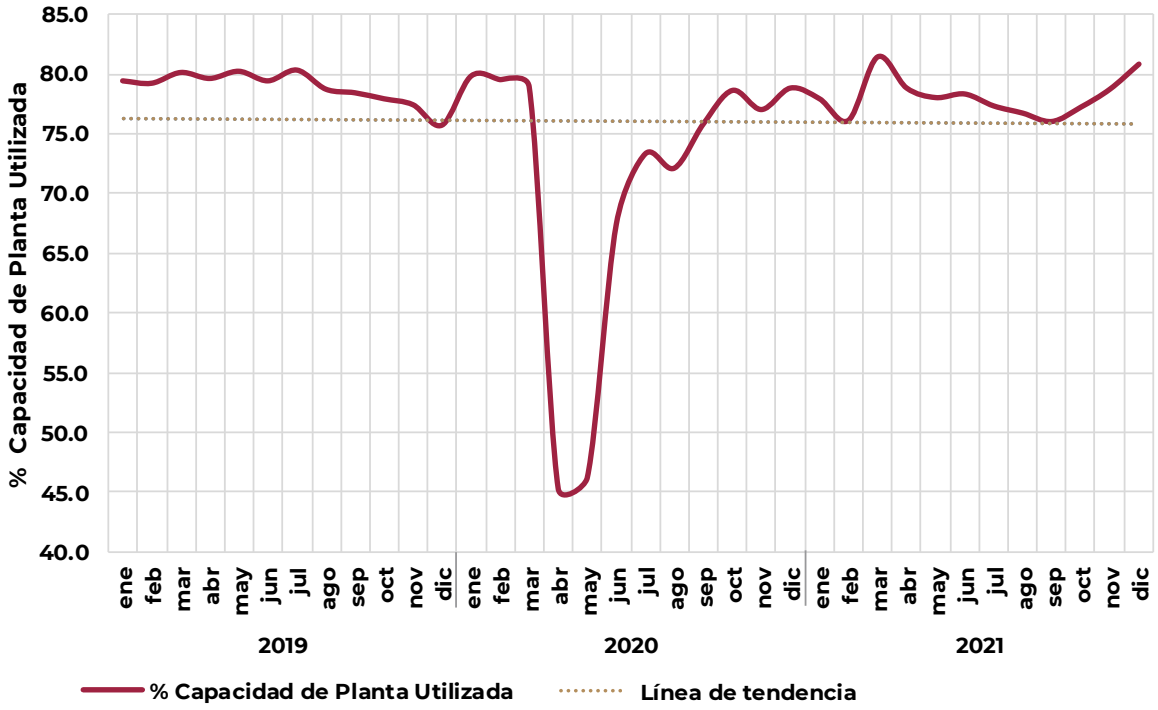
Por subsectores los más afectados durante 2020 fueron: Fabricación de productos de cuero y piel (-33.0%), seguido de la Fabricación de prendas de vestir (-33.5%), así como la Fabricación de insumos textiles y acabado de textiles (-29.55%). Por otro lado, el subsector que a pesar de la pandemia tuvo un ligero incremento anual fue el de la industria alimentaria con apenas 0.3%.

Para el 2021, la mayoría de los subsectores se recuperaron, en especial la Fabricación de equipo de transporte, el Curtido y acabado de cuero y piel y la Fabricación de insumos textiles y acabado de textiles, con crecimientos superiores al 60%. El subsector de la Extracción de petróleo y gas y la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica continúan presentados decrementos.

De acuerdo con la encuesta mensual de la industria manufacturera (EMIM) realizada por INEGI se observa una tendencia a la baja en el segundo trimestre de 2020 del índice de capacidad de planta[43] utilizada de las industrias manufactureras, donde en los meses de abril y mayo la capacidad utilizada está por debajo del 50%. Para el 2021, la capacidad de planta promedio utilizada fue de 77.9%, alcanzando niveles previos a la pandemia. En la Figura 6.27. se puede observar con mayor detalle el comportamiento mensual de este indicador del periodo 2019-2021.

[43] Encuesta Mensual de la Industria Manufacturera (EMIM), INEGI 2021.

Figura 6.27. Porcentaje de la capacidad de planta utilizada de la industria manufacturera, 2019-2021



La inversión fija bruta (IFB) total disminuyó -17.8% en el 2020. En 2021, el mes de marzo y abril presentaron los mayores crecimientos del año con tasas de 41.7% y 45.1%, respectivamente. De forma acumulada (enero-diciembre) la inversión creció en promedio 10.0%. En el mismo periodo y por componente, la inversión en maquinaria y equipo creció 16.0%.

El PIB de las industrias manufactureras en 2021 crecieron 8.6%, en comparación con el 2020, donde se presentó un decremento de 9.6%. En el cuarto trimestre de 2021, las actividades secundarias presentaron una tasa de 1.7% y de forma anual de 6.5%. Se espera que el sector de manufacturas continúe recobrándose conforme lo hace la producción industrial de EE. UU., apoyado por el marco de certidumbre que provee el T-MEC

Sector Construcción: En cuanto a la inversión bruta en construcción, creció 5.6%, luego de haber disminuido -17.2% en el 2020. Por componente, la inversión en construcción residencial presentó un incremento de 6.7% y la no residencial de 4.5%.

Durante diciembre de 2021, los resultados de la Encuesta Nacional de Empresas Constructoras (ENEC) indican que el valor de la producción generado por las empresas constructoras aumentó 5.9% respecto al mismo mes del año 2020, dicho aumento fue generado por el incremento en la construcción de obras de ingeniería civil con un 8.9% y de los trabajos especializados para la construcción con un aumento de 13.3%.

De acuerdo con el Registro Único de Vivienda durante 2021 la producción de viviendas aumentó 8.3%, después de haber disminuido 16.6% en 2020. En el segundo trimestre de 2021 se produjeron 39,770 viviendas, es decir, 20.5% más que en el mismo trimestre de 2020. Enero de 2021 fue el mes del año con mayor producción de viviendas, teniendo un crecimiento de 56.5% en comparación con enero de 2020. Nuevo León fue el estado con mayor producción de

viviendas, seguido de Jalisco y el Estado de México.

El PIB del sector de la construcción presentó un crecimiento 2021 de 7.2% en comparación con el mismo periodo del 2020. A su interior, el subsector de la Construcción de obras de ingeniería civil creció 4.1%, mientras que la Edificación y los Trabajos especializados para la construcción aumentaron 6.0% y 16.3%, respectivamente.

De acuerdo con la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, las estimaciones para el sector en el 2022 serán de un crecimiento entre el 3.0% y 4.0%, donde el sector podría repuntar como uno de los principales impulsores de la economía, con el anuncio de un nuevo paquete de infraestructura, por parte del sector empresarial.

Sector Servicios: este sector representó cerca del 66.5% de la economía mexicana en 2021 con un crecimiento de 4.1%. Las cifras del PIB de los servicios para el cuarto trimestre de dicho año muestran un crecimiento de 0.2%, el menor del año., luego de haber presentado incrementos de 17.7% y 4.2% en el tercer y cuarto trimestre de 2021. Los subsectores que tuvieron el mayor crecimiento fue el del transporte aéreo (65.4%), servicios de entretenimiento y recreativos, tales como museos, sitios históricos y similares (53.6%) y servicios de alojamiento temporal (59.2%).

De acuerdo con los Indicadores del Sector Servicios del INEGI, los ingresos reales por la prestación de servicios privados no financieros fueron mayores en 1.3% en diciembre de 2021 respecto al mismo mes de 2020; mientras que el personal ocupado disminuyó 15.8% y las remuneraciones totales se contrajeron 19.5% anual en el mes referido.

En los doce meses de 2021, los ingresos reales obtenidos en la prestación de servicios privados no financieros registraron un crecimiento de 6.0% respecto al mismo periodo de 2020, en tanto que el empleo se contrajo -9.7% y las remuneraciones totales disminuyeron -8.7%.

Comercio Exterior

Con cifras del INEGI, las exportaciones de México por entidad federativa en 2020 fueron de 374,590 millones de dólares. La cifra es -10.3% inferior al año previo. En lo que respecta al 2021, el incremento fue de 17.3% en relación con 2020. De forma trimestral, el segundo trimestre presentó la mayor recuperación, al crecer 71.1%, mientras que en el tercer trimestre crecieron 8.7%.

El 76.8% de las exportaciones fueron generadas por 10 estados de la república: Chihuahua con el 13.3% del total, Coahuila con 12.2%, Baja California con 10.9%, Nuevo León con 9.4%, Tamaulipas con 7.4%, Guanajuato con 6.1%, Jalisco con 5.3%, Sonora con 4.7%, el Estado de México con 4.0%, y Campeche con 3.5%.

Durante el cuarto trimestre de 2021, los subsectores de la economía con mayor participación fueron el de la Fabricación de equipo de transporte, el cual representa el 34.5% del total de las exportaciones, mientras que la Fabricación de equipo de computación contribuye con el 18.5%, y las de la Fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica con 5.7%. Estos tres subsectores conjuntaron 58.7% de las exportaciones de las entidades en el periodo mencionado.

Con relación al valor de las exportaciones de las actividades asociadas a la Fabricación de equipo de transporte, los estados que sobresalieron por su participación en cuarto trimestre de 2021 fueron Coahuila, Guanajuato, Nuevo León, Chihuahua y Estado de México. Estas entidades concentraron alrededor del 60.8% de las exportaciones registradas por este subsector.

Al interior de las entidades federativas, las exportaciones del sector manufacturero predominan en la mayoría de los estados,

con excepción de Guerrero, Baja California Sur, Campeche, Quintana Roo, Tabasco, Colima, Zacatecas, Michoacán, Chiapas, y Nayarit, en las que sobresalen las exportaciones del sector agropecuario o de la minería (petrolera y no petrolera).

De acuerdo con INEGI, la balanza comercial indica un superávit comercial de 590 millones de dólares durante el mes de diciembre de 2021, este saldo que se compara con el superávit de 6,176 millones de dólares obtenido en igual mes de 2020, siendo el primer superávit, después de 5 déficit consecutivos del año.

Para 2021, la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 11,491 millones de dólares, el cual se compara con el superávit de 34,013 millones de dólares reportado en 2020. Lo anterior se derivó de una disminución del superávit de la balanza de productos no petroleros, que pasó de 47,938 millones de dólares en 2020 a 13,435 millones de dólares en 2021, y de un incremento del déficit de la balanza de productos petroleros, que pasó de 13,924 millones de dólares en 2020 a 24,926 millones de dólares en 2021, como se muestra en el Cuadro 6.4.

Cuadro 6.4. Balanza comercial de mercancías en México (millones de dólares)

Concepto	2020	2021			
		Oct	Nov	Dic	Ene-Dic
Exportaciones Totales	416,999	41,957	45,587	47,693	494,225
Petroleras	17,484	2,772	2,779	2,802	28,926
No Petroleras	399,515	39,185	42,808	44,891	465,299
Importaciones Totales	382,986	44,658	45,699	47,102	505,716
Petroleras	31,408	4,678	4,614	5,285	53,851
No Petroleras	351,578	39,980	41,085	41,817	451,864
Saldo Balanza Comercial	34,013	-2,701	-112	590	-11,491
Petroleras	-13,924	-1,906	-1,835	-2,483	-24,926
No Petroleras	47,938	-794	1,723	3,074	13,435

Importaciones

Las importaciones en el último mes de 2021 sumaron 5,285 millones de dólares, un alza anual de 27.7%. Dicha tasa fue resultado de incrementos de 24.2% en las importaciones no petroleros y de 64.8% en las importaciones petroleras.

De forma acumulada, el valor de las importaciones totales de 2021 fue de 505,716 millones de dólares, cifra superior en 32.0% a la observada en 2020. A su interior, las importaciones no petroleras crecieron a una tasa anual de 28.5% y las petroleras de 71.5%.

Exportaciones

En diciembre de 2021, el valor de las exportaciones de mercancías fue de 47,693 millones de dólares, monto superior en 10.8% al del mismo mes de 2020. Dicha tasa fue resultado de incrementos de 9.3% en las exportaciones no petroleras y de 41.6% en las petroleras.

Para 2021, el valor de las exportaciones totales sumó 494,225 millones de dólares, lo que representa un aumento de 18.5% respecto a las de 2020. Dicha tasa se derivó

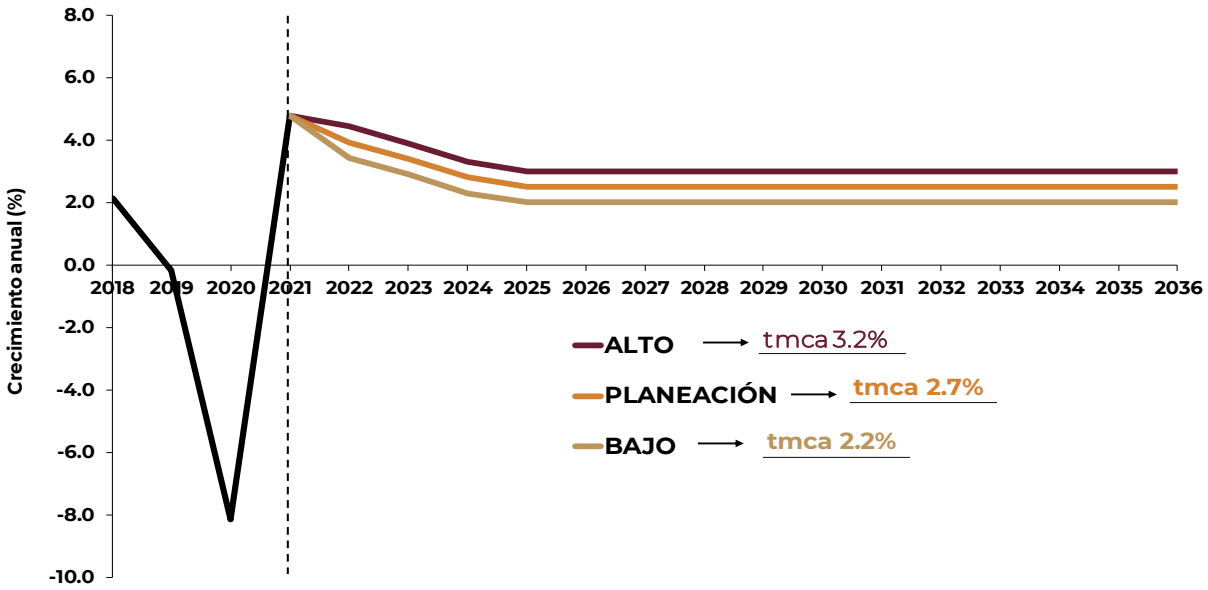
de crecimientos de 16.5%. en las exportaciones no petroleras y de 65.4% en las petroleras.

Escenario Macroeconómico 2022 — 2036

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.28. en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.2%, respectivamente.

En el periodo 2022 — 2036, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.4%, mientras que el sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.7%. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2036, el sector Agrícola represente el 3.4% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9% y 66.7%, respectivamente.

Figura 6.28. Escenarios del Producto Interno Bruto Nacional 2022 – 2036



Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2022 — 2036

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de usuarios de la industria eléctrica; estas variables son consideradas en la elaboración del presente pronóstico de demanda y consumo de energía.

El pronóstico de la población para 2022— 2036 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 13 millones. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.2%.

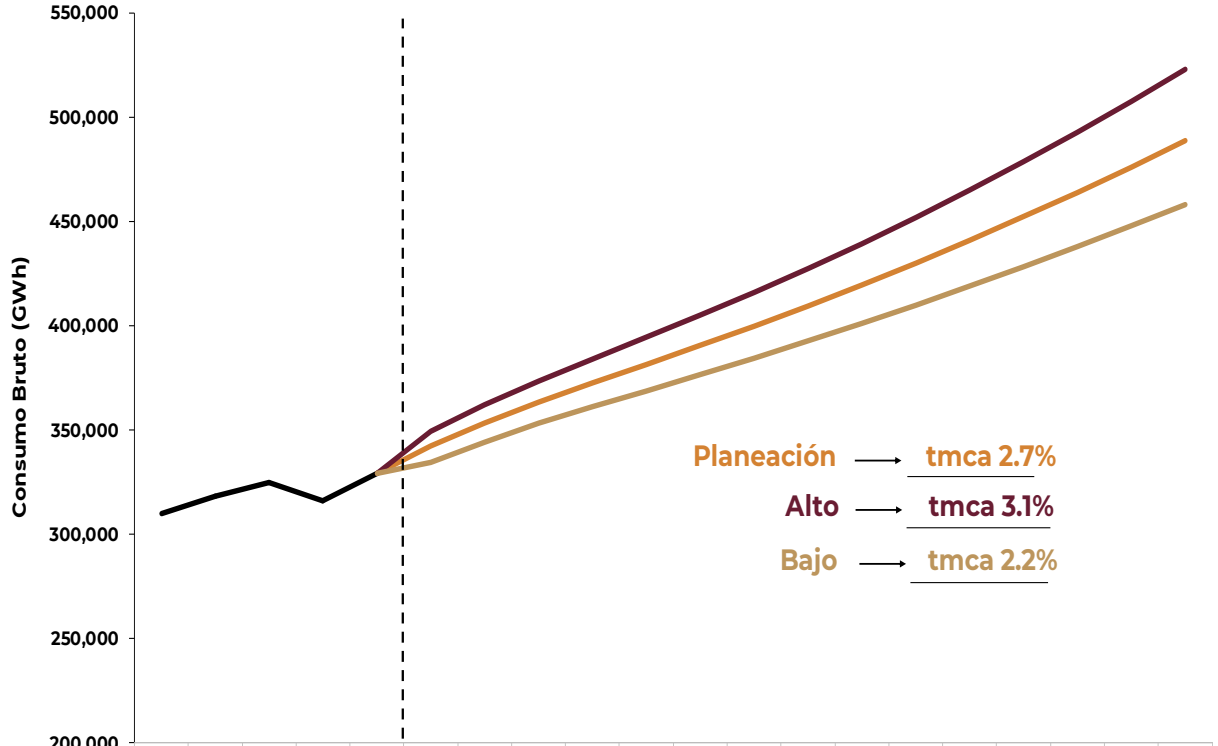
Consumo bruto 2022 — 2036

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2022 — 2036, las metas relativas a disminuir las pérdidas de

electricidad en el SEN, el ahorro y uso eficiente electricidad, electromovilidad y generación distribuida.

El consumo bruto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores —centrales de generación CFE—. 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 53.9% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 46.1% restante—. En la Figura 6.29. 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 2.7%, para el escenario Alto de 3.1% y el escenario Bajo 2.2%, en el mismo sentido, en el Cuadro 6.5. se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

Figura 6.29. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2022 – 2036, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Planeación (GWh)	309,727	318,232	324,920	315,968	329,033	342,460	353,307	363,354	372,427	381,294	390,369	399,739	409,469	419,527	429,901	440,818	452,119	463,882	476,070	488,640
INCREMENTO (%)	3.7	2.7	2.1	-2.8	4.1	4.1	3.2	2.8	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6
Alto (GWh)						349,127	361,996	373,536	383,988	394,327	404,905	415,865	427,357	439,346	451,751	464,832	478,443	492,674	507,525	522,919
INCREMENTO (%)						6.1	3.7	3.2	2.8	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.0
Bajo (GWh)						334,195	344,145	353,176	361,065	368,671	376,458	384,461	392,655	401,061	409,705	418,797	428,172	437,902	447,929	458,231
INCREMENTO (%)						1.6	3.0	2.6	2.2	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3

Cuadro 6.5. Pronóstico del consumo bruto por GCR
2022– 2036
Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	3.1	2.7	2.2
SIN	3.1	2.6	2.2
CEL	2.3	1.9	1.5
ORI	2.9	2.5	2.1
OCC	3.4	2.9	2.4
NOR	3.0	2.5	2.1
NTE	2.9	2.4	1.9
NES	3.5	3.1	2.6
PEN	4.2	3.8	3.5
SIBC	3.7	3.1	2.6
SIBCS	3.8	3.4	3.2
SMUL	2.0	1.8	1.8

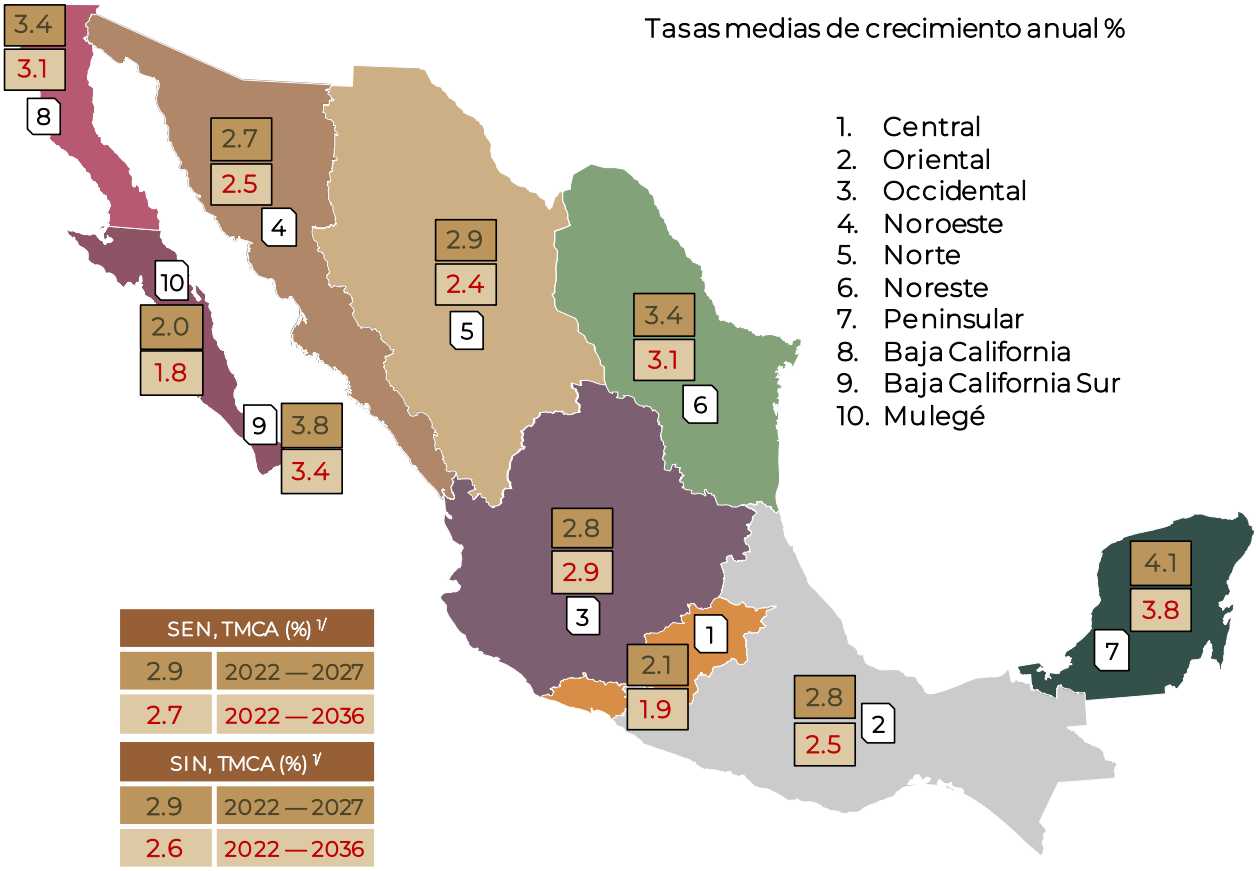
Consumo bruto regional (GWh)
2022 — 2036

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de Planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.8% y 3.4% respectivamente, mientras que, la GCR con menor incremento será la CEL y el SMUL con una tmca cada una de 1.9% y 1.8%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2022 —2027) se pronostica que la GCR PEN crecerá 4.1% y el SMUL con 2.0% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 6.30. y Cuadro 6.6.).

Cuadro 6.6. Pronóstico regional del consumo bruto (GWh)
2022 – 2036,
Escenario de Planeación

Año / GWh	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SMUL	SIN	SEN
2022	60,141	54,765	73,693	27,579	31,323	61,061	14,114	16,587	3,032	165	322,676	342,460
2023	61,537	56,665	75,750	28,294	32,528	63,296	14,692	17,205	3,171	168	332,763	353,307
2024	62,661	58,385	77,748	29,013	33,399	65,212	15,635	17,821	3,308	172	342,054	363,354
2025	63,825	59,795	79,637	29,629	34,104	67,146	16,255	18,439	3,423	175	350,390	372,427
2026	64,982	61,219	81,704	30,283	34,770	68,884	16,755	18,993	3,526	179	358,597	381,294
2027	66,158	62,599	83,800	30,963	35,468	70,751	17,290	19,523	3,635	182	367,030	390,369
2028	67,337	63,993	86,041	31,651	36,190	72,659	17,867	20,068	3,749	185	375,738	399,739
2029	68,544	65,438	88,427	32,377	36,905	74,631	18,479	20,612	3,868	188	384,800	409,469
2030	69,763	66,954	90,888	33,104	37,651	76,664	19,144	21,175	3,992	191	394,168	419,527
2031	71,009	68,512	93,336	33,891	38,426	78,807	19,840	21,766	4,119	195	403,821	429,901
2032	72,287	70,080	96,014	34,794	39,190	81,077	20,544	22,379	4,254	198	413,987	440,818
2033	73,591	71,707	98,832	35,632	39,997	83,445	21,305	23,017	4,391	202	424,509	452,119
2034	74,921	73,383	101,868	36,496	40,816	85,882	22,100	23,678	4,532	205	435,467	463,882
2035	76,267	75,143	104,979	37,383	41,677	88,434	22,925	24,372	4,682	208	446,808	476,070
2036	77,603	76,907	108,284	38,299	42,582	91,036	23,794	25,086	4,838	212	458,504	488,640

Figura 6.30. Pronóstico regional del consumo bruto 2022 – 2027 y 2022– 2036, Escenario de Planeación

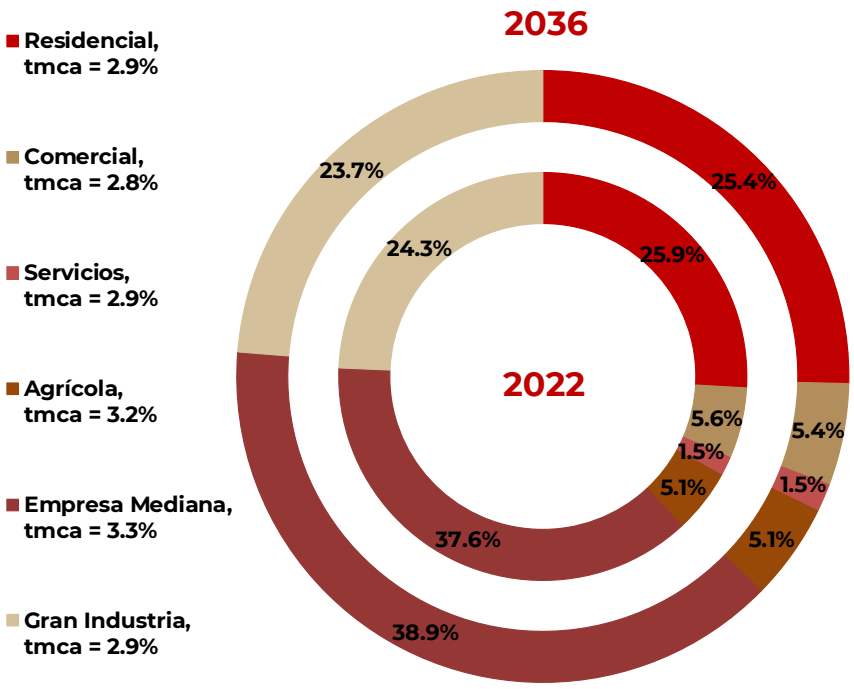


1/ tmca, año de referencia 2021.

Consumo final (GWh) 2022 — 2036

Se estima para este periodo de estudio un crecimiento de 3.1% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% que se estimó para el PIB y el consumo bruto. Los sectores que suponen un mayor incremento son la Empresa Mediana y Agrícola con 3.3% y 3.2%, seguido de Residencial, Gran Industria y Servicios con 2.9% y por último el sector Comercial con 2.8%. Para 2036, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.9% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 25.4%, seguido de la Gran Industria con 23.7% y el resto 12.0% —Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 6.31.

Figura 6.31. Consumo final del SEN 2022 y 2036,
Escenario de Planeación



Pérdidas de energía eléctrica 2022 — 2036

Las pérdidas de energía en las redes 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 térmica (efecto Joule) 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 se toma del sistema sin que el medidor de energía 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 el Cuadro 6.7. se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 11.2% de la energía neta del sistema en el 2022, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 7.9% de la energía neta del sistema.

Cuadro 6.7. Pronóstico regional de pérdidas (GWh)
2022 – 2036,
Escenario de Planeación

Año / GWh	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SMUL	SIN	SEN
2022	7,793	6,993	7,030	2,773	3,698	6,614	1,536	876	229	12	36,437	37,555
2023	6,448	5,866	6,603	2,514	3,204	5,936	1,388	910	240	12	31,958	33,120
2024	4,992	4,589	6,127	2,241	2,624	5,147	1,240	943	250	13	26,960	28,166
2025	5,084	4,701	6,277	2,305	2,692	5,302	1,290	972	259	13	27,651	28,895
2026	5,178	4,811	6,442	2,358	2,744	5,444	1,331	1,001	267	13	28,307	29,588
2027	5,275	4,919	6,611	2,411	2,800	5,593	1,375	1,030	275	14	28,983	30,302
2028	5,370	5,030	6,790	2,465	2,856	5,748	1,421	1,058	284	14	29,682	31,037
2029	5,468	5,142	6,977	2,521	2,912	5,901	1,470	1,087	293	14	30,391	31,785
2030	5,565	5,252	7,174	2,578	2,971	6,064	1,523	1,116	302	14	31,127	32,559
2031	5,664	5,364	7,368	2,638	3,033	6,237	1,579	1,147	312	14	31,884	33,357
2032	5,766	5,484	7,580	2,712	3,096	6,414	1,635	1,178	322	15	32,688	34,202
2033	5,868	5,614	7,797	2,775	3,160	6,606	1,696	1,211	332	15	33,515	35,073
2034	5,976	5,740	8,041	2,841	3,230	6,801	1,760	1,246	343	15	34,389	35,993
2035	6,086	5,878	8,286	2,911	3,298	7,007	1,826	1,282	354	15	35,290	36,943
2036	6,190	6,015	8,548	2,983	3,371	7,217	1,895	1,320	366	16	36,219	37,922

Estrategias para fomentar la Electromovilidad y Generación Distribuida

México publicó en 2021 el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021-2024[44], derivado del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, donde se menciona como una estrategia prioritaria impulsar políticas y acciones de movilidad sostenible con el fin de promover transportes eficientes, de bajo carbono, y asequibles para la población, además está trabajando en la publicación de la norma de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y de eficiencia para vehículos ligeros. De esta manera procura generar condiciones favorables para la inversión pública y privada; transformar el transporte masivo de personas con la utilización de autobuses eléctricos, ampliar la red de transportes eléctricos de taxis, trolebuses y metro en las grandes ciudades, e impulsar la construcción de sistemas de trenes eléctricos interestatales e interurbanos, mejorar vías de comunicación, aprovechar las tecnologías de sistemas y explotación de información, promover esquemas de incentivos para la compra y el uso de vehículos eléctricos respecto a vehículos de combustión interna, establecer metas a corto, mediano y largo plazo, pero sobre todo establecer los lineamientos para que México pueda generar sus propias capacidades en materia de movilidad eléctrica.

En materia de Generación Distribuida existen grandes oportunidades para implementar estrategias que motiven el despliegue masivo de este tipo de generación en México. Para mantener o incrementar la GD es importante construir una arquitectura virtual con redes eléctricas inteligentes que permitan una observación estadística para maximizar los beneficios de los usuarios (consumidor o productor) y también de las redes de distribución. Diseñar programas con fuentes de energía renovable que lleven consigo, no solamente proveer recursos o incentivar la inversión,

[44] PROGRAMA Especial de Cambio Climático 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 2021.

sino que se incluyan compromisos de revisión y calificación en la implementación final de la GD para que se cumpla con estándares de optimización y flexibilidad en la conexión al sistema eléctrico. Desarrollar un plan urbano con metas a mediano y largo plazo, en diferentes regiones y segmentos de la población para que se transformen en ciudades inteligentes, con un despliegue de la GD en estas zonas o ciudades, aprovechando los recursos renovables de cada región para producir electricidad. Dar paso a todo lo anterior una vez establecidas las normas y lineamientos con la colaboración de las diferentes entidades de gobierno, Federal, Estatal y Municipal, las Universidades públicas y privadas e Institutos de Investigación, así como la cooperación de la iniciativa privada.

Es importante hacer notar que la propuesta de estrategias no únicamente llevase consigo el beneficio a los usuarios y productores de electricidad, sino que también se debe considerar no poner en riesgo al Sistema Eléctrico de Potencia.

Prospectiva de Electromovilidad 2022 — 2036

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el (PECC) 2021-2024, describe las siguientes acciones[45]:

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 Gases de Efecto Invernadero (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).

6. Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).

7. Reducir las emisiones de CO2 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).

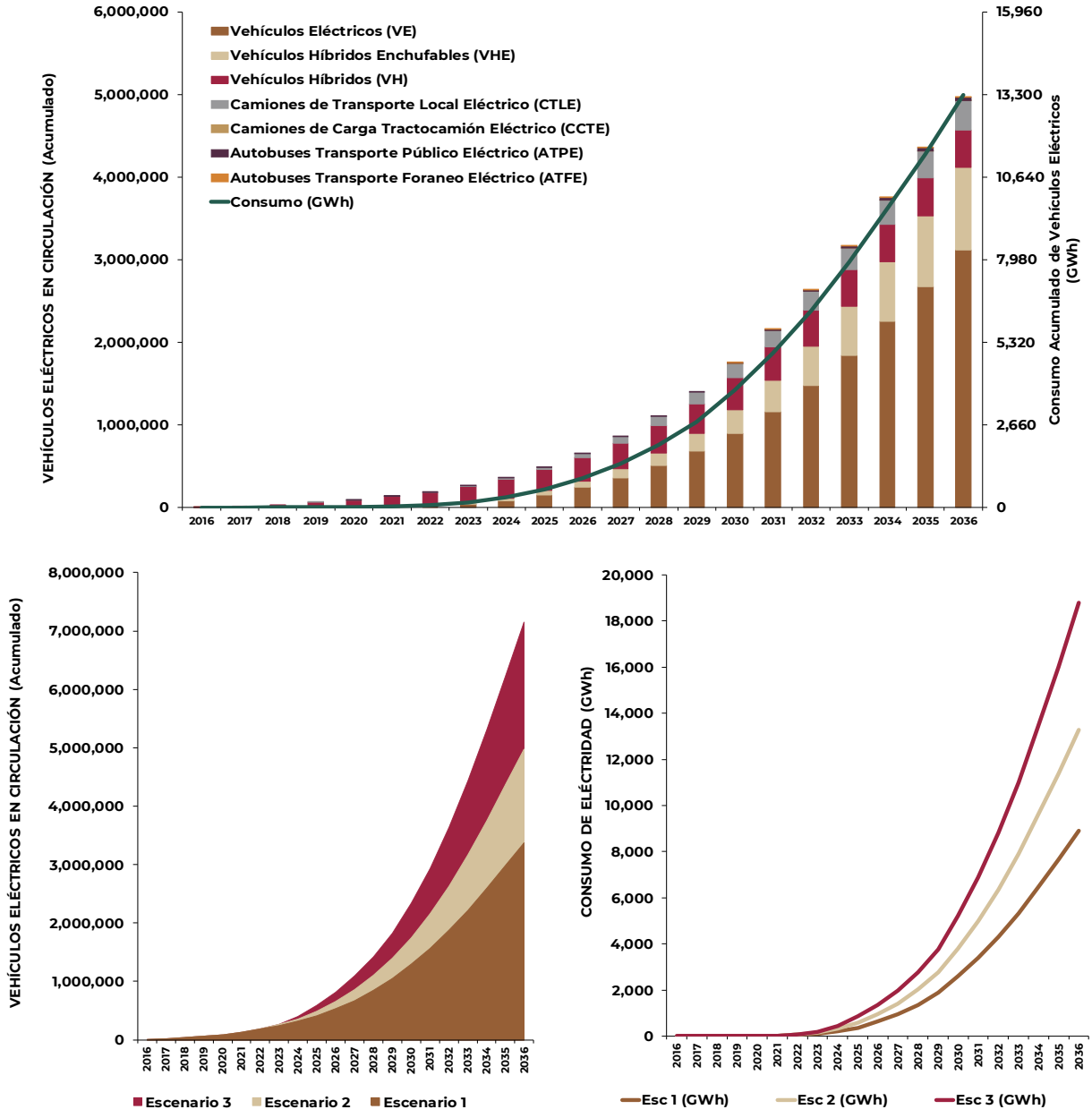
Para el 2036, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) alcanza la integración de alrededor de 4.9 millones de vehículos eléctricos[46], lo que significaría el 32.3% de los vehículos automotores que se estima se comercializaran en 2036. Se considera un escenario de menor impacto de electromovilidad (escenario 1), el cual contempla la incorporación de 3.4 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de electromovilidad (escenario 3) el cual asciende a 7.2 millones de vehículos eléctricos.

[45] Ibídem

[46] Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2036 en el escenario de planeación estaría desagregada de la siguiente manera: 62.7% eléctricos, 20% híbridos enchufables, 9.2% híbridos, 7.3% 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 6.32.

Figura 6.32. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2036

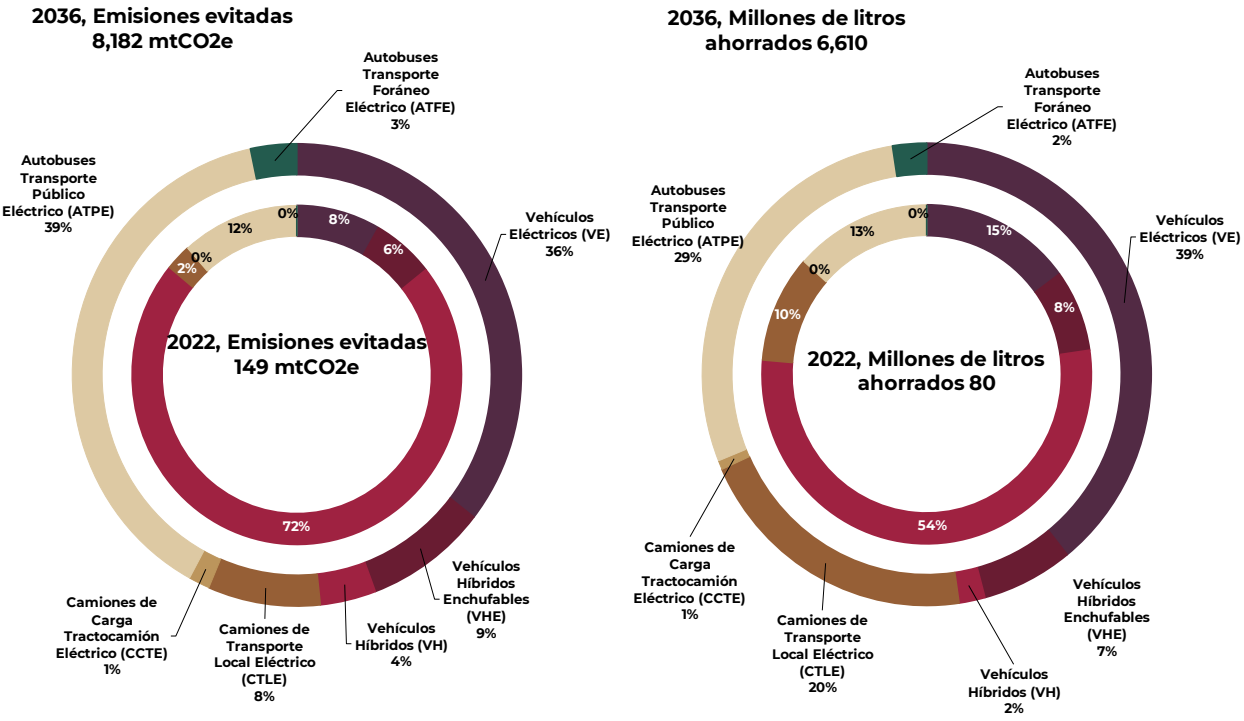


En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 37.4% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2022 el consumo de electricidad sea de 73 GWh, la energía requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 13,283 GWh lo que representaría en 2.7% del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 1.8% y 3.8% respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2022-2036 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 149 $mtCO_2e$ (miles de toneladas de bióxido de carbono) a 8,182 $mtCO_2e$, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 80 millones de litros ahorrados pasen a 6,610 millones como se muestra en la Figura 6.33. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2036, las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 5,745 $mtCO_2e$ y 10,565 $mtCO_2e$ respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles, este se ubica en 4,591 y 9,023 millones de litros de combustible.

Figura 6.33. Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2022 y 2036



Prospectiva de Generación Distribuida 2022 — 2036

A continuación, se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada de GD-FV, la generación aportada a las redes generales de distribución y por consiguiente al SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida.

Capacidad instalada (MW) 2022 — 2036

En la Figura 6.34. se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 2,015 MW registrada en 2021, para el 2036 se ubicará en 10,996 MW para el escenario de planeación y 16,371 MW para el escenario alterno del SEN.

La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2036 para el escenario de planeación, se indica en la Figura 6.35. Se observa que las GCR con mayor participación son: OCC, NES y NTE con 27.7%, 17.8% y 13.5% respectivamente, caso opuesto, las GCR con menor participación son: SIBC con 3.6% y SIBCS con 0.5%.

Generación (GWh) 2022 — 2036

La generación de energía esperada debido a la GD en el SEN en los dos escenarios antes descritos se muestra en la Figura 6.36. se observa que para el escenario de Planeación se alcanzará un valor de 15,156 GWh en 2036 y que, para el escenario con mayor crecimiento de GD para ese mismo año, se ubicará con una generación de energía eléctrica de 59.8% mayor al escenario de Planeación.

Figura 6.34. Evolución estimada de la capacidad instalada (MW) acumulada de GD Fotovoltaica en el SEN 2016 – 2036

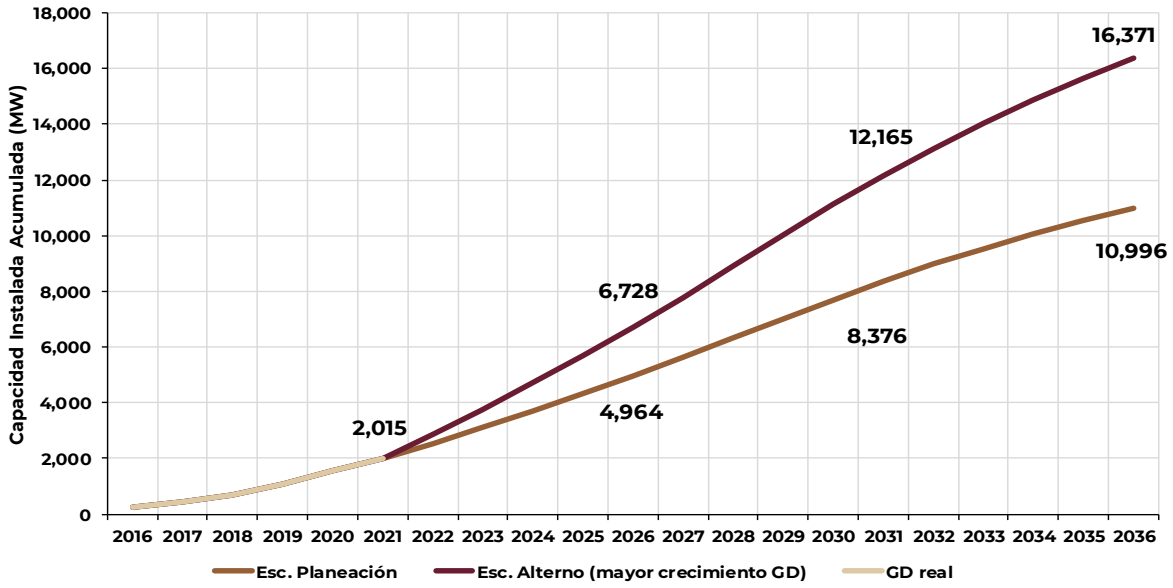


Figura 6.35. Distribución capacidad instalada acumulada por GCR en 2036

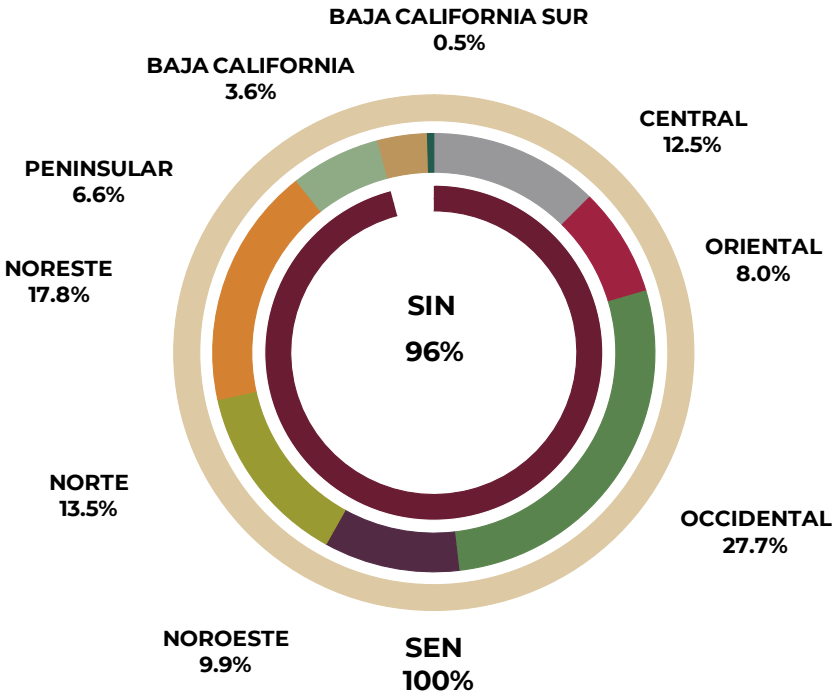
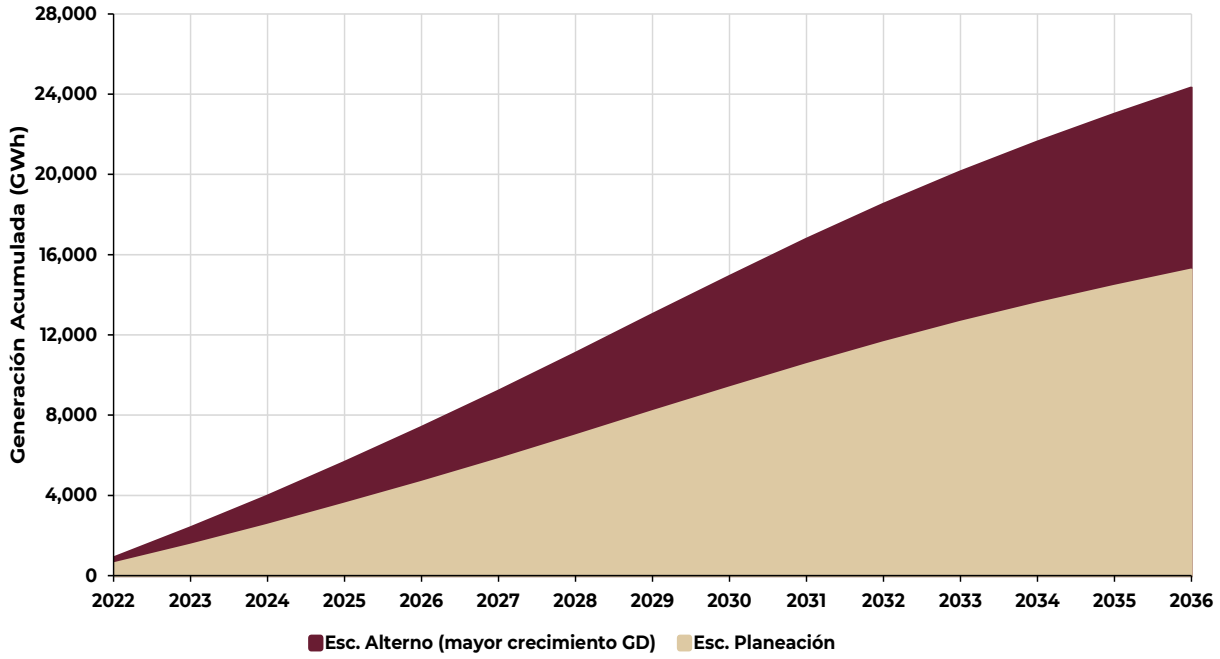


Figura 6.36. Evolución de la Generación Anual (GWh) Acumulada de GD en el SEN 2022-2036

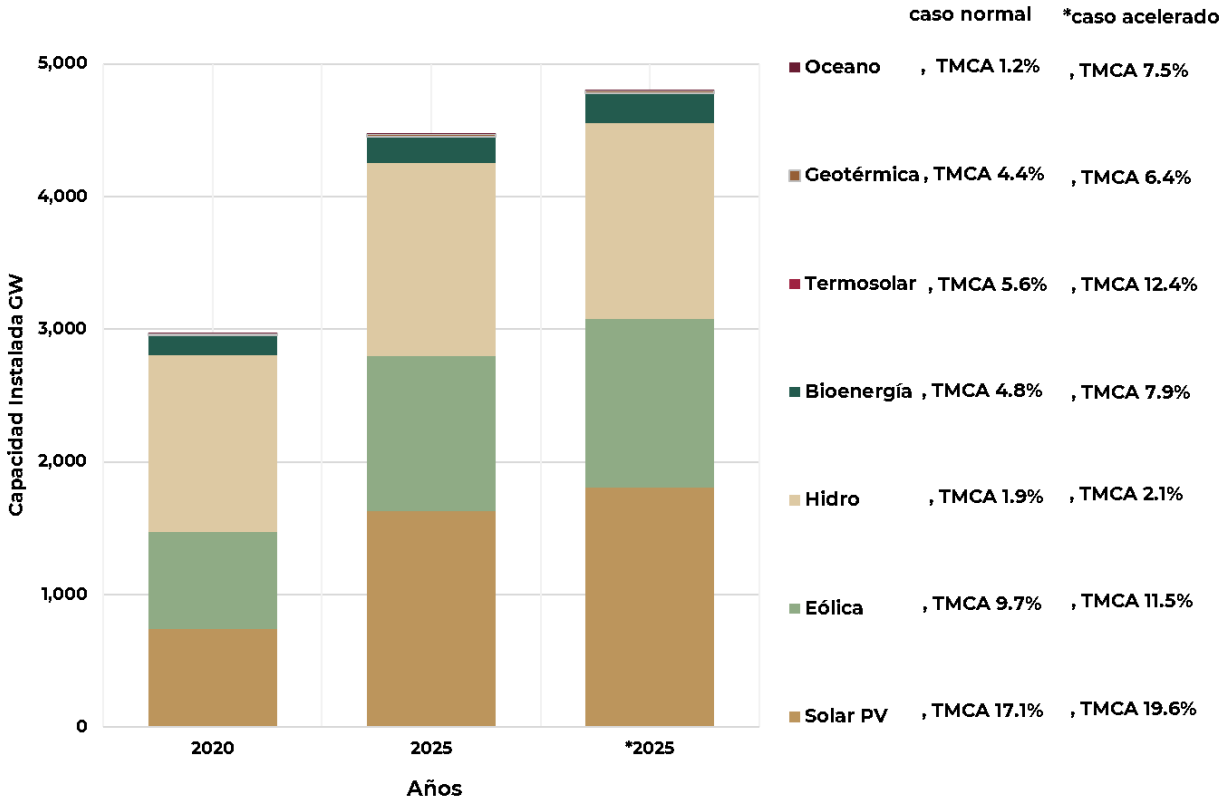


Prospectiva de energías renovables

El crecimiento de la capacidad renovable se prevé que se acelere en los siguientes 5 años, se espera que las adiciones anuales a la capacidad mundial de electricidad renovable promedien alrededor de 300 GW por año entre 2021 y 2025 en el pronóstico del caso principal[47] de la AIE. A nivel mundial, se pronóstica que aumente la capacidad eléctrica renovable una tasa media de crecimiento anual de 8.5% entre 2020 y 2025 y en un escenario acelerado[48] estaría con una tmca de 10.1% ver Figura 6.37.

La capacidad instalada para producir electricidad de la energía renovable Solar FV y Eólica en el mundo seguirá creciendo más que las otras tecnologías renovables la tmca será de 17.1% y 9.7% respectivamente para el escenario normal y de 19.6% y 11.5% para el caso acelerado en 2025 ver Figura 6.37.

Figura 6.37. Distribución de la capacidad total (GW) mundial por tecnologías renovables y tmca (%) 2020-2025



La rápida eliminación gradual de la energía del carbón hacia el 2030 debe considerar los siguientes retos[49]:

1. La participación de las energías renovables en la generación de electricidad debe aumentar al 65% para 2030.

[47] https://www-iea-org.translate.goog/articles/renewables-2021-data-explorer?mode=market&region=World&publication=2021&product=Total&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es-419&_x_tr_pto=sc

[48] Ibídem

[49] WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2022.

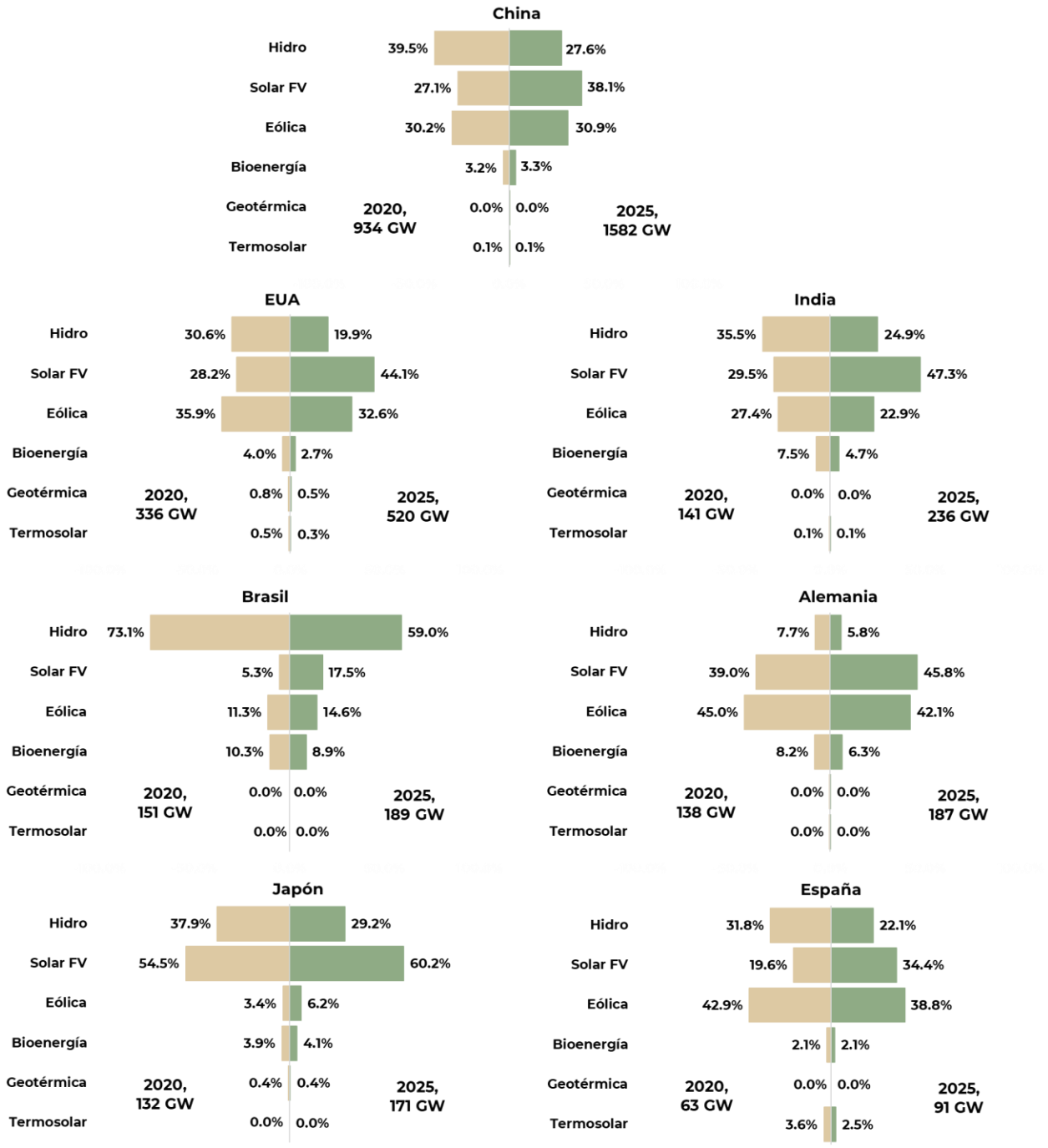
2. La participación de la electricidad directa en el consumo total de energía final debe aumentar del 21% al 30%.
3. Las energías renovables directas en los sectores de uso final deben crecer del 12% en 2019 al 19% en 2030.

En la Figura 6.38. se observa que para el 2025 los países que seguirán dominando en la utilización de energías renovables para producir electricidad son China y EE. UU.

De los siete países mostrados en la Figura 6.38. cinco presentan la mayor contribución con tecnología Solar FV con respecto a las demás tecnologías en 2025 y son: China (38.1%), EUA (44.1%), India (47.3%), Alemania (45.8%) y Japón (60.2%).
a.
Brasil y Japón son los países que se espera tengan el incremento más alto en su participación con tecnología eólica del 2020 al 2025, al pasar el primero de 11.3 % a 14.6 % y el segundo de 3.4 % a 6.2 %. Asimismo, de los siete países presentados, Brasil contara en 2025 con la mayor proporción de capacidad instalada con tecnología de Bioenergía.

Es inminente el desarrollo en el mundo de las tecnologías renovables, el despliegue y sus beneficios para la descarbonización hacia el 2030.

Figura 6.38. Capacidad instalada por tecnologías renovables, países seleccionados 2020 y 2025



Demanda Máxima Bruta 2022 — 2036

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada bruta, así como las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años.

Históricamente la demanda máxima coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas.

En la Figura 6.39. se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2022, 2026, 2031 y 2036. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un cambio de comportamiento en donde las horas de la noche alcanzan valores cercanos a la demanda máxima, esto es debido al efecto conjunto de la Generación Distribuida, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de electricidad a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2022 se espera que el impacto acumulado de la GD sea del orden de 2,542 MW, mientras que en 2026 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 4,964 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 10,996 MW instalados.

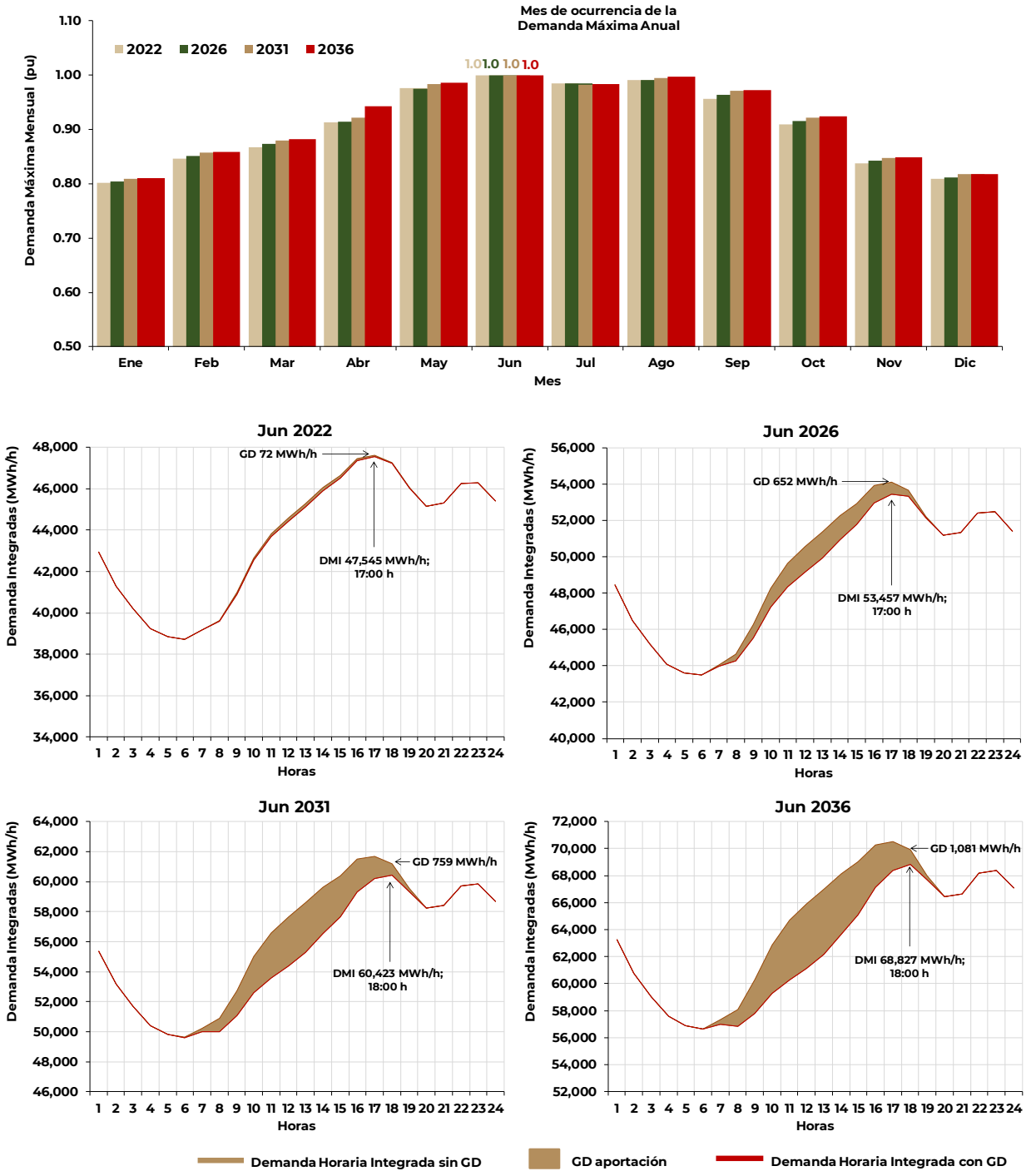
La aportación máxima de GD a la demanda horaria del SIN en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2022 se esperan 228 MWh/h, mientras que para el 2026 y 2031 se tiene estimada una participación de 2,074 y 4,725 MWh/h respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD del orden de 6,871 MWh/h[50].

Con relación al día que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 6.39. se puede apreciar la aportación a la demanda por parte de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la capacidad instalada histórica al 2021 que sería alrededor de 900 MWh/h al final del horizonte.

Durante el día, en donde el mayor efecto de la contribución de GD-FV se identifica a las 13:00 horas con 4,835 MWh/h, mientras que a las 18:00 horas su aportación coincidente es cercana a 1,081 MWh/h. Lo anterior, provoca que las demandas nocturnas entre las 22:00 horas a 23:00 horas alcancen valores cercanos a la demanda máxima anual de la tarde.

[50] Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado un software especializado denominado Renewables.ninja que permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.

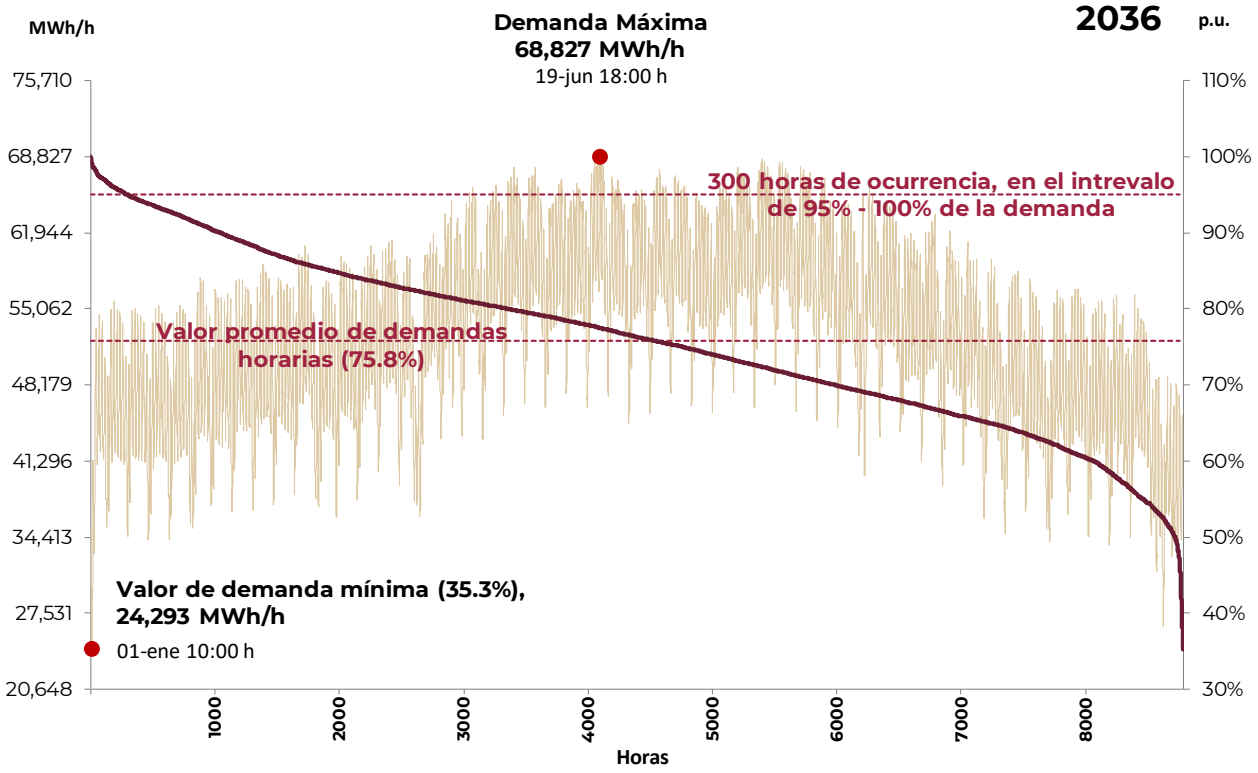
Figura 6.39. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada bruta en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2022, 2026, 2031 y 2036, Escenario de Planeación



Las características de la curva de duración de carga en 2036 del SIN se estima serán: una concentración de 300 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima bruta; la demanda mínima integrada se presentará al 35.3% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 75.8% —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 del sistema, como se muestra en la Figura 6.40.

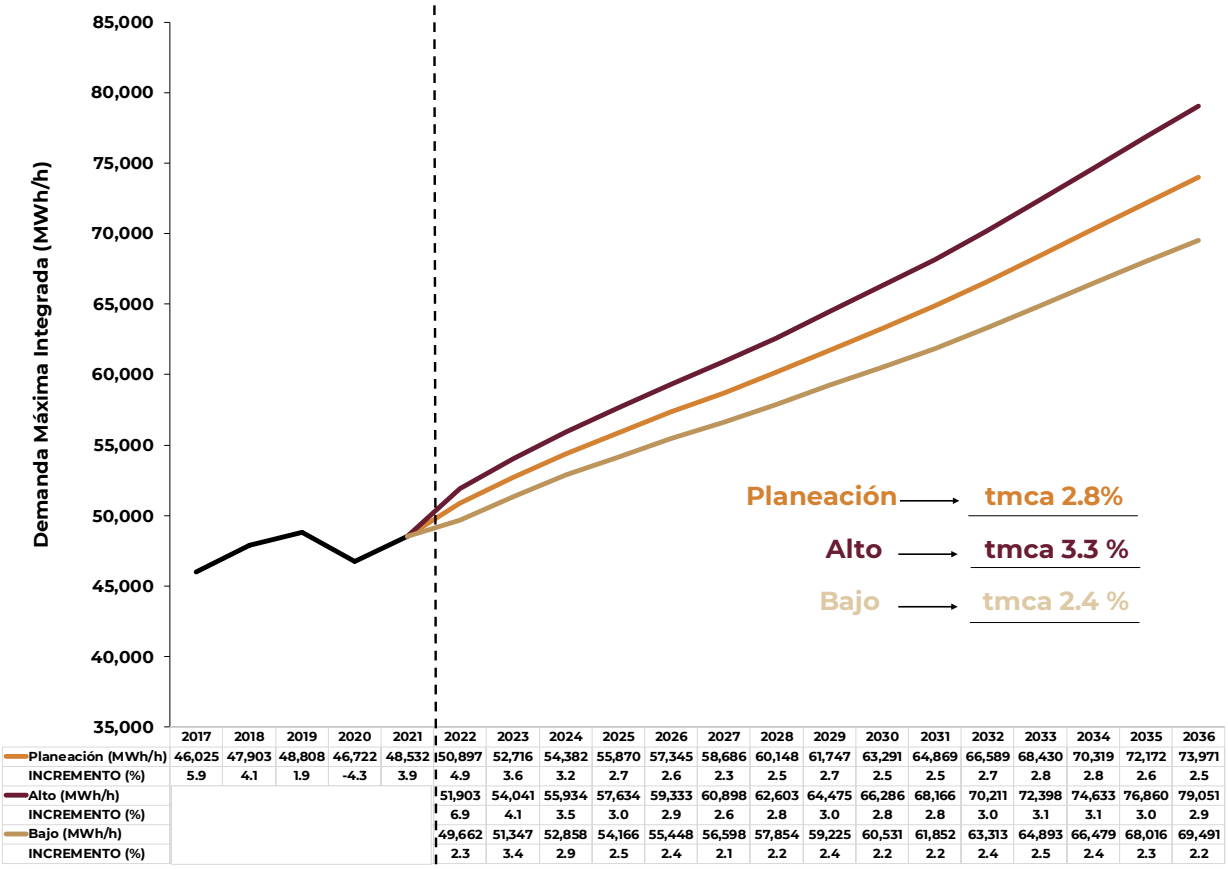
Figura 6.40. Curva de duración de carga del SIN 2036



De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada bruta para el SEN se proyectó una tmca del 2.8% para el horizonte de Planeación, 3.3% para el escenario Alto y 2.4% para el escenario Bajo.

En la Figura 6.41. se presentan los crecimientos del SEN y en el Cuadro 6.8. se enuncian los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.41. Pronóstico de la demanda máxima integrada bruta del SEN[1/] 2022 – 2036, Escenario de Planeación, Alto y Bajo



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Planeación (MWh/h)	46,025	47,903	48,808	46,722	48,532	50,897	52,716	54,382	55,870	57,345	58,686	60,148	61,747	63,291	64,869	66,589	68,430	70,319	72,172	73,971
INCREMENTO (%)	5.9	4.1	1.9	-4.3	3.9	4.9	3.6	3.2	2.7	2.6	2.3	2.5	2.7	2.5	2.5	2.7	2.8	2.8	2.6	2.5
Alto (MWh/h)						51,903	54,041	55,934	57,634	59,333	60,898	62,603	64,475	66,286	68,166	70,211	72,398	74,633	76,860	79,051
INCREMENTO (%)						6.9	4.1	3.5	3.0	2.9	2.6	2.8	3.0	2.8	2.8	3.0	3.1	3.1	3.0	2.9
Bajo (MWh/h)						49,662	51,347	52,858	54,166	55,448	56,598	57,854	59,225	60,531	61,852	63,313	64,893	66,479	68,016	69,491
INCREMENTO (%)						2.3	3.4	2.9	2.5	2.4	2.1	2.2	2.4	2.2	2.2	2.4	2.5	2.4	2.3	2.2

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.8. Pronóstico de la demanda máxima integrada bruta por GCR 2022 – 2036, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN[1/]	3.3	2.8	2.4
SIN	3.2	2.8	2.3
CEL	2.5	2.1	1.7
ORI	3.1	2.7	2.3
OCC	3.6	3.1	2.6
NOR	3.3	2.7	2.3
NTE	2.9	2.5	2.0
NES	3.7	3.3	2.8
PEN	4.5	4.2	3.8
SIBC	3.5	2.9	2.4
SIBCS	3.8	3.5	3.2
SMUL	2.0	1.8	1.7

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Demanda máxima integrada bruta regional (MWh/h) 2022 — 2036

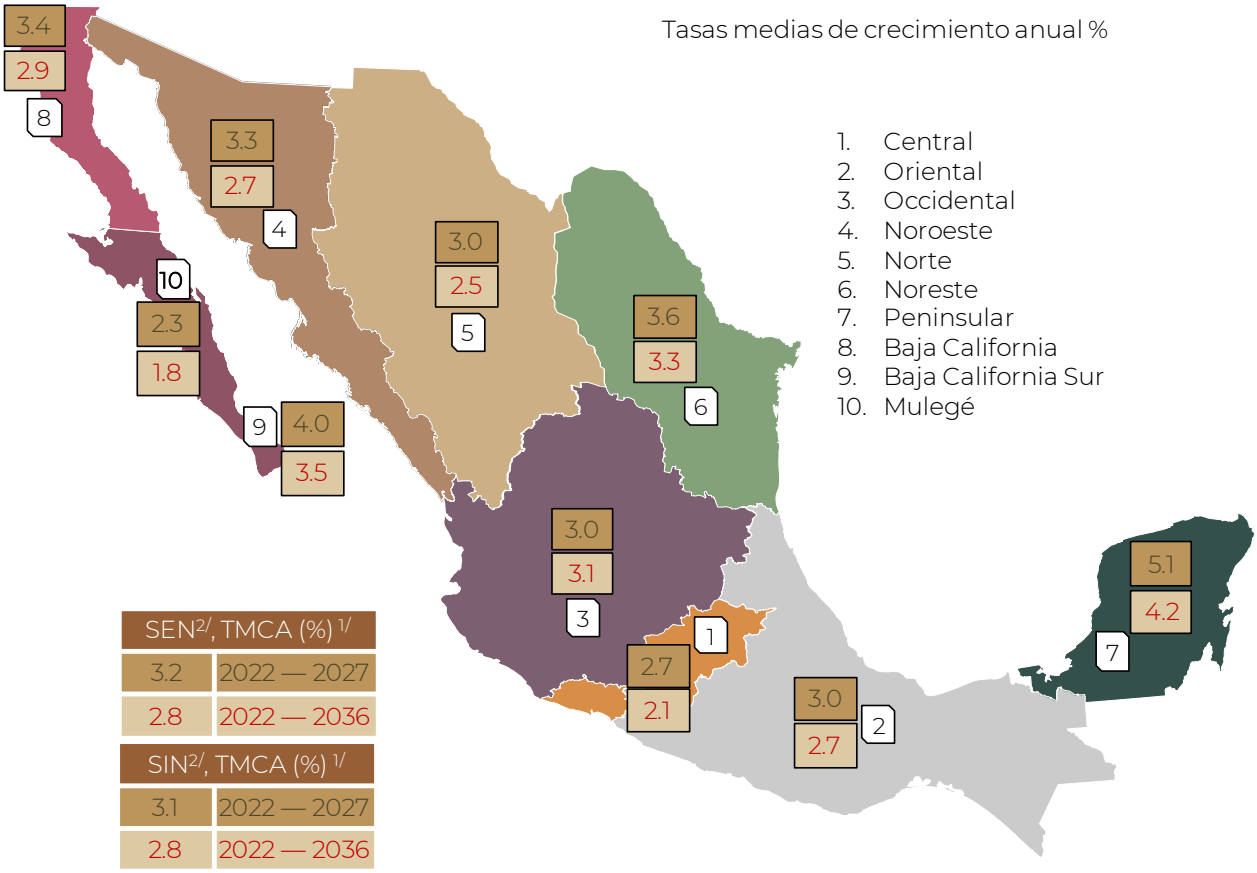
Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.9. se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada bruta por GCR y SIN. En la Figura 6.42. se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2022 — 2027 y 2022 — 2036 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR PEN con una tmca de 4.2%, seguido del SIBC con 3.5%, y con menor crecimiento es el SMUL con 1.8%. Para el mediano plazo 2022 — 2027 las GCR PEN, NOR y el SIBC, crecerán por arriba de 3.5%, mientras el SMUL crecerá al 2.3%.

Cuadro 6.9. Pronóstico Regional de la demanda máxima integrada bruta (MWh/h) 2022 – 2036, Escenario de Planeación

Año / MWh/h	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SMUL	SIN	SEN[1/]
2022	8,737	8,176	10,623	5,552	5,269	10,317	2,332	3,367	591	33	47,545	50,897
2023	9,020	8,444	10,920	5,758	5,493	10,773	2,447	3,507	616	33	49,211	52,716
2024	9,253	8,700	11,251	5,957	5,640	11,150	2,632	3,628	647	34	50,736	54,382
2025	9,503	8,935	11,598	6,136	5,784	11,393	2,745	3,743	676	35	52,090	55,870
2026	9,743	9,178	11,966	6,320	5,911	11,684	2,866	3,850	691	36	53,457	57,345
2027	9,902	9,417	12,298	6,504	6,012	11,965	2,980	3,930	710	37	54,695	58,686
2028	10,057	9,653	12,664	6,706	6,162	12,285	3,086	4,055	731	37	56,035	60,148
2029	10,231	9,897	12,983	6,841	6,325	12,750	3,199	4,180	752	38	57,553	61,747
2030	10,397	10,149	13,403	7,004	6,419	13,078	3,317	4,300	774	38	58,966	63,291
2031	10,566	10,405	13,818	7,131	6,554	13,444	3,427	4,406	797	39	60,423	64,869
2032	10,743	10,659	14,262	7,376	6,683	13,836	3,547	4,526	821	39	62,002	66,589
2033	10,941	10,922	14,725	7,581	6,777	14,335	3,660	4,622	848	40	63,695	68,430
2034	11,136	11,190	15,138	7,721	6,965	14,847	3,784	4,751	876	41	65,408	70,319
2035	11,334	11,462	15,654	7,872	7,176	15,233	3,920	4,850	905	41	67,144	72,172
2036	11,536	11,730	16,205	8,025	7,280	15,643	4,074	4,954	935	42	68,827	73,971

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Figura 6.42. Pronóstico Regional de la demanda máxima bruta 2022 – 2027 y 2022 – 2036, Escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2021
2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2022-2024

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.

A enero de 2022[51], la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 1,980 MW. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga son Occidental, Noreste, Central y Peninsular con aproximadamente el 33%, 20%, 12% y 10%, respectivamente.

La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2022-2024 equivale aproximadamente al 5% de la Capacidad de generación en etapa Estudio en el mismo periodo, sin embargo, este dato solo es como 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

[51] SIASIC-CENACE, información al cierre de enero 2022.

las solicitudes en estudio no tienen prelación.

El 84% de la capacidad de carga en fase de estudio corresponde a solicitudes nuevas y aproximadamente el 16% de la capacidad de carga contratada en estudios corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

La Figura 6.43. muestra la segmentación por proceso de la capacidad de carga contratada en etapa de estudios de conexión. Los procesos que prevalecen en las solicitudes son: gran industria superando el 54%, manufactura con el 29% y minería con el 12%.

Considerando los datos de las solicitudes de conexión mencionadas en el párrafo anterior, para el periodo 2023 se podrían conectar al SEN más de 31 % de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio; de los cuales más del 50% de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como gran industria.

En la figura 6.44. se observa la capacidad de carga en etapa de estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR.

Figura 6.43. Segmentación por tipo de proceso de Centros de Carga en etapa de estudio de conexión 2022 —2024

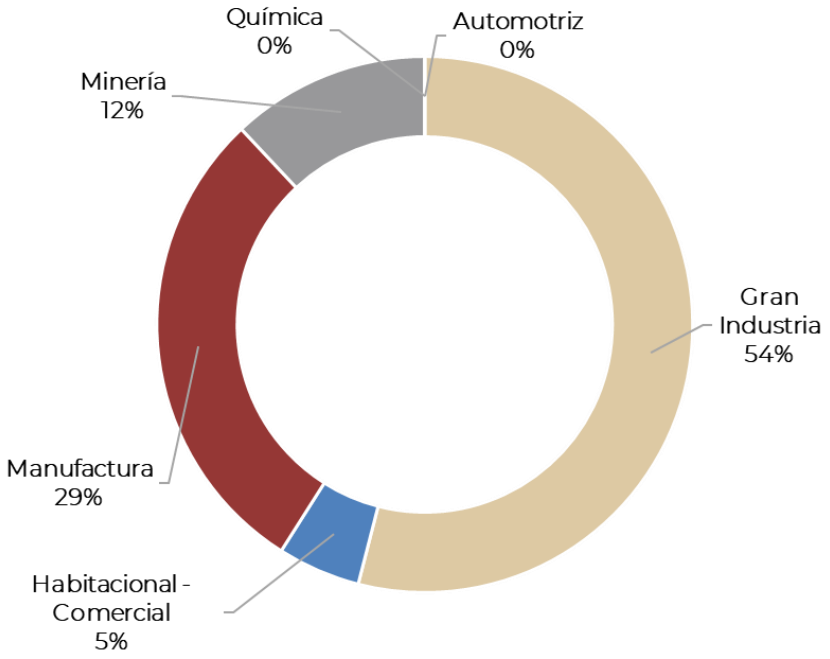
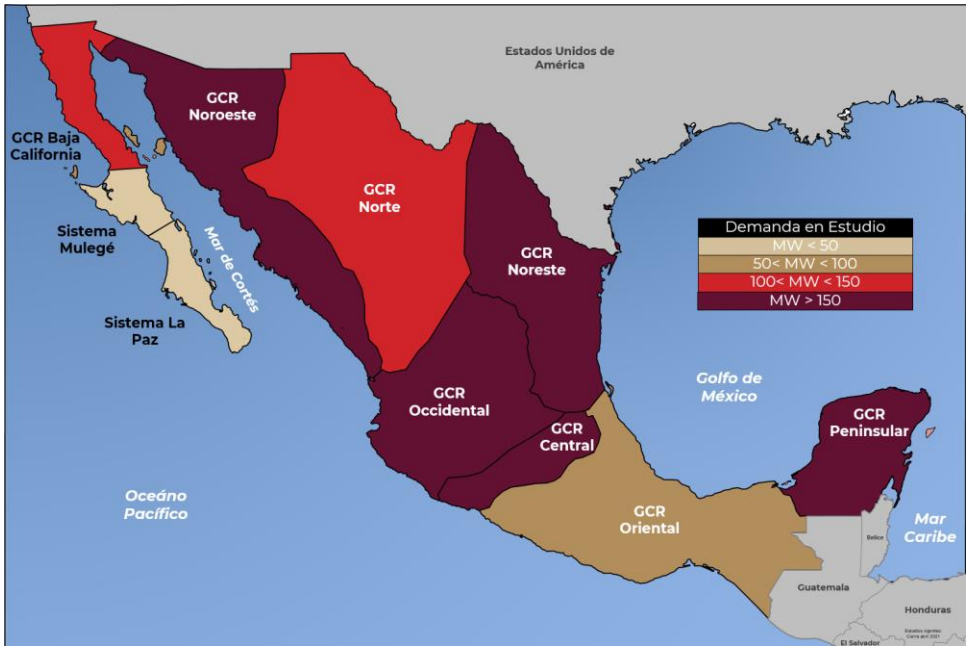


Figura 6.44. Capacidad de carga en etapa de estudio por GCR



Consumo neto 2021

El consumo neto es uno de los principales insumos para la elaboración de los estudios eléctricos a mediano y largo plazo, así como en las evaluaciones técnicas y económicas de los proyectos a integrar el PAMRNT.

En 2021, el consumo neto nacional del SEN ascendió a 322,541 GWh, lo que significa un incremento de 3.5% respecto al consumo de 2020. Este incremento es reflejo de la recuperación en ascenso de la económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

En el cuadro 6.10 se presenta la distribución de consumo neto por Sistema y por GCR, en donde se observa que, la GCR Occidental tiene la mayor participación con 69,888 GWh lo que equivale a 21.7% del total nacional, seguido del CEL con 17.6% y los que menor participación presentaron fueron el SIBCS y el SIM que en conjunto representan el 0.9%.

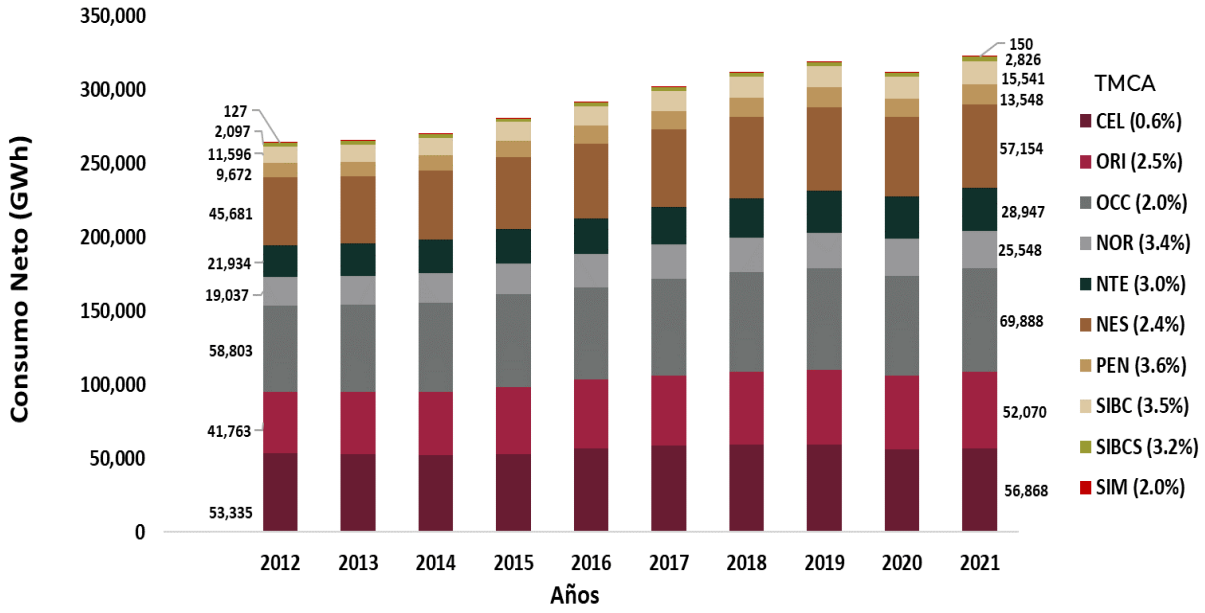
Cuadro 6.10. Consumo neto de energía eléctrica 2019 — 2021

CONSUMO NETO						
	2019		2020		2021	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	318,757	2.2	311,605	-2.2	322,541	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	301,779	2.3	294,165	-2.5	304,024	3.4
Baja California (SIBC)	14,130	-0.9	14,683	3.9	15,541	5.8
Baja California Sur (SIBCS)	2,711	2.4	2,608	-3.8	2,826	8.4
Mulegé (SIM)	138	-0.2	148	6.8	150	1.9
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	59,173	-0.7	56,243	-5.0	56,868	1.1
Oriental (ORI)	50,839	3.1	49,847	-2.0	52,070	4.5
Occidental (OCC)	68,941	2.6	67,867	-1.6	69,888	3.0
Noroeste (NOR)	24,321	1.5	25,421	4.5	25,548	0.5
Norte (NTE)	28,416	6.6	28,572	0.5	28,947	1.3
Noreste (NES)	56,258	1.9	53,769	-4.4	57,154	6.3
Peninsular (PEN)	13,830	7.3	12,446	-10.0	13,548	8.9

De acuerdo con la Figura 6.45 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2012 — 2021 fueron las GCR PEN, SIBC y GCR NOR con tmca de 3.6%, 3.5% y 3.4%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la GCR CEL con 0.6% aunque se le transfirió la zona Lázaro Cárdenas de Michoacán, sin embargo, en esta región se registró el 17.6% del consumo neto nacional en 2021.

El SIN pasó de 250,226 GWh en 2012 a un consumo neto de 304,024 GWh en 2021, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.1%. La energía eléctrica del último año equivale a 94.3% del consumo bruto del SEN y el 5.7% restante se consumió en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California.

Figura 6.45. Consumo neto por GCR 2012-2021



Demanda máxima neta 2021

En 2021, la demanda máxima neta integrada del SIN registró un valor de 45,244 MWh/h, lo que equivale a un incremento de 5.8% respecto a los 42,748 MWh/h de 2020.

La demanda máxima no coincidente integrada se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En el Cuadro 6.11 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas Interconectados: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

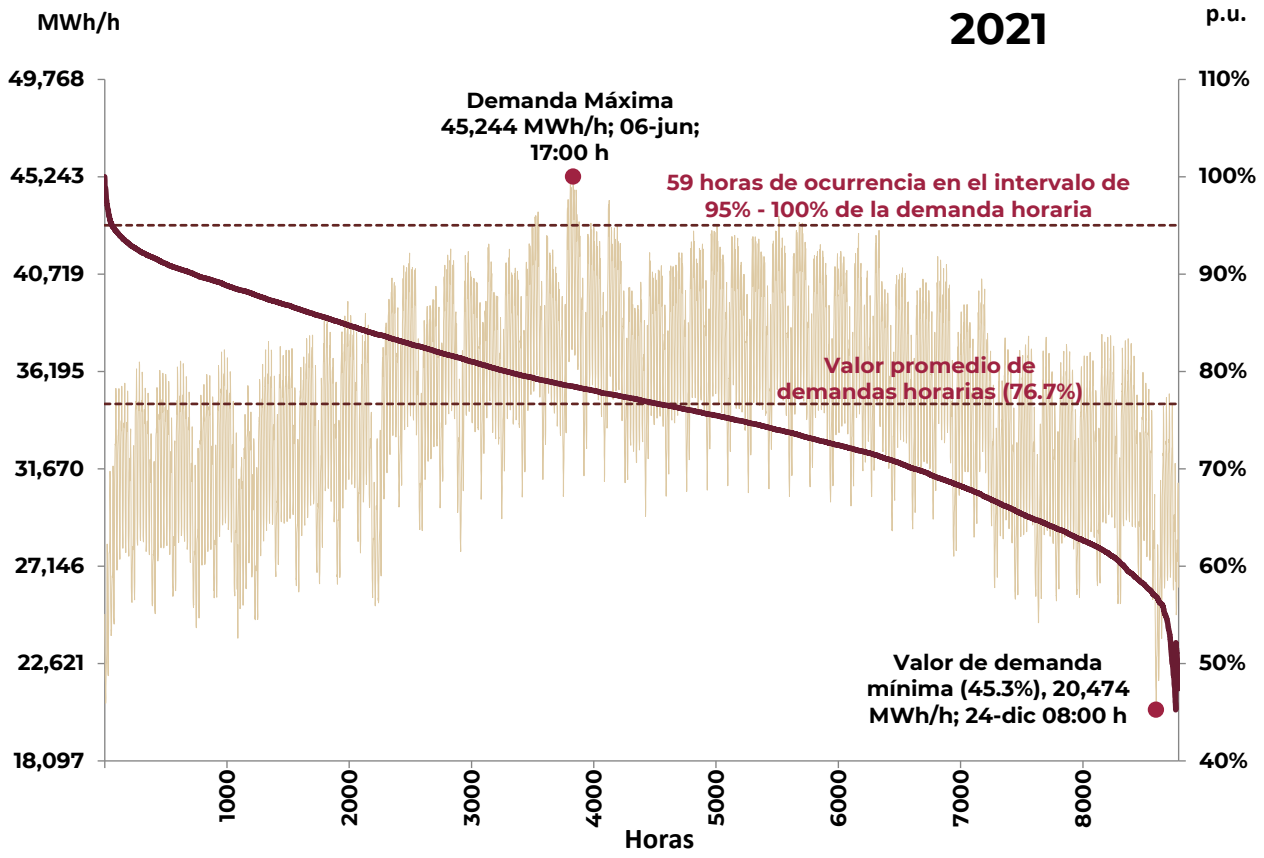
Cuadro 6.11. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y SEN 2021

	DEMANDAS MÁXIMAS 1/		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWH/H	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h 2/
SISTEMA				
Eléctrico Nacional (SEN) 2/	48,097			
Interconectado Nacional (SIN)	45,244	5.8%		
Baja California (SIBC)	3,153	2.5%		2,361
Baja California Sur (SIBCS)	542	9.3%		470
Mulegé (SIM)	30	4.2%		22
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL				
Central	8,297	-0.6%	7,777	7,777
Oriental	7,743	5.3%	6,796	6,796
Occidental	10,166	4.4%	10,100	10,100
Noroeste	5,233	2.8%	4,571	4,571
Norte	4,976	2.7%	4,876	4,876
Noreste	9,530	3.4%	9,220	9,220
Peninsular	2,198	9.6%	1,904	1,904

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 demanda máxima integrada neta se muestran a través de la curva de carga del SIN 2021 son las siguientes: se concentran 59 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 45.3% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.7% —factor de carga—, como se muestra en la Figura 6.46.

Figura 6.46 Curva de carga del SIN 2021 (MWh/h)



Consumo neto 2022 — 2036

En el cuadro 6.12. se muestran las tmca del consumo neto por Sistemas Interconectados y las GCR para los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el SEN en el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.7%, para el escenario Alto de 3.2% y el escenario Bajo 2.3%.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.13 se presentan los pronósticos de consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio.

Cuadro 6.12. Pronóstico de consumo neto por GCR 2022 — 2036
Escenarios Planeación, Alto y Bajo

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.2	2.7	2.3
SIN	3.1	2.7	2.2
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	2.8	2.5	2.0
Occidental	3.4	2.9	2.4
Noroeste	3.1	2.5	2.1
Norte	3.0	2.5	2.0
Noreste	3.6	3.1	2.6
Peninsular	4.2	3.8	3.5
Baja California	3.7	3.1	2.6
Baja California Sur	3.8	3.5	3.2
Mulegé	2.3	2.1	2.0

Cuadro 6.13. Pronóstico regional del consumo neto (GWh)
2022 — 2036,
Escenario de Planeación

Año / GWh	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SMUL	SIN	SEN
2022	59,164	53,605	72,486	26,655	30,723	60,100	14,039	16,316	2,951	159	316,772	336,199
2023	60,552	55,499	74,531	27,279	31,880	62,340	14,616	16,952	3,086	163	326,697	346,898
2024	61,712	57,117	76,512	27,990	32,693	64,159	15,491	17,559	3,222	167	335,673	356,622
2025	62,850	58,513	78,392	28,787	33,537	66,088	16,113	18,101	3,334	170	344,281	365,886
2026	64,006	59,878	80,447	29,451	34,186	67,855	16,624	18,648	3,434	174	352,447	374,703
2027	65,212	61,220	82,554	30,109	34,886	69,715	17,174	19,194	3,540	177	360,869	383,780
2028	66,385	62,609	84,798	30,784	35,590	71,653	17,751	19,712	3,651	180	369,570	393,113
2029	67,592	63,999	87,128	31,488	36,288	73,554	18,362	20,250	3,767	183	378,412	402,612
2030	68,799	65,366	89,586	32,195	37,020	75,583	19,023	20,783	3,888	186	387,573	412,430
2031	70,020	66,766	92,015	32,950	37,788	77,749	19,721	21,363	4,012	190	397,007	422,571
2032	71,283	68,260	94,664	33,864	38,573	79,953	20,422	21,936	4,143	193	407,019	433,291
2033	72,535	69,871	97,370	34,655	39,375	82,337	21,180	22,555	4,277	196	417,324	444,353
2034	73,871	71,448	100,418	35,479	40,249	84,772	21,979	23,205	4,415	200	428,216	456,035
2035	75,230	73,160	103,474	36,353	41,089	87,335	22,801	23,891	4,563	203	439,443	468,100
2036	76,521	74,873	106,746	37,258	41,997	89,957	23,667	24,597	4,715	206	451,019	480,537

Demanda Máxima Neta 2022 — 2036

En el Cuadro 6.14 se muestra la evolución de la demanda máxima neta de los Sistemas Interconectados y las GCR, se estima que el escenario de Planeación para el SIN tenga una tmca del 2.7%, para el Alto 3.2% y el Bajo 2.3%.

En el Cuadro 6.15 se presentan los pronósticos de la demanda máxima del escenario de Planeación, se estima que para el 2036 el SIN alcanzará una demanda máxima neta 67,434 MWh/h

Cuadro 6.14. Pronóstico de demanda máxima neta por GCR 2022 — 2036
Escenarios Planeación, Alto y Bajo

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN1/	3.2	2.8	2.3
SIN	3.2	2.7	2.3
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	3.0	2.6	2.2
Occidental	3.6	3.0	2.6
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.9	2.4	1.9
Noreste	3.7	3.2	2.8
Peninsular	4.5	4.1	3.8
Baja California	3.5	2.9	2.4
Baja California Sur	3.9	3.6	3.3
Mulegé	2.3	2.2	2.1

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

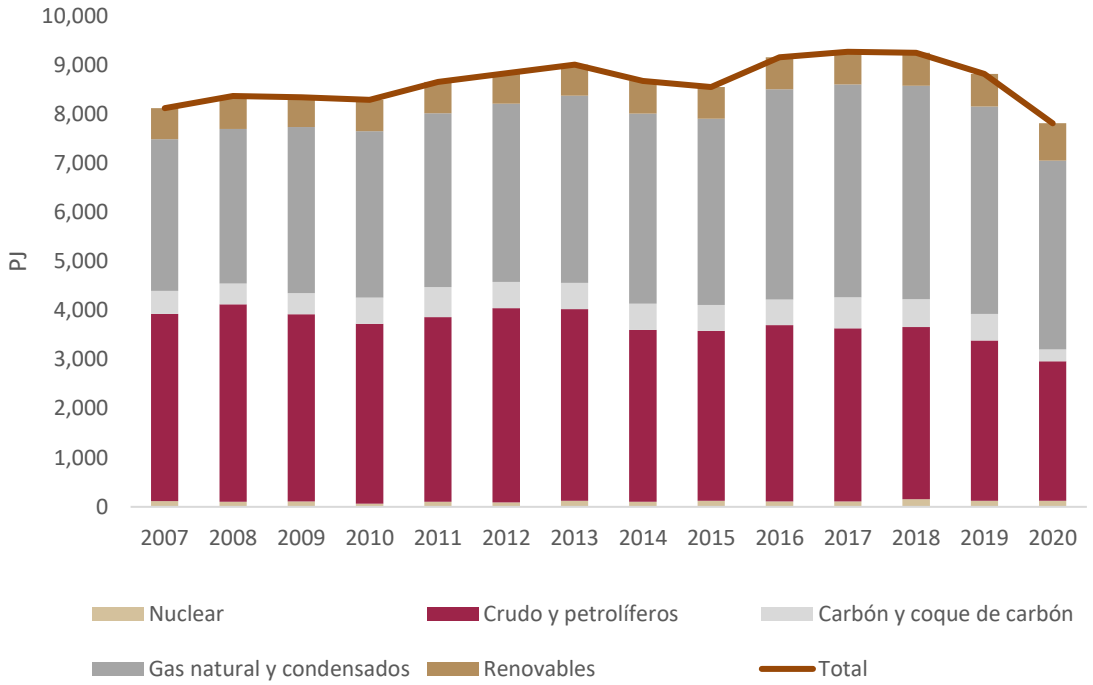
Cuadro 6.15. Pronóstico regional de demanda máxima neta (MWh/h) 2022 — 2036, Escenario de Planeación

Año / MWh/h	CEL	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SBCS	SIMUL	SIN	SEN
2022	8,439	7,943	10,370	5,418	5,141	10,069	2,311	3,316	576	32	46,763	50,036
2023	8,667	8,211	10,667	5,624	5,365	10,507	2,416	3,450	601	33	48,151	51,567
2024	8,908	8,471	10,998	5,823	5,512	10,857	2,600	3,583	630	33	49,495	53,100
2025	9,148	8,702	11,345	6,002	5,655	11,100	2,712	3,653	658	34	50,846	54,570
2026	9,381	8,935	11,796	6,186	5,782	11,400	2,834	3,751	674	35	52,196	56,030
2027	9,551	9,172	12,031	6,369	5,883	11,680	2,948	3,835	693	36	53,437	57,378
2028	9,705	9,407	12,394	6,572	6,031	12,009	3,054	3,963	714	36	54,813	58,848
2029	9,878	9,649	12,770	6,707	6,194	12,453	3,166	4,087	735	37	56,302	60,450
2030	10,040	9,882	13,138	6,872	6,290	12,780	3,284	4,206	757	38	57,693	61,978
2031	10,208	10,110	13,553	6,995	6,426	13,152	3,394	4,311	780	38	59,126	63,531
2032	10,382	10,359	13,985	7,252	6,555	13,518	3,514	4,430	804	38	60,670	65,215
2033	10,562	10,618	14,447	7,438	6,648	14,021	3,627	4,550	831	39	62,333	67,016
2034	10,759	10,875	14,860	7,578	6,836	14,533	3,751	4,652	857	40	64,034	68,886
2035	10,961	11,142	15,364	7,728	7,042	14,926	3,887	4,750	886	40	65,758	70,728
2036	11,148	11,405	15,910	7,879	7,147	15,355	4,042	4,852	916	41	67,434	72,518

Matriz energética 2036-2050

El consumo energético de México está basado en combustibles fósiles, pues las necesidades energéticas del país en todos los sectores de consumo han sido abastecidas por estos combustibles. El suministro que proviene del crudo y los petrolíferos, del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo es predominante en la matriz energética nacional. En la figura 6.47. se observa la oferta interna bruta total por energético, donde en 2020 el 49.2% corresponde al gas natural y condensados, mientras que el crudo y petrolíferos representa cerca del 36.4%, cuando en 2007 representaba el 47.0%.

Figura 6.47. Oferta interna bruta por energético 2007-2020



Se realizaron diferentes escenarios de consumo energético en los que se consideraron cambios en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico, es decir una mayor participación de la energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y transporte.

Para lo anterior se tomó en consideración la generación distribuida (GD), la electromovilidad (EM) y los cambios tecnológicos de cargas térmicas de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar "no-eléctrico" (CHLS) por cargas eléctricas en el sector residencial y comercial, así como solar-no eléctrico. Dicha participación adicional en la Industria Eléctrica deriva en un cambio de Matriz Energética que se considera a partir del 2036.

En la figura 6.48. se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo 4 escenarios con diferentes premisas.

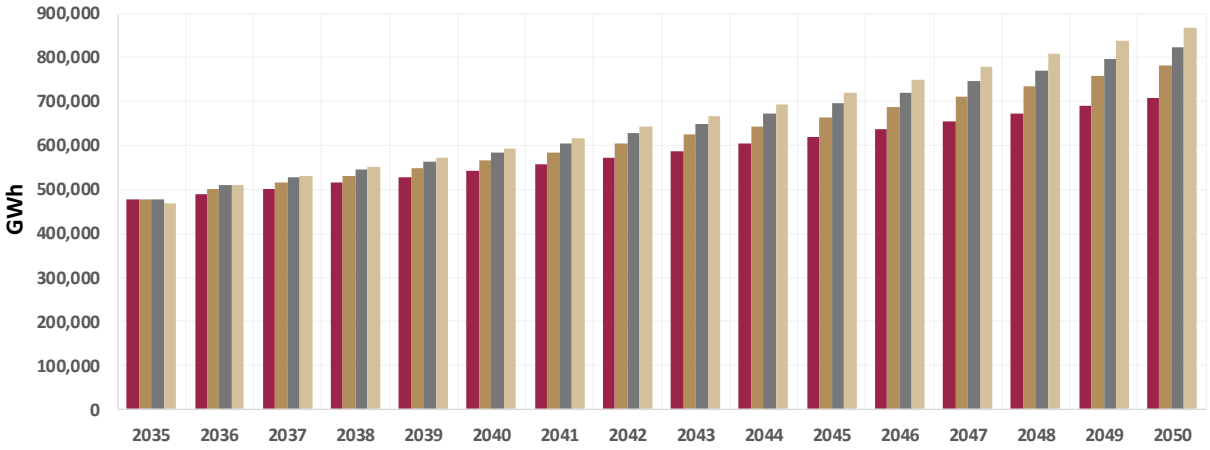
- Escenario 1: 13.0% de GD
- Escenario 2: 13.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 33.0% a EM y 30.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 3: 13.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 51.0% de EM y 50.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 4: 19.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 81.0% de EM y 80.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

Los escenarios mencionados no contemplan un cambio de la Matriz Energética en el sector industrial, debido a que dicho sector requiere un mayor análisis por el cambio tecnológico en aquellos procesos industriales con potencial de sustitución de energía derivada de hidrocarburos por energía eléctrica, Lo anterior podría dar como resultado mayor eficiencia.

Un cambio acelerado en la Matriz Energética en los sectores residencial y

comercial hacia la sustitución de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico y electromovilidad, debe ir acompañado de una alta penetración de GD, sistemas de almacenamiento residencial y modernización de las RGD hacia Redes Eléctricas Inteligentes.

Figura 6.48. Escenarios de consumo bruto del SEN 2036-2050

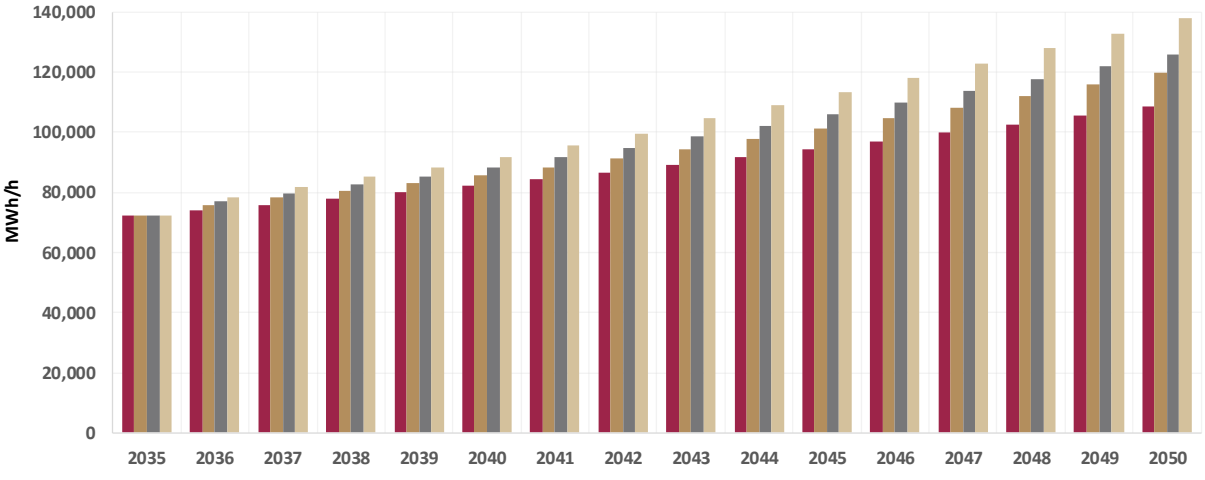


TMCA 2036-2050	2.7%	3.4%	3.7%	4.2%
GD	13.0%	13.0%	13.0%	19.0%
EM		33.0%	51.0%	81.0%
Matriz Energética RES y COM		30.0%	50.0%	80.0%

El escenario 4 presenta la mayor tasa media de crecimiento anual del consumo bruto del SEN con 4.2%, lo que representa una mayor participación de la energía eléctrica. En este escenario se considera una mayor participación de equipamiento que usa energía eléctrica en el sector residencial y comercial, al igual que una mayor penetración de GD y electromovilidad.

En la figura 6.49. se presentan las demandas máximas de energía eléctrica para los escenarios antes descritos.

Figura 6.49. Escenarios de demanda máxima bruta del SEN 2036-2050



TMCA 2036-2050	Escenario 1 2.8%	Escenario 2 3.4%	Escenario 3 3.8%	Escenario 4 4.4
GD	13.0%	13.0%	13.0%	19.0%
EM		33.0%	51.0%	81.0%
Matriz Energética RES y COM		30.0%	50.0%	80.0%

Matriz energética Sector Residencial 2036-2050

El consumo final de energía del Sector Residencial en 2021 se distribuyó de la siguiente manera: 35.6% fue por carga eléctrica y 64.4% por CHLS, esta conformación en 2012 se ubicó en 25.1% y 74.9% respectivamente.

Con relación al consumo de energía por CHLS de 2021, se ocupan combustibles como el gas natural 4.5%, gas licuado de petróleo 34.3%, leña 24.3% y solar 1.3%. Los combustibles anteriores en su totalidad se destinan a la cocción de alimentos con 73.0% y al calentamiento de agua con 23.0%.

En la figura 6.50. se presentan tres escenarios de cambio de matriz energética con diferentes impactos del 30.0%, del 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico en el equipamiento de estufas y calentadores de agua, lo que significa un reemplazo de equipos térmicos (gas natural, gas licuado de petróleo y leña) por equipos eléctricos y equipos termo-solar.

Se elaboró un escenario inicial de consumo final residencial por energético el cual presentó una tmca de 1.2% al 2050 (1,045 PJ). El consumo eléctrico en 2022 de 36.8% (275 PJ) pasará al 54.3% (568 PJ) en 2050, mientras que el consumo "térmico" de 63.2% (473 PJ) se ubicará en 45.7% (477 PJ) al final del horizonte que se muestra en la figura 6.50. y 6.51.

Figura 6.50. Sector Residencial, uso final de la energía (%), escenarios de Matriz Energética 2036-2050

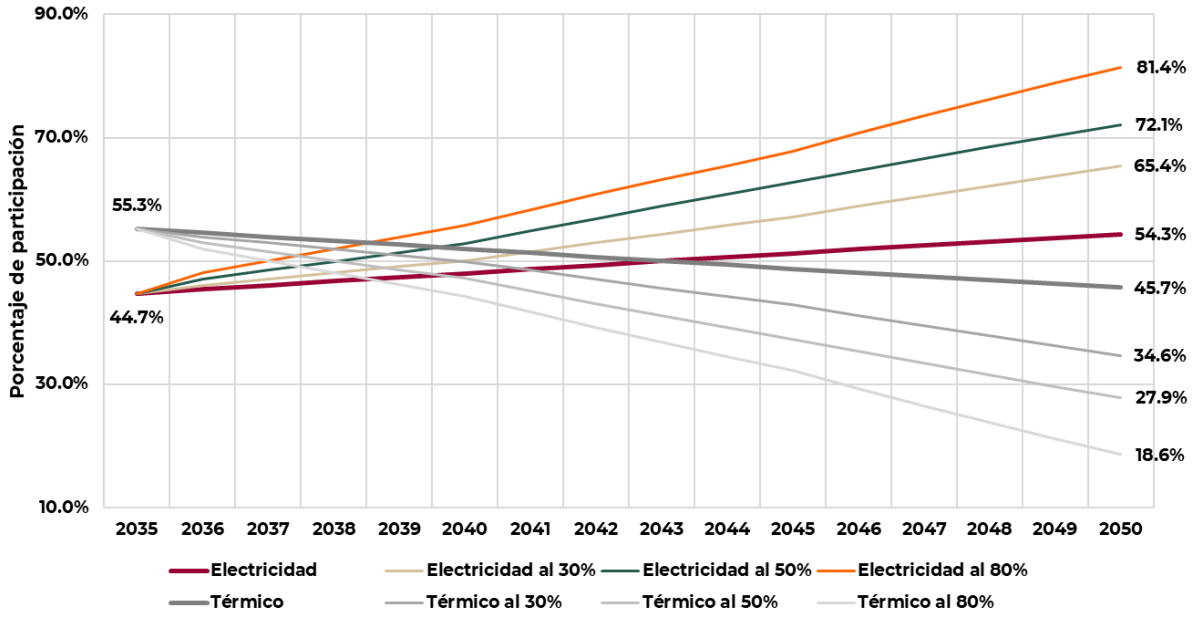
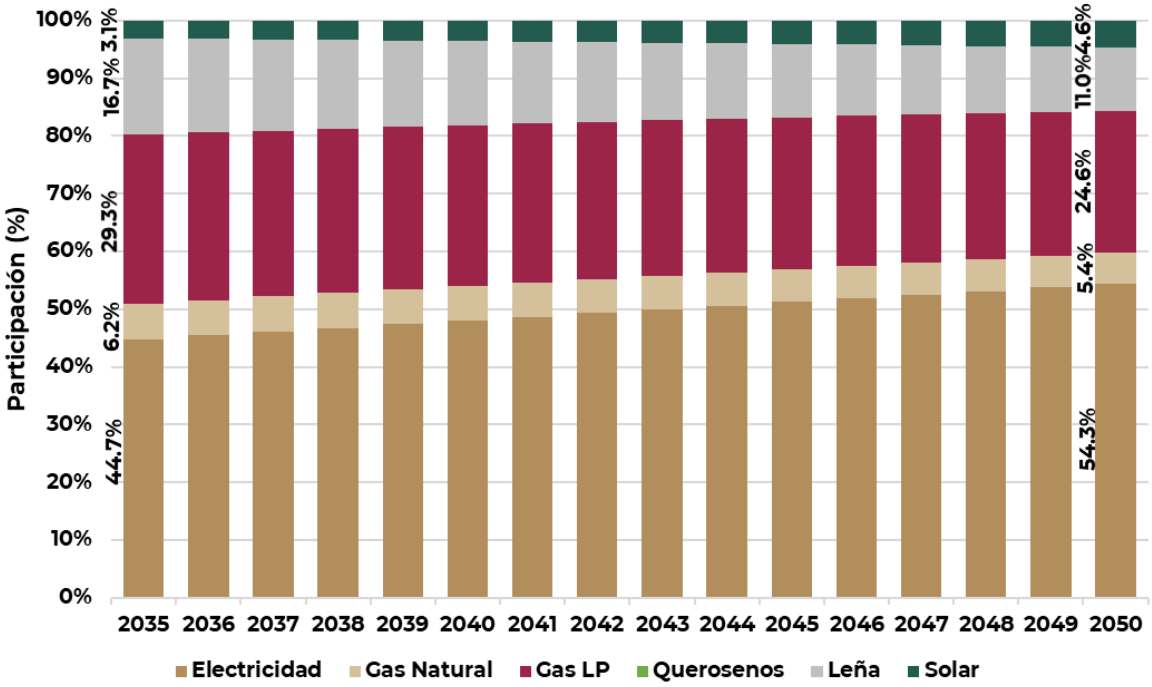
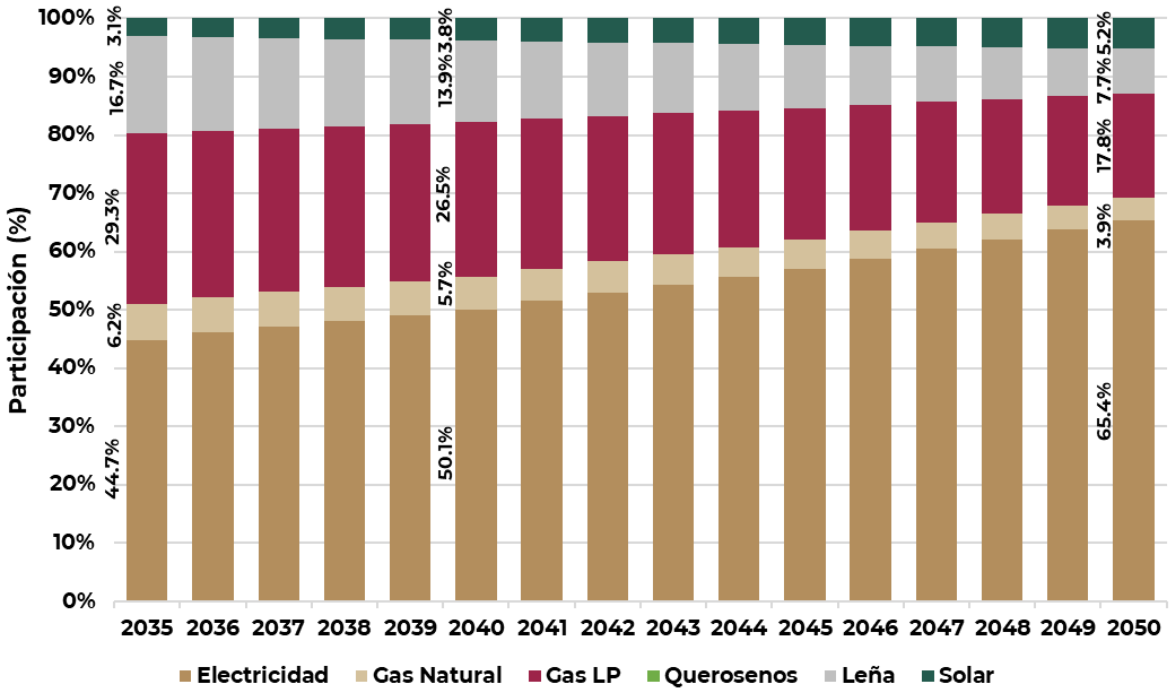


Figura 6.51. Escenario inicial, Sector Residencial (%) 2036-2050



En el escenario de 30.0% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético, se considera un menor impacto en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos. En este escenario se obtiene un crecimiento del consumo eléctrico de 2036-2050 del orden de 3.8%. Referente al consumo CHLS se obtuvo un tmca de -1.9%. Se observa que a partir del año 2040 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2050 la distribución será 65.4% (683 PJ) del consumo eléctrico y 34.6% (362 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 5.2% (55 PJ) es consumo termo-solar para el sector residencial, ver figura 6.52.

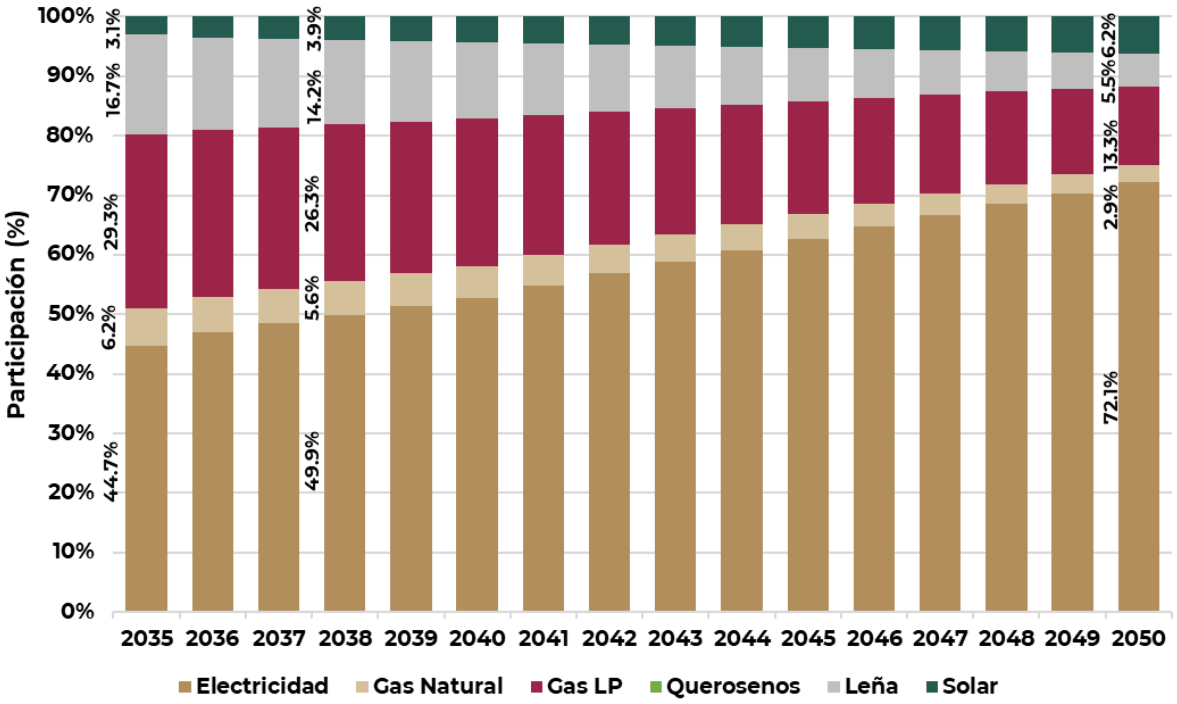
Figura 6.52. Escenario 30.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2050



Para el escenario de 50.0% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2036 que funcionan con gas natural, gas licuado de petróleo y leña, se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas o parrillas eléctricas y calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario se tiene que el consumo eléctrico para 2036-2050 crecerá con una tmca de 4.5% y el consumo CHLS será de -3.3%. Se observa que a partir del año 2038 el consumo eléctrico se empata con el consumo térmico y en 2050 la distribución se ubicará en 72.1% (754 PJ) de consumo eléctrico y 27.9% (291 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 6.2% (65 PJ) es consumo termo-solar, como se presenta en la figura 6.53.

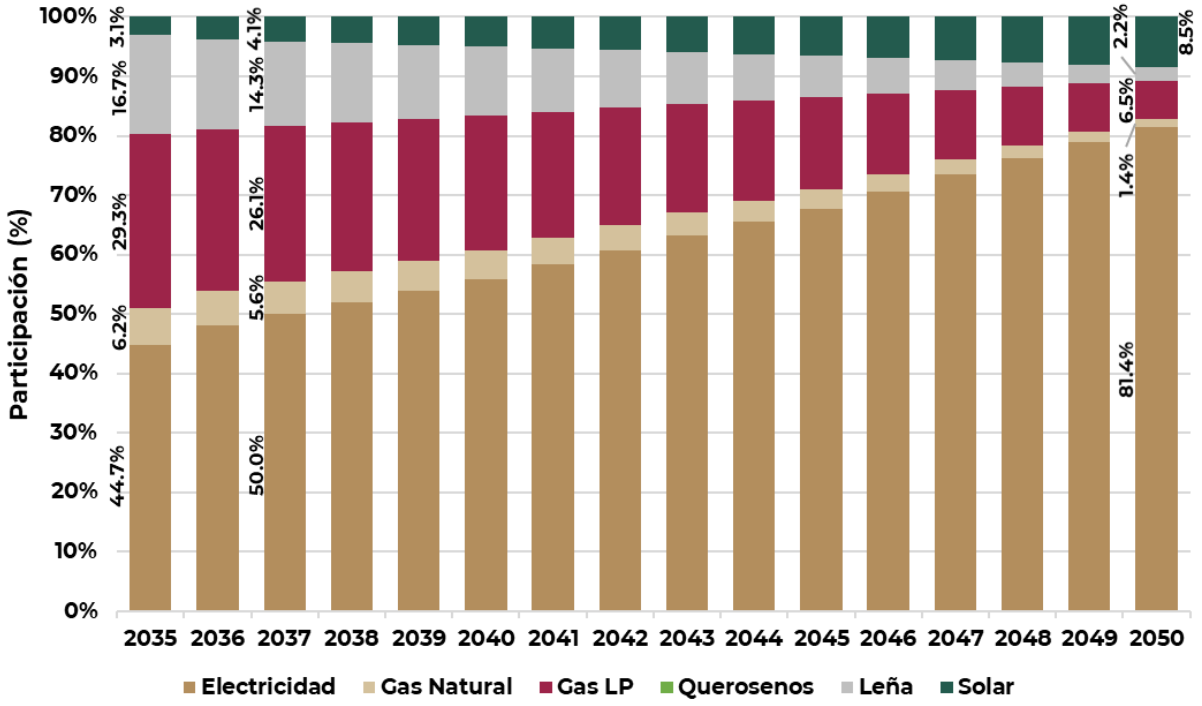
Figura 6.53. Escenario 50.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2050



En el escenario de 80.0% de cambio de matriz energética de consumo final residencial por energético se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario el desarrollo del consumo eléctrico para 2036 – 2050 es del orden de 5.3% y -5.9% para el consumo térmico. Se observa que a partir del año 2037 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2050 la distribución se ubicará con 81.4% (851 PJ) de consumo eléctrico y 18.6% (194 PJ) de consumo térmico, de los cuales el 8.5% (89 PJ) es consumo termo-solar y se expone en la figura 6.54.

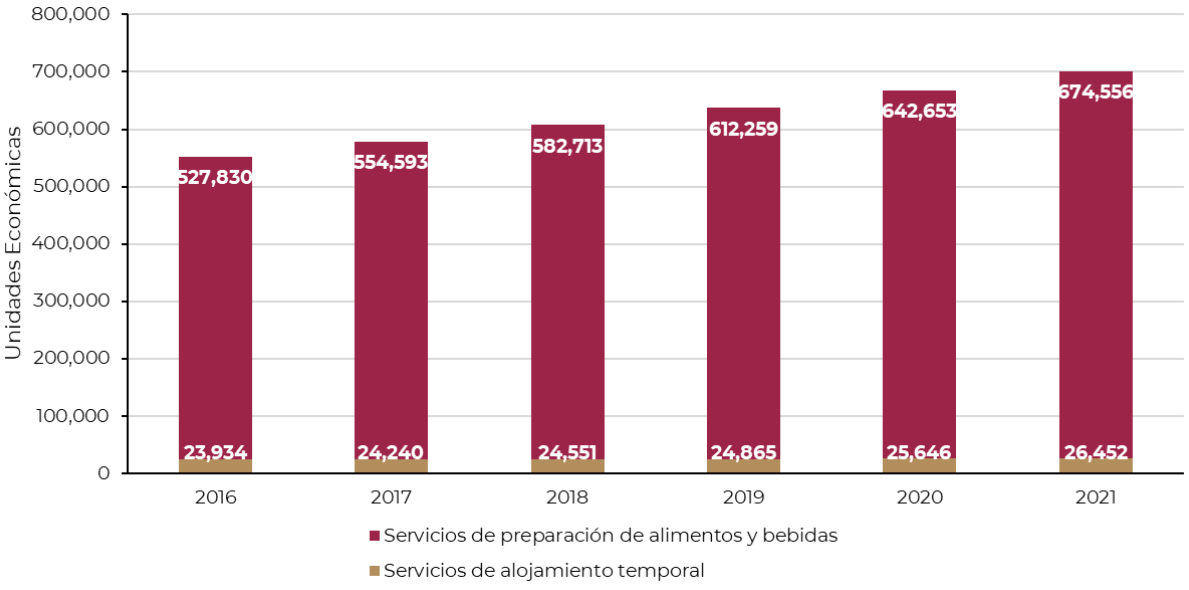
Figura 6.54. Escenario 80.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Residencial (%) 2036-2050



Matriz energética Sector Comercial 2036-2050

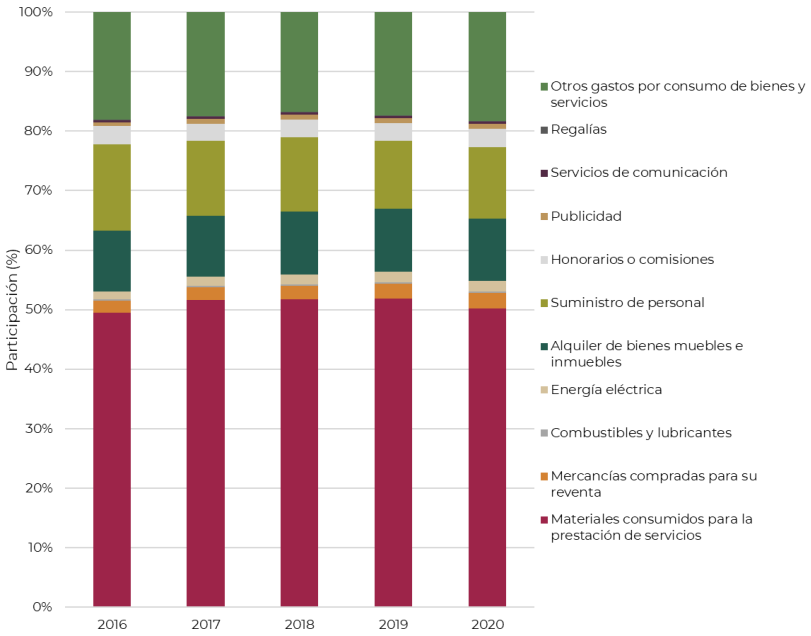
De acuerdo con la información del INEGI, las unidades económicas dedicadas a los servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas en el Censo de 2021 ascendieron a 701,008 unidades, de las cuales el 3.8% corresponde a servicios de alojamiento y 96.2% a servicios de preparación de alimentos y bebidas. En comparación con 2016, dichas unidades económicas crecieron 27.0% y se presentan en la figura 6.55.

Figura 6.55. Servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas 2016-2021



De acuerdo con la Encuesta Anual de Servicios Privados no Financieros del INEGI, las unidades económicas dedicadas al alojamiento y preparación de alimentos tienen un consumo de bienes y servicios para llevar a cabo su actividad, los cuales se pueden observar en la figura 6.56.

Figura 6.56. Total de consumo por bienes y servicios de alojamiento y preparación de alimentos

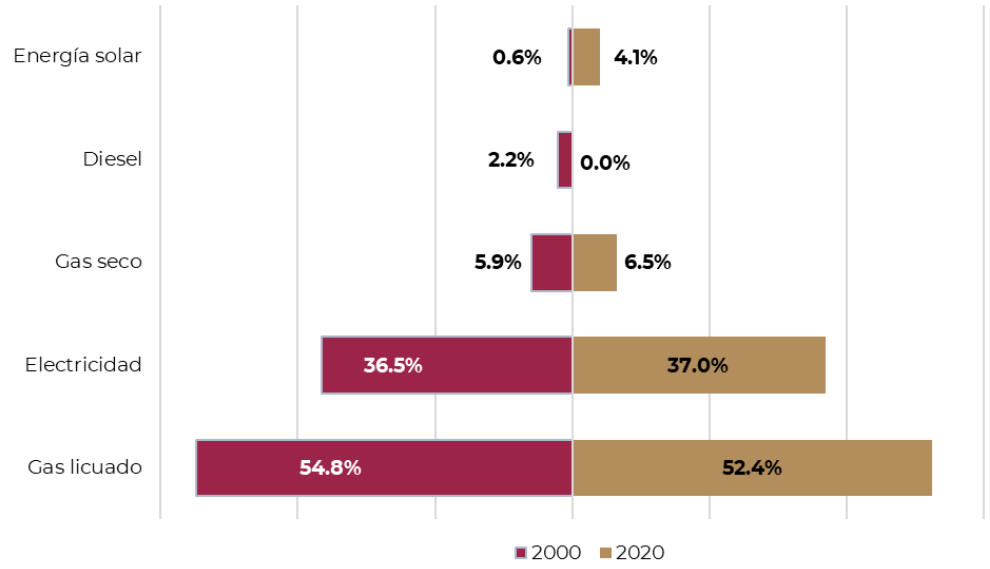


El mayor gasto que tienen las unidades económicas es en materiales consumidos para la prestación de servicios con un 50.2%, seguido por otros gastos por consumo de bienes y servicios que abarca el 18.3 por ciento. Los gastos relacionados a la energía eléctrica y combustibles y lubricantes representan 1.8% y 0.2%, respectivamente del gasto para ofrecer su servicio.

Consumo de energía en el sector comercial. Un cambio relevante que muestran las transformaciones tecnológicas y estructurales de México es el desplazamiento del diésel y gas L.P. y el mayor uso de la electricidad como la fuente más importante del consumo energético final ocurrido entre 2000 y 2020. Entre los factores que provocaron esta dinámica se encuentra el incremento de la actividad del sector comercial - servicios, así como el cambio tecnológico en procesos que resultan más eficientes y que utilizan más electricidad.

A continuación, en la figura 6.57. se muestra el consumo final de los energéticos en el sector comercial, donde se observa que en el 2020 el gas licuado tuvo la mayor participación de poco más del 50%, con una tmca de 0.9% entre el 2000 y el 2020, mientras que la electricidad representó el 37.0% con una tmca de 1.2%. Por otra parte, la energía solar ha tomado relevancia al aumentar su participación, pasando de 0.6% a 4.1%, con una tmca de 11.4%.

Figura 6.57. Consumo de energía en el Sector Comercial 2000 y 2020

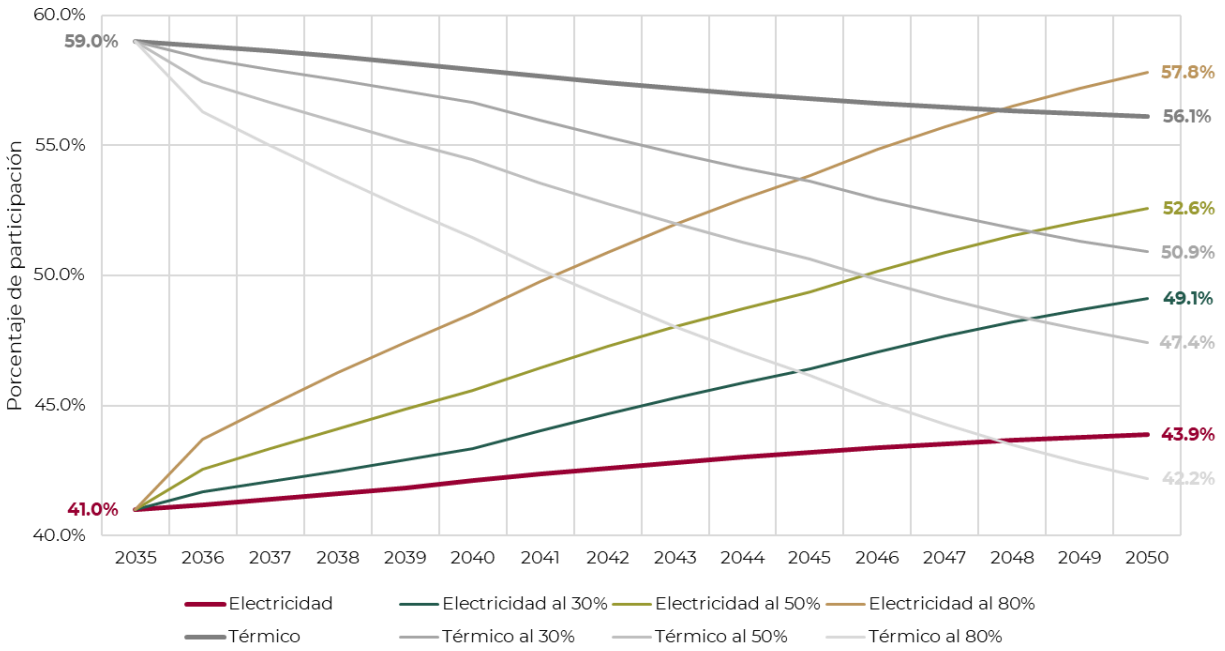


Al analizar las últimas dos décadas, los sectores que presentaron mayor eficiencia en su consumo energético fueron el residencial, el industrial, el comercial y servicios, los cuales lograron sustituir fuentes de energía CHLS por energía eléctrica. Esta tendencia continuará hacia el futuro ya que la electricidad es la forma de energía más fácil de controlar, transportar y distribuir. Esto significará, en cualquier escenario, que el consumo de energía eléctrica del país seguirá en aumento hacia el futuro.

A continuación, se presentan los escenarios de demanda en PetaJoules, considerando el consumo final del Sector Comercial por tipo de energético, unidades económicas, gasto en electricidad y combustibles, así como la inversión o mejora en la protección al medio ambiente (uso de energías alternativas), también se consideró el pronóstico de demanda y consumo de la industria eléctrica, los pronósticos por energético del sector servicios -comercial, los escenarios de demanda de energía eléctrica presentados en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

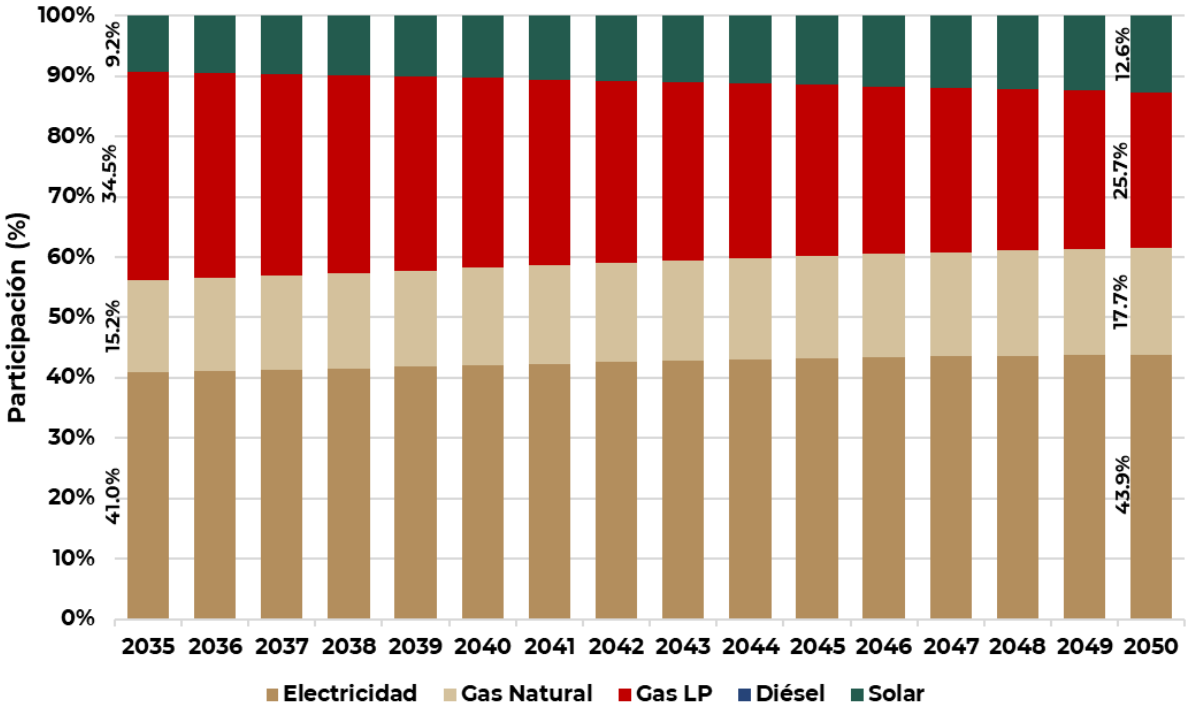
Se examinan tres posibles escenarios de cambio de matriz energética con diferentes impactos del 30.0%, 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico, es decir, sustitución de equipos térmicos (gas natural y gas licuado de petróleo) por equipos eléctricos los cuales se muestran en la figura 6.58.

Figura 6.58. Escenarios de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2050



Se elaboró un escenario inicial de consumo final comercial por energético, el cual presentó una tasa media de crecimiento anual de 2.1% de 2022 al 2050. El consumo eléctrico en 2035 de 41.0% pasará a 43.9% en 2050; el consumo CHLS de 59% en 2035 se ubicará en 56.1% al final del horizonte como se muestra en la figura 6.59.

Figura 6.59. Escenario inicial, Sector Comercial (%) 2036-2050

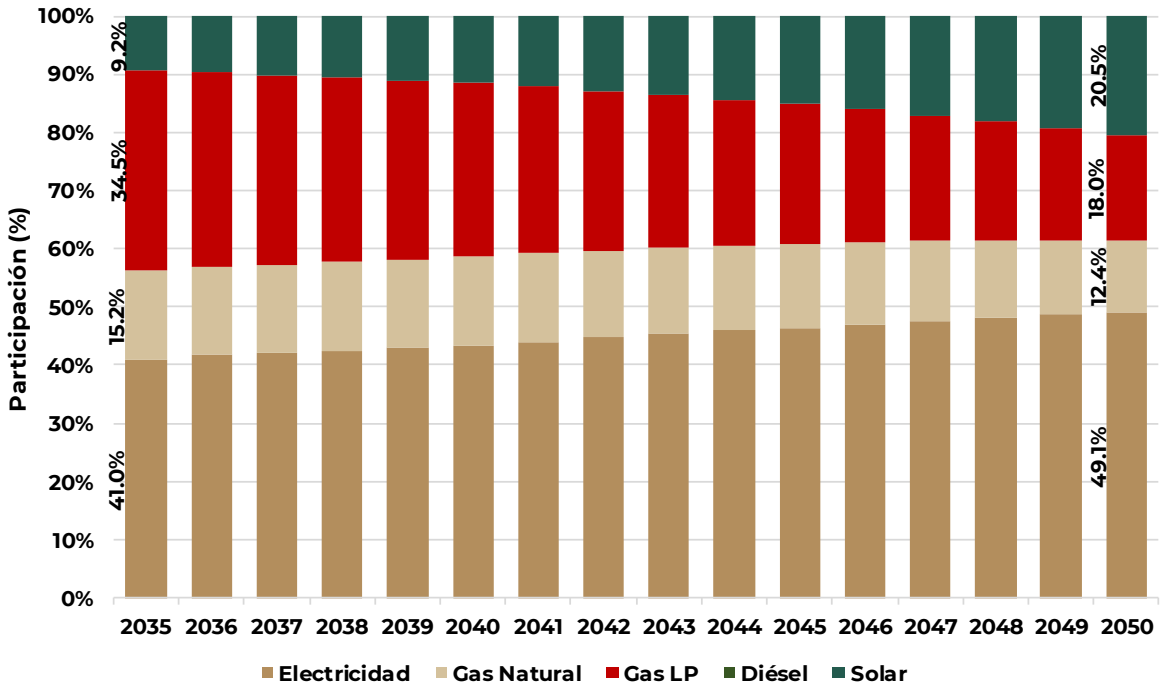


Para el escenario 30.0% de cambio matriz energética del consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un menor impacto en el cambio de equipamiento de cocción y calentadores de

agua a partir del 2036, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario la tmca de 2036-2050 para el consumo eléctrico es de 3.1% y 0.9% de consumo térmico. La energía eléctrica en el 2036 representaba el 41.7% del consumo y para 2050 representa el 49.1%. Por su parte la energía termo-solar pasó del 9.8% en 2036 a 20.5% en 2050 como se aprecia en la figura 6.60.

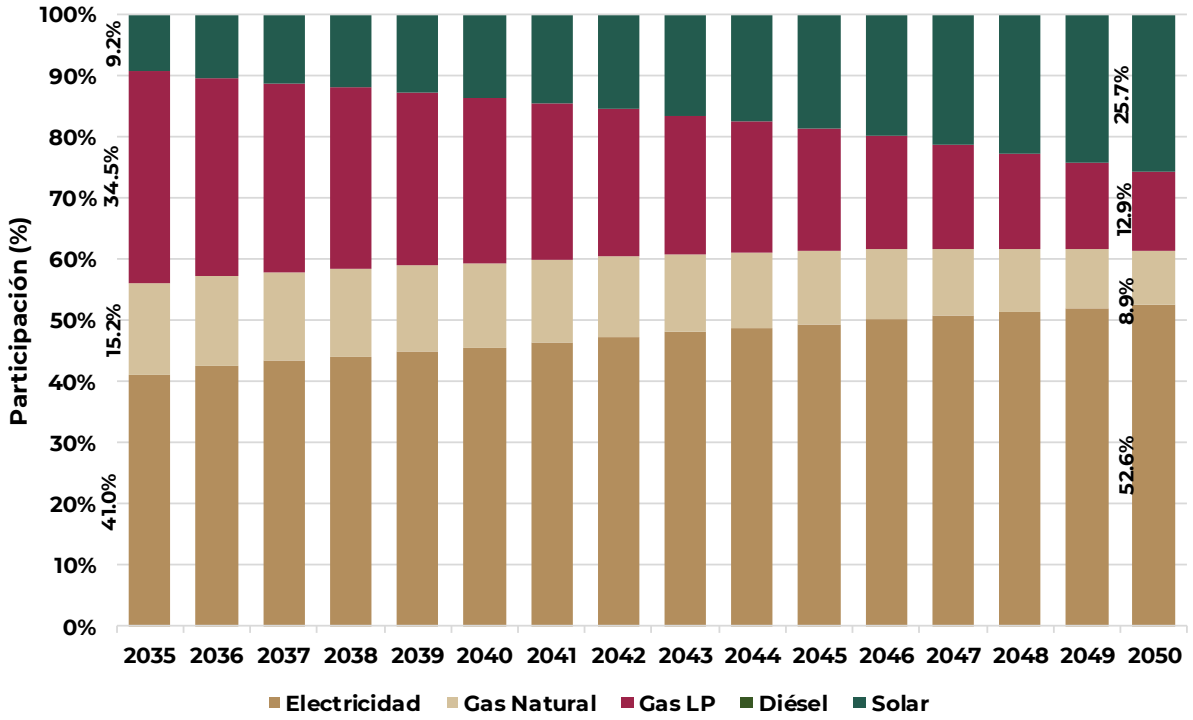
Figura 6.60. Escenario 30.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2050



En el escenario 50.0% de cambio matriz energética de consumo final comercial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2036 que funcionan con gas natural y gas licuado de petróleo se sustituirán gradualmente por mismo número de equipos de estufas u hornos eléctricos, así como calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa en la figura 6.61. que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 52.6% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 25.7% y el restante 21.7% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

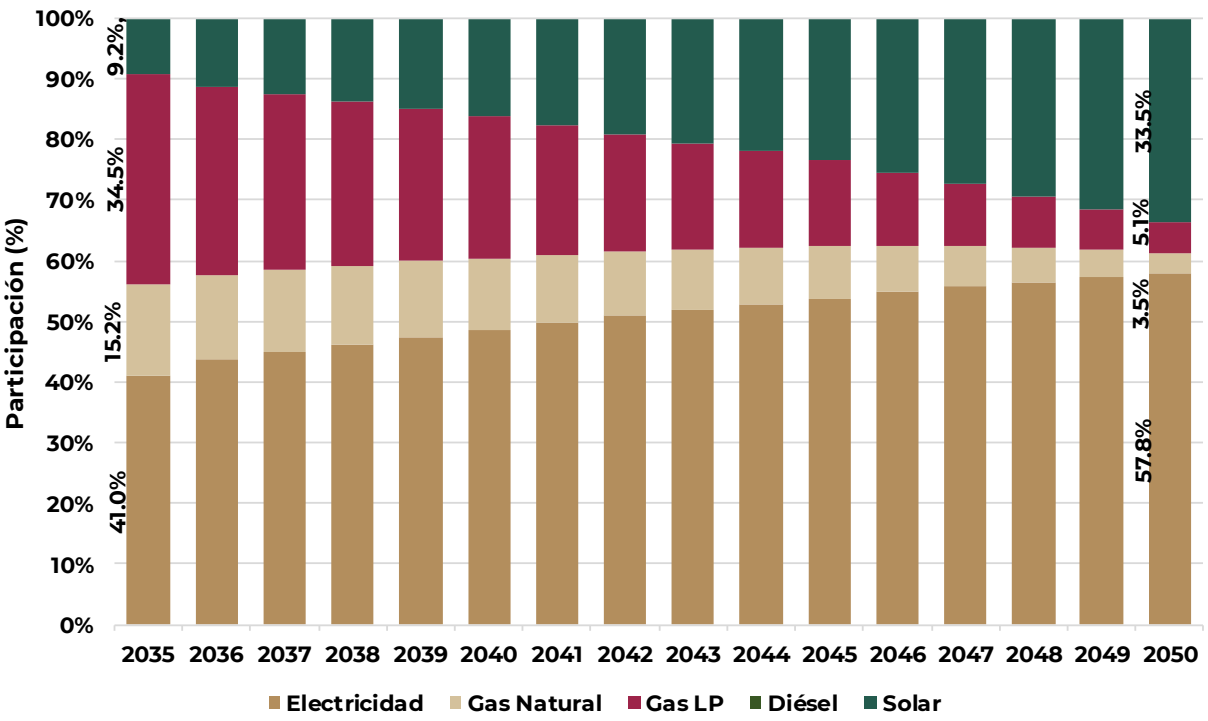
Figura 6.61. Escenario 50.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2050



Finalmente, en el escenario 80.0% de cambio matriz energética de consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas, hornos, equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2036, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 57.8% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 33.5% y el restante 8.7% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

Figura 6.62. Escenario 80.0% de cambio de Matriz Energética, Sector Comercial (%) 2036-2050



7

CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO

VII. Características de los escenarios de estudio

Demanda máxima de verano

De acuerdo con el comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales en las GCR NOR, NTE, NES, SIBC, SIBCS y SIM. Por efecto de estos crecimientos, a nivel SIN, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:00-17:00 h.

Durante los niveles de demanda máxima, el sistema eléctrico 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 determinística 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).

Los escenarios futuros propuestos para la planeación 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 del 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 las RNT y las RGD del MEM, se deberán proponer las soluciones técnicas que garanticen el Suministro Eléctrico con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad.

En la figura 7.1 se muestra con trazo en color verde el comportamiento real de la demanda del SIN en verano. Se observa que la demanda máxima ocurrió a las 16:29 h, con un valor instantáneo de 47,180 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno en aproximadamente 451 MW.

En la figura 7.2 se muestra el comportamiento de la demanda máxima diaria del SIN durante 2020-2021. Se observa que en los periodos de mayo-agosto se tienen mayor número de días con demanda máxima instantánea en horario de la tarde 16-18 h. En el otoño-invierno de 2021, se observa que se han presentado demandas máximas de los ciertos días en un horario entre las 18-19 h del centro.

Figura 7.1. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2021

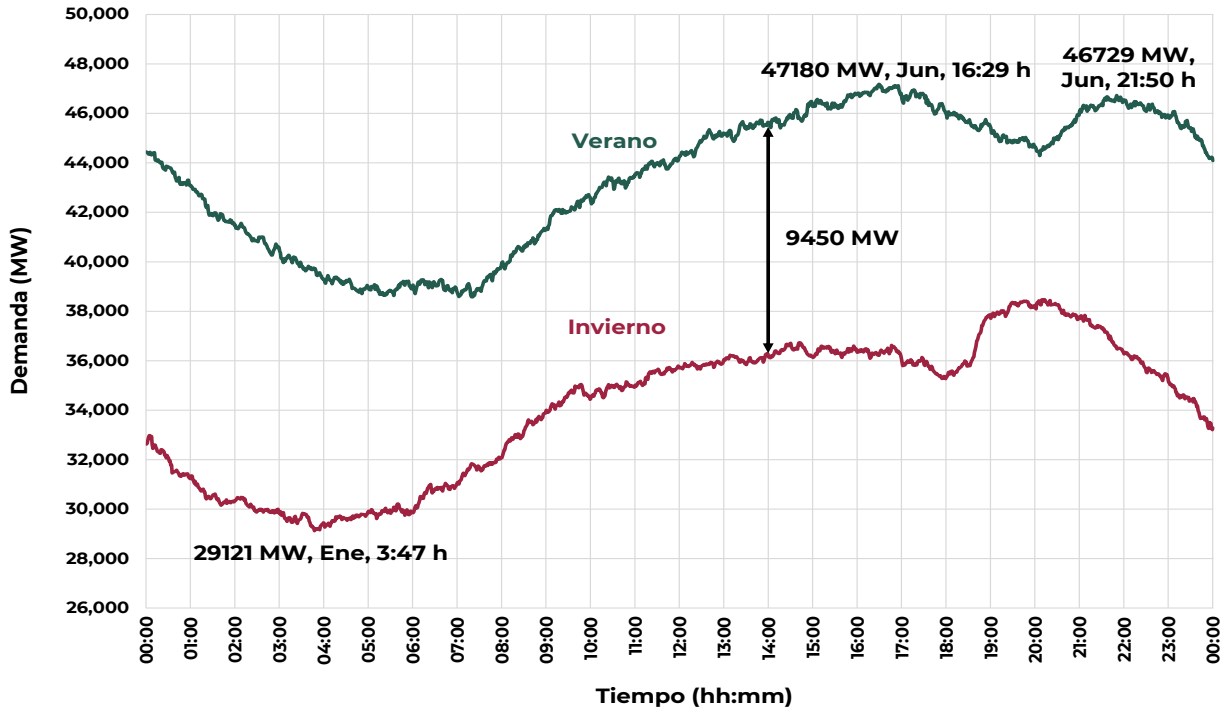
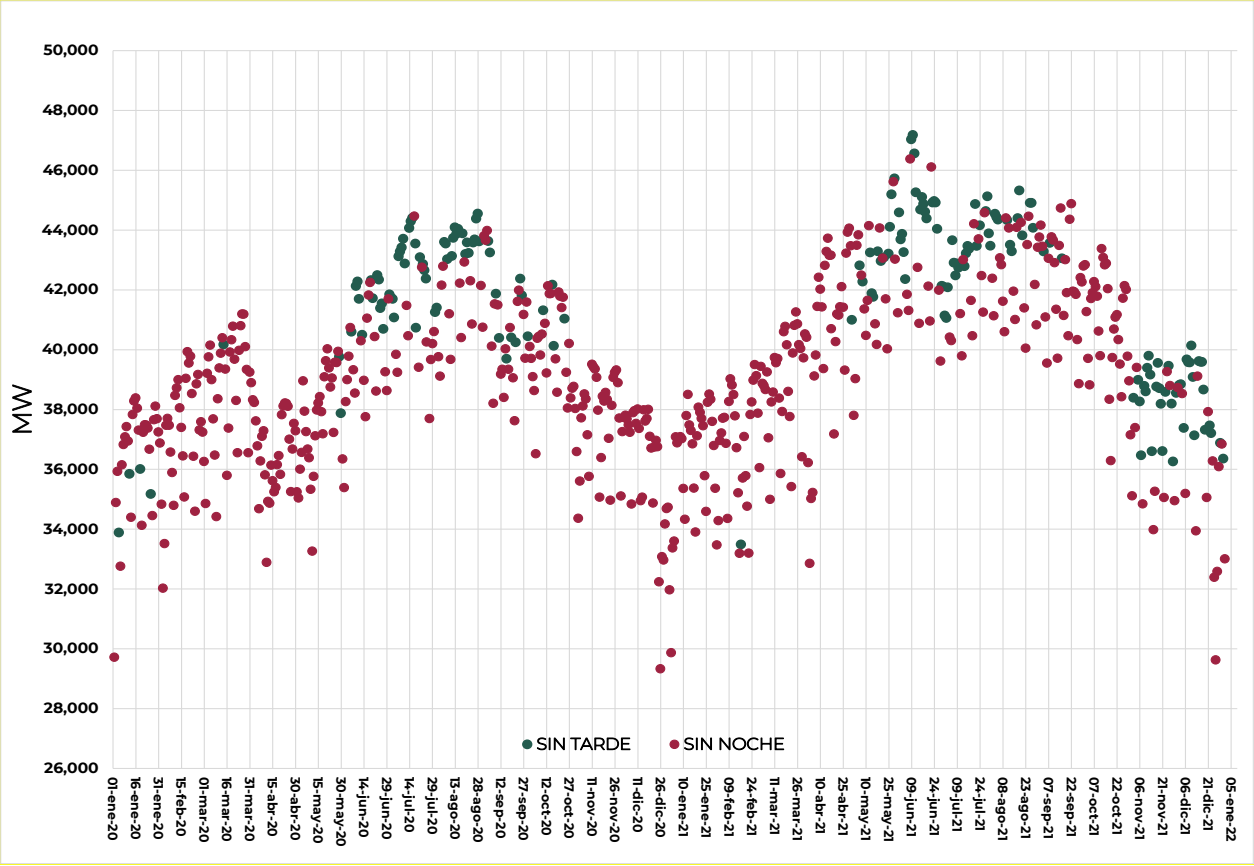


Figura 7.2. Perfil real de la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2020-2021



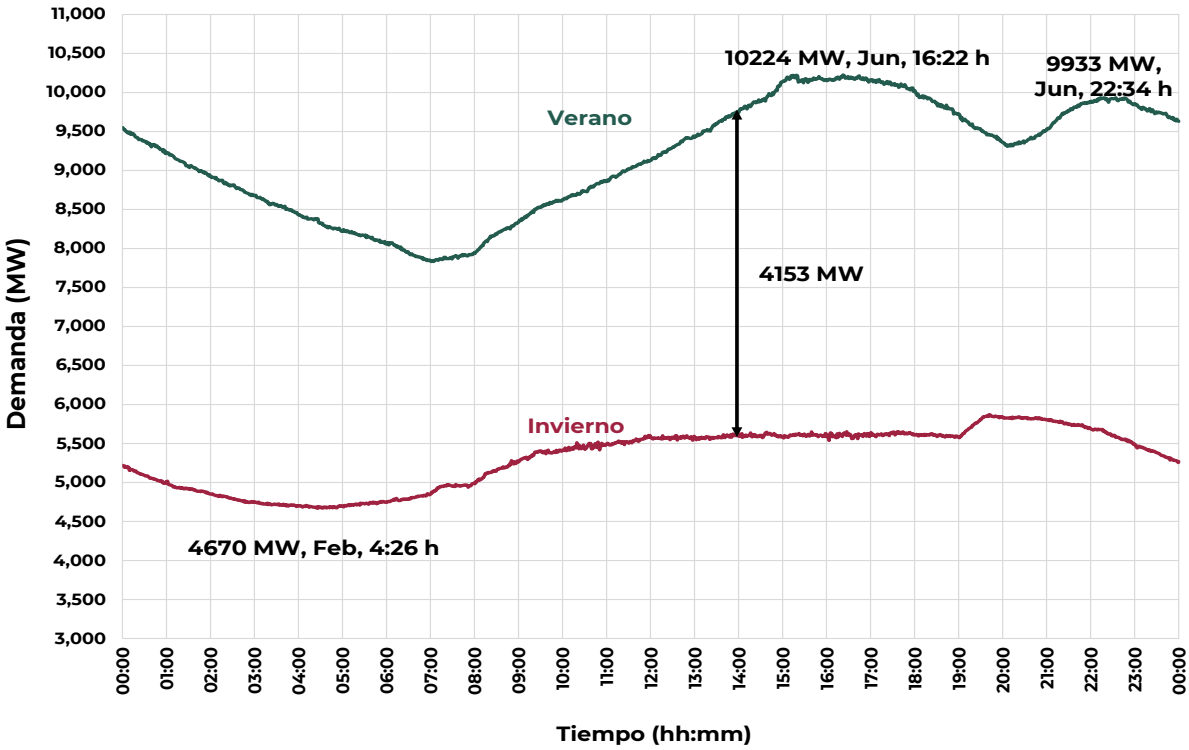
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las GCR NOR y NTE presentan un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.3. En ella se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. En el verano el pico vespertino se alcanzó a las 16:22 h, con una magnitud de 10,224 MW, superior al 2.9 % del pico nocturno.

Considerando la integración gradual de generación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia con fuente primaria solar principalmente en las GCR NOR y NTE; donde se alcanza 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 del SIN, para visualizar y solucionar los riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa, 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 Red Eléctrica de transmisión.

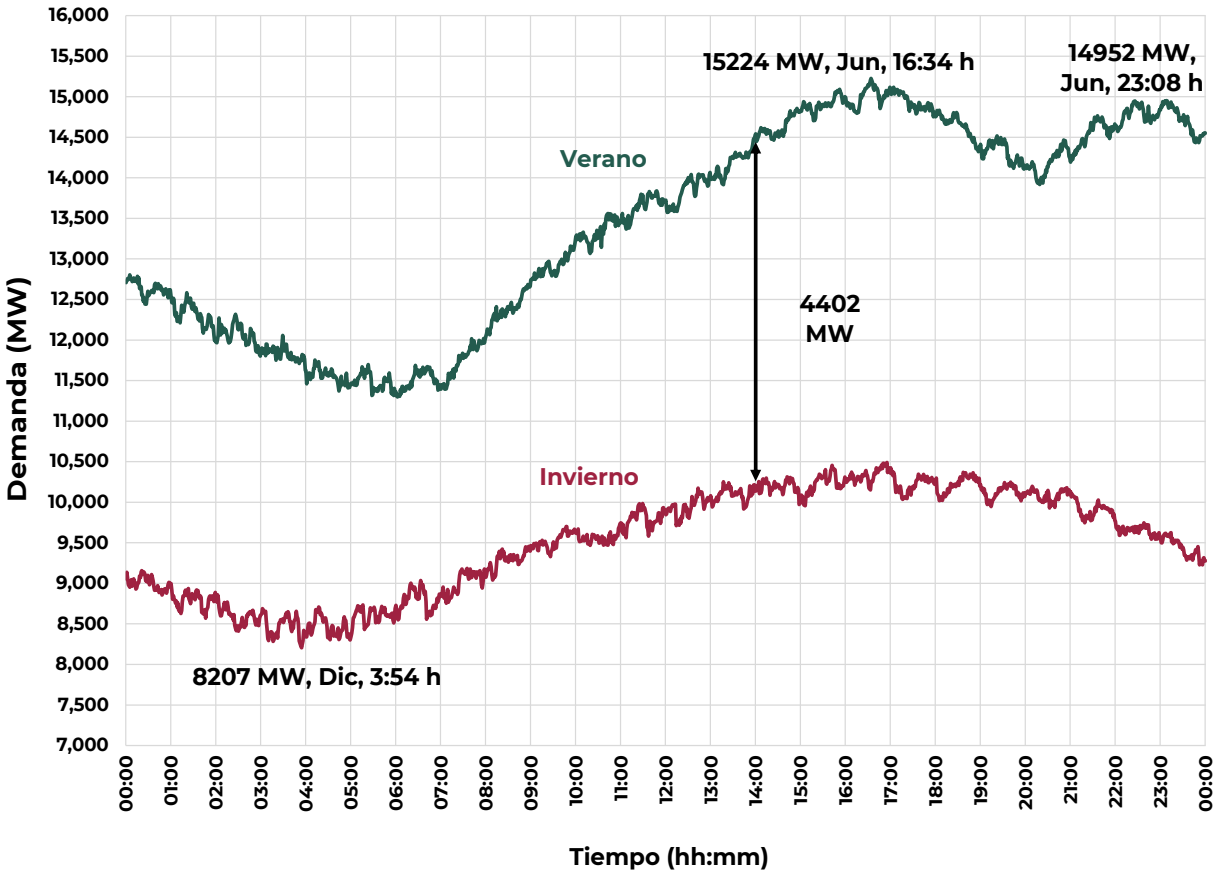
Figura 7.3. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2021



Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Norte y Noreste

La demanda máxima coincidente de las GCR NTE y NES al igual que el punto anterior presenta un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.4; también se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. En el verano el pico vespertino se alcanzó a las 16:34 h, con una magnitud de 15,224 MW, ligeramente superior en 1.8 % al pico nocturno. El rizado que se observa se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico en la GCR NES.

Figura 7.4. Perfil real de la demanda del Norte + Noreste en el verano e invierno de 2021



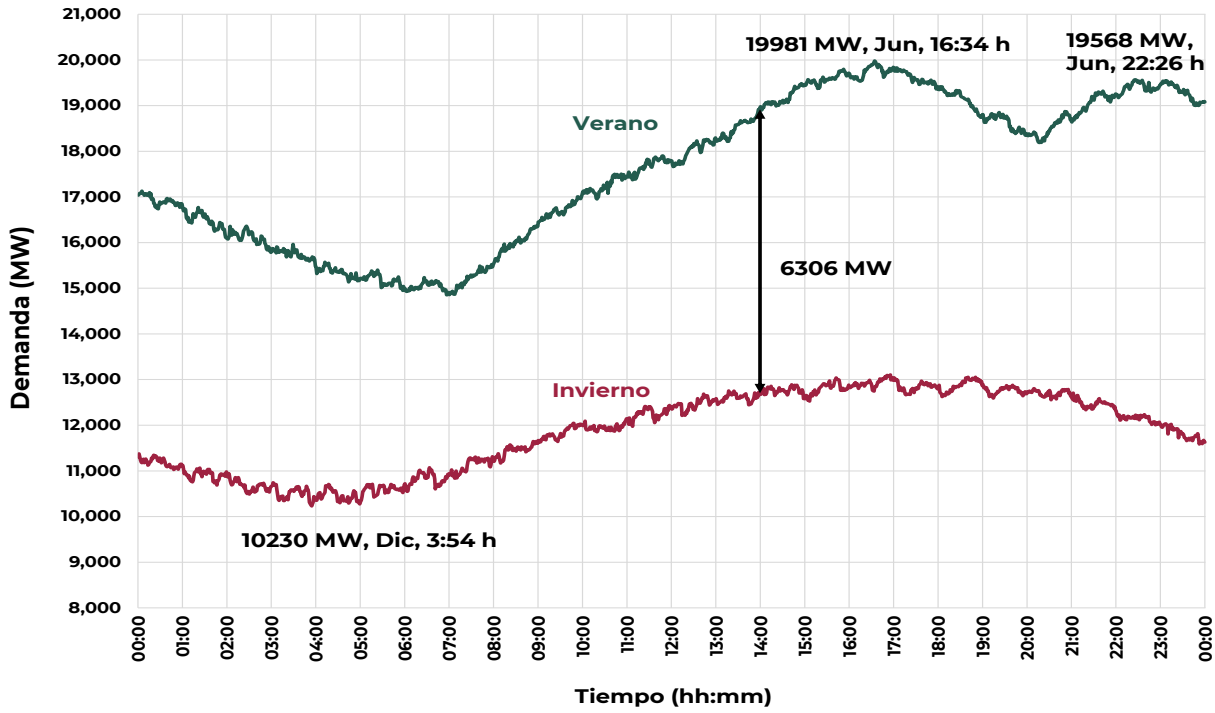
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste

Similar al periodo mencionado en los dos puntos anteriores, en la figura 7.5 se 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 por la tarde, a las 16:34 h, con una magnitud de 19,981 MW, ligeramente superior al pico nocturno, que alcanzó 19,568 MW a las 22:26 h. El rizado que presenta la curva horaria, como se describió en el punto anterior, se debe al comportamiento intermitente del tipo de carga en la GCR NES, ver figura 7.5.

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 Red Eléctrica de transmisión, en la carga de los transformadores y en la regulación de tensión principalmente, con sus riesgos en el Control Operativo. Del análisis correspondiente se derivarán los escenarios para evaluar las necesidades de infraestructura de la RNT y las RGD del MEM, así como, requerimientos de características flexibles en las Centrales Eléctricas y posibles necesidades de almacenamiento que se vayan incorporando al SIN.

Figura 7.5. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte + Noreste en el verano e invierno de 2021



Demanda máxima de verano en los Sistemas Interconectados Baja California, Baja California Sur y Mulegé

La operación característica de la región peninsular muestra que la demanda máxima instantánea de verano de los SIBC, SIBCS y SIM, se presentó en el mes de agosto entre las 15:00 y 17:00 h.

En 2021 la demanda máxima de verano del SIBC fue en agosto, con una magnitud de 3,245 MW, a las 16:16 h, como se observa en la figura 7.6.

En la figura 7.7 se muestra el comportamiento de la demanda de verano del SIBCS, que ocurrió en agosto a las 16:44 h, con un valor de 564 MW.

La demanda máxima en verano, del SIM, fue de 32 MW en agosto a las 15:41 h, como se puede ver en la figura 7.8.

Figura 7.6. Perfil real de la demanda de SIBC en el verano e invierno de 2021

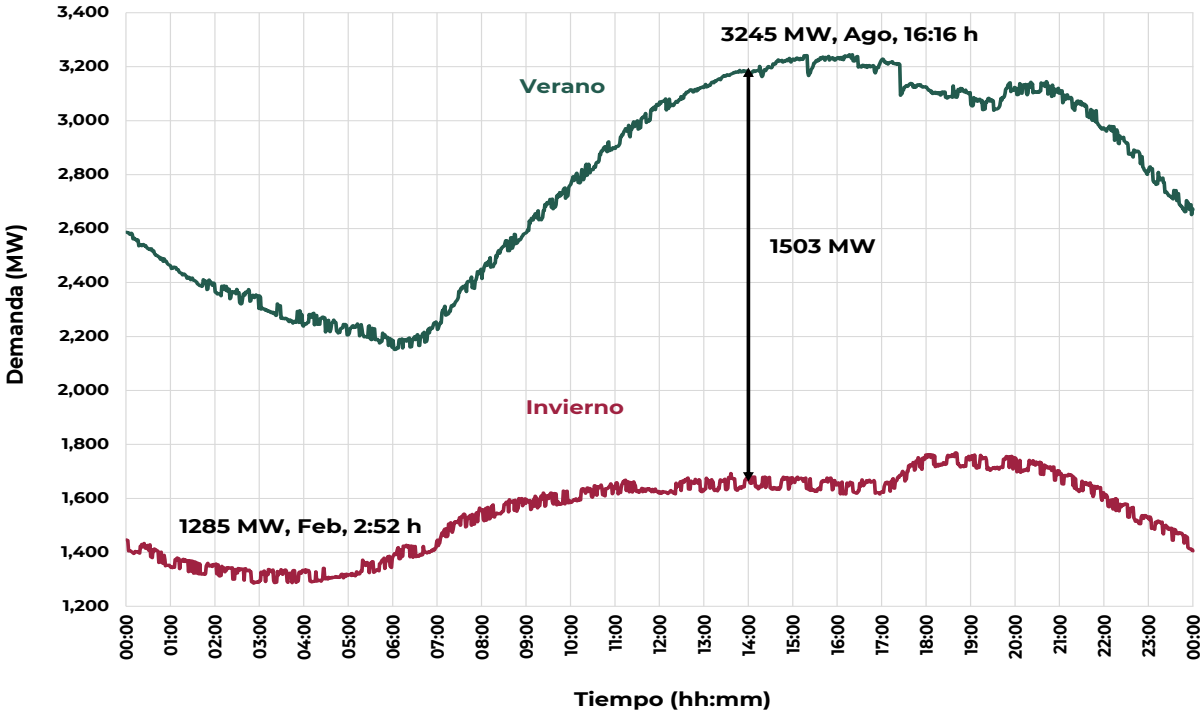


Figura 7.7. Perfil real de la demanda de SIBCS en el verano e invierno de 2021

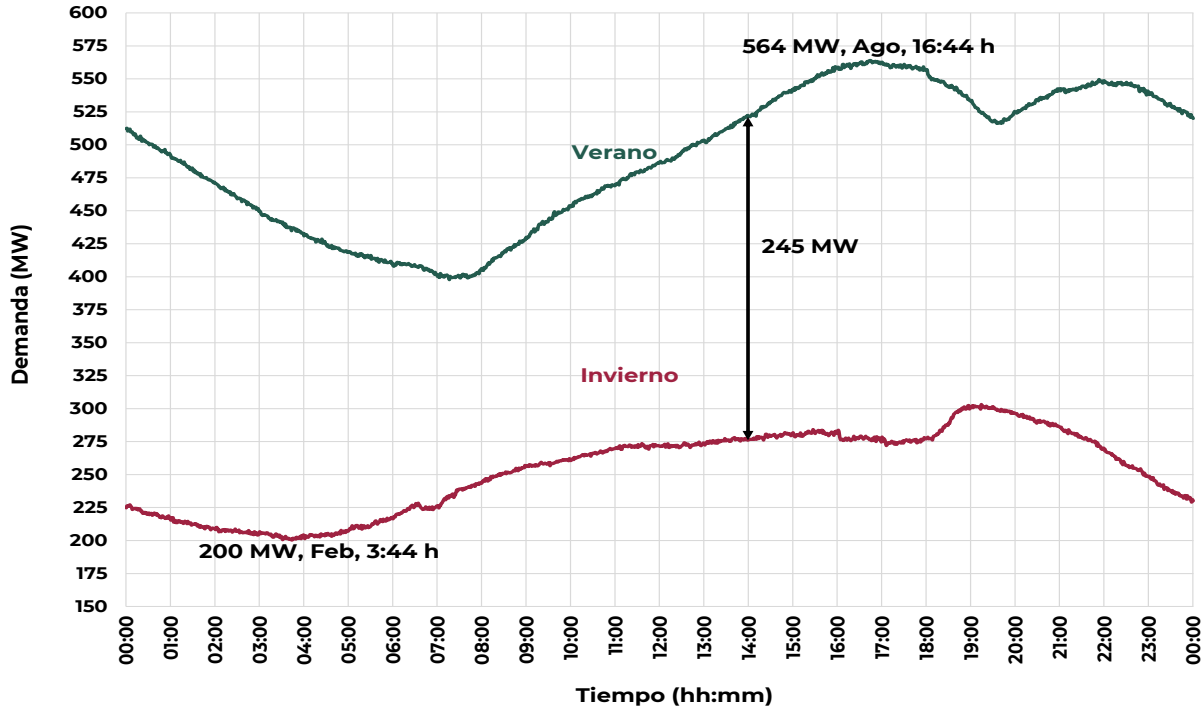
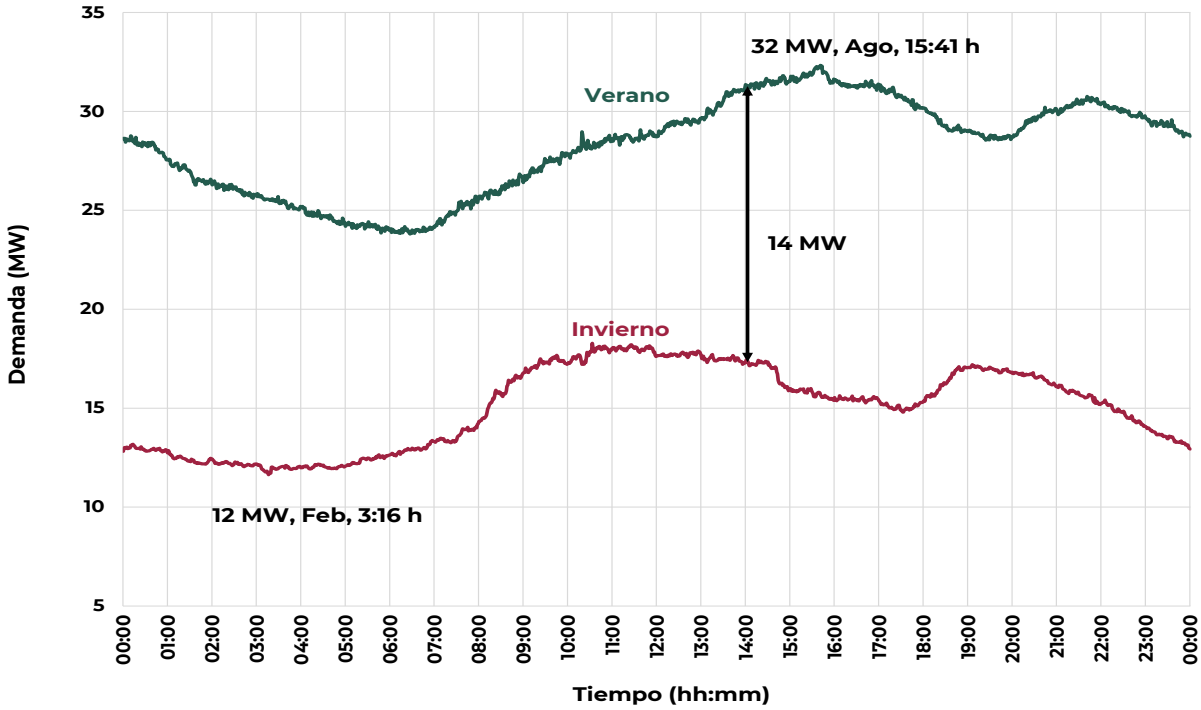


Figura 7.8. Perfil real de la demanda de SIM en el verano e invierno de 2021



Demanda máxima de invierno

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, pero desde el año 2018 la demanda máxima anual se recorrió para el mes de marzo, debido a la incorporación de la zona Lázaro Cárdenas que antes estaba integrada a la GCR OCC; la demanda de la GCR CEL representa el 17.3% de la demanda máxima integrada del SIN. Estadísticamente 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 voltaje. Para este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de voltaje 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 en trazo color vino se presenta el perfil de la demanda del SIN en invierno 2021; se observa que en la época invernal la demanda máxima instantánea ocurrió a las 20:12 h.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2021 se presentó alrededor de las 3:47 h. 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 alto voltaje; en otras zonas se pudieran presentar altas

transferencias de potencia 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. En la figura 7.1, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 29,121 MW, que representan el 61.7 % de la demanda máxima de verano.

Demanda media de invierno

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.

A nivel SIN en el 2021 se presentó una reducción en la demanda de 9,450 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h, como se muestra en la figura 7.1.

Para las tres GCR del norte dicha reducción entre la demanda de verano e invierno de las 14:00 h, fue de 6,306 MW como se muestra en la figura 7.5.

El mismo comportamiento se presentó en los SIBC, SIBCS y SIM, con reducciones de 1,503 MW, 245 MW y 14 MW, como se ilustra en las figuras 7.6, 7.7 y 7.8.

Comportamiento de las GCR Noroeste, Norte y Noreste en demanda máxima instantánea del SIN

La figura 7.9 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del norte del país coincidente con la demanda máxima diaria del SIN. Al igual que el SIN, la demanda máxima es en verano en horario de la tarde 16-17 h. El valor máximo coincidente de las tres GCR, para una demanda máxima instantánea del SIN se presenta el 15 de junio de 2021, esto es la siguiente semana a la demanda máxima del SIN.

Comportamiento de las GCR Central, Oriental, Occidental y Peninsular en demanda máxima instantánea del SIN

La figura 7.10 muestra el comportamiento de la demanda de las GCR del occidente al sur del país coincidente con la demanda máxima diaria del SIN. Se observa un comportamiento menos estacional que las GCR del norte, es decir el factor de carga de estas es más alto.

Figura 7.9. Perfil real del norte país en la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2020-2021

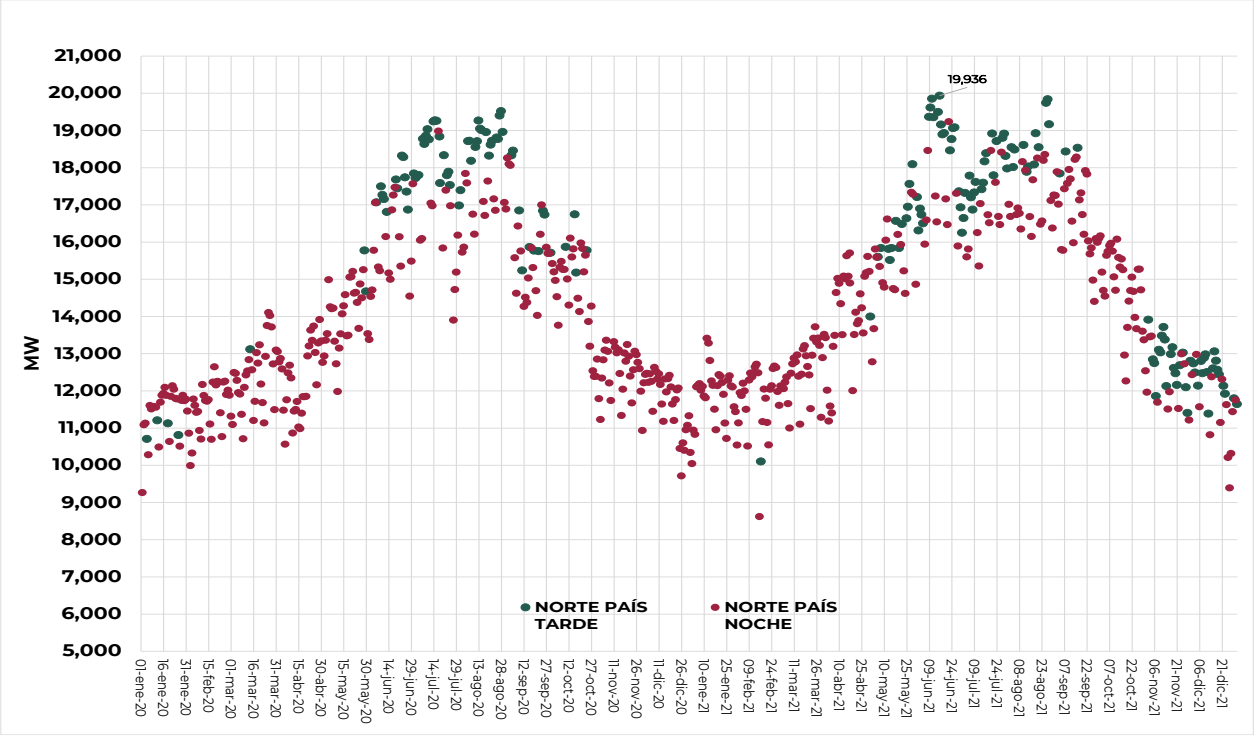
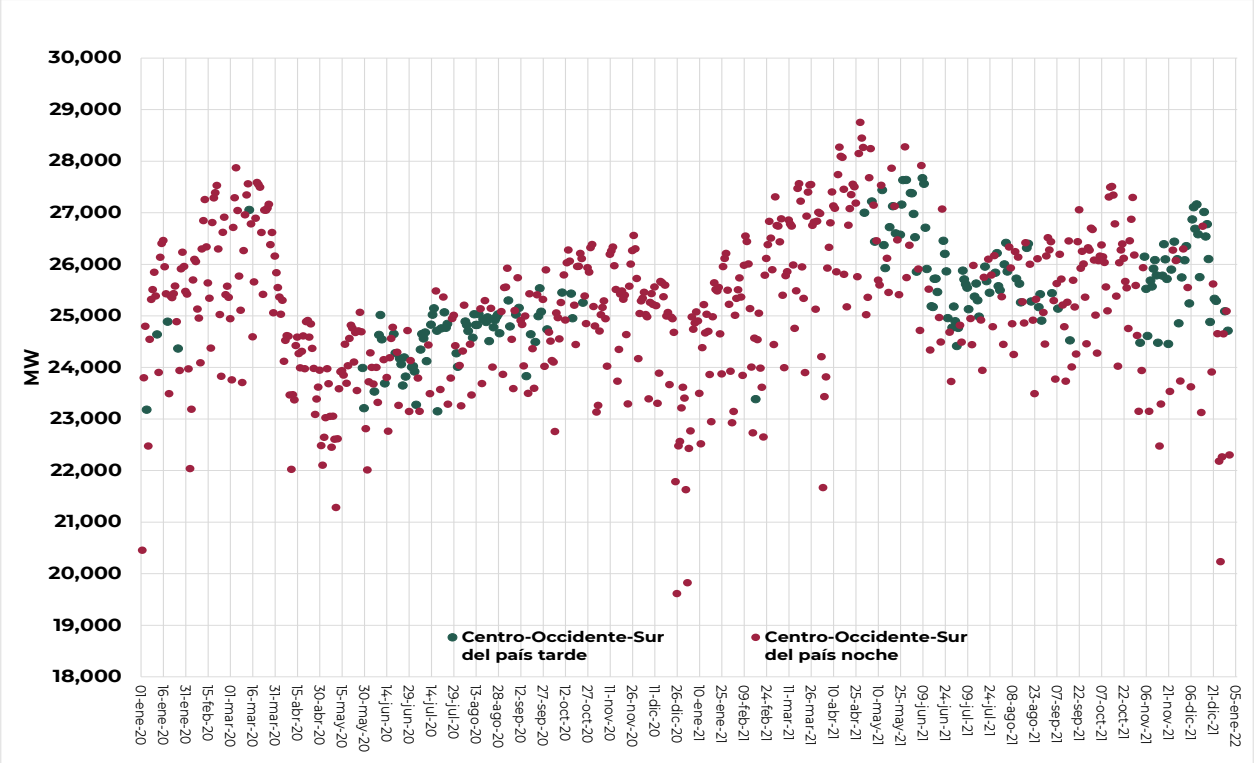


Figura 7.10. Perfil real del occidente al sur país en la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2020-2021



8

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

VIII. 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

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 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 en el mediano plazo.

De 2015 a 2021, la SENER han autorizado 184 proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT, en donde 183 proyectos fueron instruidos a CFE Transmisión.

Del total de proyectos instruidos a CFE Transmisión, 3 de ellos se encuentran cancelados y 5 proyectos están pausados o por cancelar.

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 enero de 2022, CENACE llevó a cabo una actualización de la priorización de los 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 (por parte de

CFE), de agrupar los instruidos como son de compensación reactiva capacitiva, a fin realizar su proceso de licitación de una forma más eficiente.

En el cuadro 8.1.1 se presentan los proyectos instruidos de ampliación y modernización de la RNT que están terminados y en proceso constructivo.

En el cuadro 8.1.2 se muestran los proyectos instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional. Adicionalmente, en el cuadro 8.1.3 se indican los proyectos instruidos que cuentan con recursos asignados vía PIDIREGAS asignados en Presupuesto de Egreso de la Federación (PEF) 2021 y 2022.

Consecutivamente, en el cuadro 8.1.4 se presenta el orden de prioridad del resto de proyectos que no han iniciado su proceso constructivo o están en análisis por parte de CFE.

Posteriormente, en el cuadro 8.1.5 se identifican los proyectos cancelados y pausados de Ampliación y Modernización de la RNT.

Finalmente, en el cuadro 8.1.6 se identifican los proyectos instruidos que incluyen tecnología de REI en su alcance de obras.

En los cuadros mencionados, se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión en el primer trimestre de 2022 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”.

Los modelos de planeación del CENACE consideran la fecha de entrada en operación factible estimada por CFE Transmisión en su “Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT” enviado al CENACE.

Cuadro 8.1.1. Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT instruidos por la SENER terminados y en proceso de construcción.

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Terminado	Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13-feb-20	100	2017
Terminado	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30-dic-19	100	2017
Terminado	Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09-feb-21	100	2018
Terminado	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09-jun-21	100	2018
Terminado	El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17-dic-19	100	2017
Terminado	Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22-dic-21	100	2018
En construcción	Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	oct-22	34	2016 y 2017
En construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	sep-23	28	2017
En construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	42	2017
En construcción	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	dic-23	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales	2018
En construcción	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	ago-22	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales	2018
En construcción	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	dic-22	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales	2018
En construcción	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	dic-22	37	2018
En construcción	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	10	2018
En construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	dic-23	17	2018
En construcción	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	dic-22	21	2018
En construcción	Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	dic-22	7	2017
En construcción	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	dic-22	29	2018
En construcción	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	dic-22	35	2018
En construcción	Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	dic-22	27	2018
En construcción	Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	nov-22	25	2017

Cuadro 8.1.2. 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.

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
ES1	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	ene-23	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021
ES2	Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC	oct-23	ago-23	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021
ES3	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	dic-22	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021
ES4	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	ago-23	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021
ES5	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	ago-23	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021
ES6	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	ago-23	Recursos asignados, en etapa de actividades y estudios previos	2021

Cuadro 8.1.3. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos PIDIREGAS

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
PIDIREGAS	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	abr-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2018
PIDIREGAS	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	jul-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2015 y 2018
PIDIREGAS	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2018
PIDIREGAS	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	sep-23	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2018
PIDIREGAS	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	nov-23	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2018

... Continuación

Cuadro 8.1.3. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos PIDIREGAS

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
PIDIREGAS	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	jul-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2018
PIDIREGAS	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	abr-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.	2019
PIDIREGAS	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	dic-23	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.	2019
PIDIREGAS	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	dic-23	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.	2021 (febrero)
PIDIREGAS	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	jul-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.	2019
PIDIREGAS	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	abr-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.	2021 (julio)

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
1	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	sep-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2016
2	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	ago-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
3	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	abr-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
4	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
5	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	sep-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
6	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	ago-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2018
7	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	dic-29	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
8	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
9	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
10	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
11	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	ene-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2018
12	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	may-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2015
13	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	jul-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2017
14	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	ago-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
15	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	jun-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2018

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
16	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	ago-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
17	Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	feb-24	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2016 y 2017
18	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2016 y 2017
19	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
21	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	ago-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
22	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	may-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2015
23	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	abr-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
24	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
25	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
26	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
27	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
28	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-26	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
29	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
30	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-24	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
31	Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
32	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-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
33	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
34	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
35	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	feb-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2015 y 2018
36	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	ago-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
37	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	sep-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2018
38	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	nov-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
39	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
40	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
41	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-26	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
42	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
43	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	abr-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
44	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
45	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
46	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	jul-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2017
47	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
48	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
49	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-24	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
50	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
51	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	abr-26	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
52	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
53	Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
54	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
55	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	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
56	Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
57	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-26	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
58	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
59	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-24	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
60	Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
61	Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-24	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
62	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
63	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	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
64	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
65	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
66	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
67	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
68	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
69	Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
70	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
71	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
72	Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
73	Incremento de capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
74	Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
75	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
76	Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	ago-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
77	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
78	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	nov-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
79	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
80	Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	sep-24	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
81	Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-24	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
82	Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	may-24	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
83	Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	ago-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2018
84	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	dic-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
85	Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	ago-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
86	Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
87	Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
88	Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	ago-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
89	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
90	Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	sep-25	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
91	Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-24	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
92	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
93	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
94	Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	ago-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
95	Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	abr-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2021 (febrero)
96	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
97	Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	abr-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2021 (febrero)
98	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	ago-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
99	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	ago-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
100	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
101	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
102	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
103	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
104	Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
105	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-31	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
106	Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	abr-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
107	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
108	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
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-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
110	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	ago-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
111	Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
112	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	oct-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
113	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
114	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	ago-25	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2018
115	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-24	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
116	Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
117	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
118	Modernización de la Red Eléctrica de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
119	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
120	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
121	Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
122	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-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
123	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	may-24	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2019
124	Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
125	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-26	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE	2017
126	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	dic-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
127	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-28	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)

... Continuación

Cuadro 8.1.4. Prioridad de Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER a CFE Transmisión

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
128	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
129	Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)

Cuadro 8.1.5. 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

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Pausado	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	-	Proyecto pausado	2016
Pausado	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	-	Proyecto pausado	2016 y 2018
Pausado	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	may-21	-	Proyecto pausado	2017
Pausado	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	abr-22	-	Proyecto pausado	2017
Requiere cancelación	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	-	-	Proyecto reemplazado por instruido P15-PE1 "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II"	2018
Requiere cancelación	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	-	Proyecto reemplazado por instruido P21-OR2 "Suministro de Energia en Morelos"	2018
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	-	2015
Cancelado	Interconexión Baja California – SIN /1	P16-BCI	-	-	-	2016
Cancelado	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015
Cancelado	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	Proyecto reemplazado por instruido P18-OR1 "Suministro de Energia en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz"	2015 y 2016

/1 Proyecto instruido en 2016 y licitación por SENER.

Cuadro 8.1.6. Identificación de los Proyectos de Red Eléctrica Inteligente instruidos por la SENER

Prioridad	Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
				Fecha Factible de Término	Estatus	
En construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	42	2017
PIDIREGAS	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	abr-24	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.	2021 (julio)
4	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-23	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución	2019
21	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	ago-27	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (julio)
33	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
93	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)
96	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-26	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE	2021 (febrero)

Impacto en la GCR Central

- **Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya**

El proyecto "Atlacomulco Potencia – Almoloya (tendido del segundo circuito)" con PEM M15-CE2, fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 para reforzar el suministro de la región poniente del Estado de México que es dependiente de los Corredores de transmisión Palizada – Yebucibí – Atlacomulco Potencia y Jilotepec – San Sebastián – Atlacomulco en el nivel de tensión de 115 kV.

La finalidad del proyecto es garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de las zonas de distribución Atlacomulco y Valle de Bravo, 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 2018 por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en abril de 2021.

Sin embargo, recientemente la CFE reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta diciembre de 2022, según lo comunicado, lo cual se prevé impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

Actualmente el suministro de energía eléctrica hacia las zonas Atlacomulco y Valle de Bravo está soportado por dos SE de la Red Eléctrica troncal de 400 kV y dos en el nivel de 230 kV. En la zona Valle de Bravo se cuenta con dos transformadores de relación 400/115 kV instalados en la SE Donato Guerra y en la zona Atlacomulco se tiene instalado un transformador de 400/115 kV ubicado en la SE Atlacomulco Potencia y un autotransformador adicional en la SE Jilotepec Potencia. de relación 230/115 kV, finalmente, de menor soporte al suministro se tiene la SE Nochistongo con un autotransformador de relación 230/115 kV.

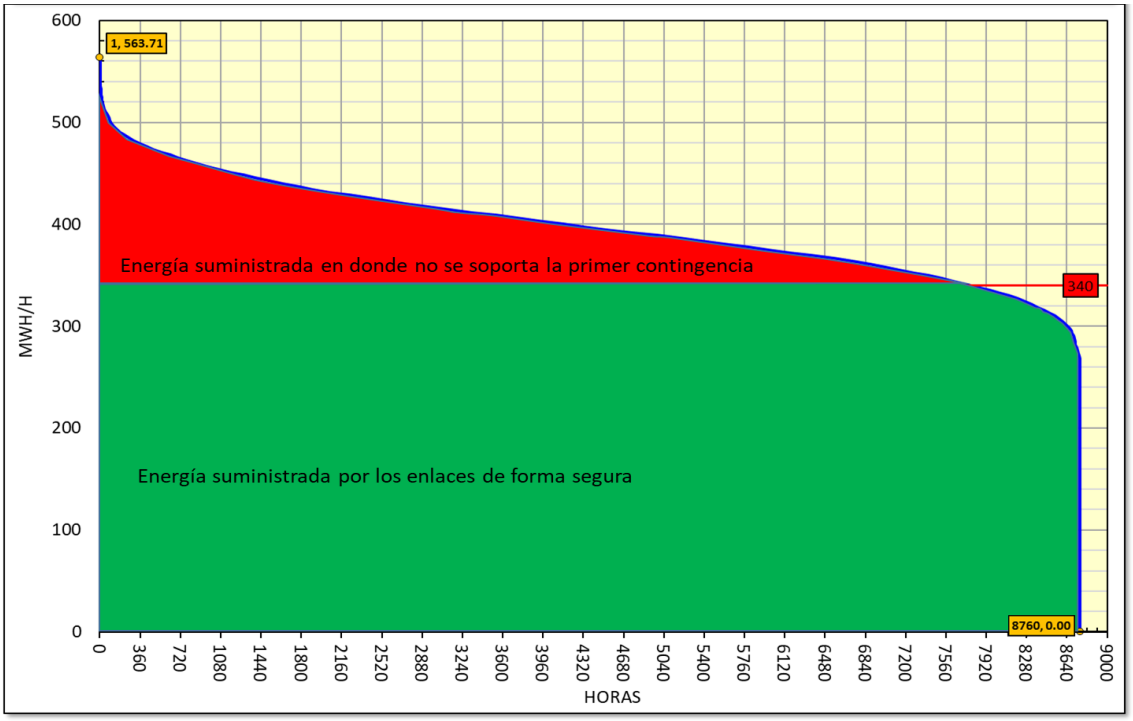
Se ha identificado que, durante las condiciones de demandas media y máxima, en la zona poniente del Estado de México y ante la eventual contingencia sencilla de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20) de la Red Eléctrica troncal de 400 kV, se presentarían bajos voltajes no operables por debajo de 100 kV en las zonas Atlacomulco y Valle de Bravo en la Red Eléctrica de 115 kV, además de sobrecarga del circuito San Sebastián – Jilotepec (73680) de 68.5% por arriba de su Límite Operativo.

Por lo anterior, ante contingencia, las LT de 115 kV, asociadas a las Zonas Atlacomulco y Valle de Bravo, son susceptibles a problemáticas control de voltaje y saturación de circuitos en 115 kV que ponen en riesgo la continuidad y calidad del suministro. Esto puede representar afectaciones de cargas del tipo industrial, comercial y residencial, que en su conjunto representa cerca del 6.0% del consumo de energía de la Red Eléctrica asociada al ámbito de la GCR Central con un monto de demanda eléctrica que llega a los 522 MW.

Al diferirse el proyecto instruido hasta diciembre de 2022, se podrán presentar cortes del suministro de energía eléctrica en la zona Atlacomulco, ante la eventual salida de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20).

En la figura 8.2.1 se muestra la curva de duración de la carga suministrada durante 2021 por los equipos de transformación en 400/115 kV de las SE Atlacomulco Potencia y Donato Guerra y los equipos de transformación en 230/115 kV en Jilotepec Potencia, así como de Nochistongo durante 2021, en donde se observa que, en aproximadamente 7,790 horas lo que equivale al 90% del tiempo, se operó en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de transmisión de la Red Eléctrica asociada superó los 340 MW.

Figura 8.2.1. Curva de duración de la energía suministrada por los equipos de transformación de Atlacomulco Potencia, Donato Guerra, Jilotepec Potencia y Nochistongo en el año 2021



- **Kilómetro 110 - Tulancingo**

El proyecto "LT Kilómetro 110- Tulancingo" con PEM P16-CE1 fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 para reforzar el suministro de parte de la demanda del Sistema Eléctrico de la Zona Tulancingo que está alimentado en el nivel de tensión de 85 kV a través de las SE Tulancingo (TLG) y Valle Tulancingo (VTU).

La propuesta tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión y atender el crecimiento futuro de la demanda en la zona Tulancingo. Este proyecto fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en septiembre de 2019.

Se han realizado actualizaciones en su Fecha de Entrada en Operación Factible, en la última versión por parte de CFE se estima su entrada en operación, para abril de 2025, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que tiene las autorizaciones de CFE, sin embargo, aún está pendiente la asignación de recursos.

La zona de distribución Tulancingo a cargo de la CFE, no tiene registros legales de la antigüedad operativa de las LT en 85 kV, solo datos como el año de fabricación de algunos aisladores o postes de las LT Tulancingo – Parque Industrial Reforma (73T20) y Kilómetro 110 - Tulancingo (73T30), pero son variables y oscilan entre los años 1966 y 1973. Esto representa que las LT antes citadas llevan un tiempo de servicio promedio de 50 años. El tiempo de exposición de los elementos de las LT a condiciones de intemperie implica que su capacidad de transmisión sea reducida por corrosión, puntos calientes, estructuras debilitadas, reparaciones en conductores, entre otras razones.

Como una estrategia operativa de mitigación para evitar sobrecargas de las LT existentes, en la actualidad la SE Tulancingo está operando con el interruptor de amarre abierto, por lo que la LT en 85 kV Kilómetro 110 - Tulancingo (73T30) se encuentra operando en forma radial desde la SE Kilómetro 110. En caso de que el interruptor

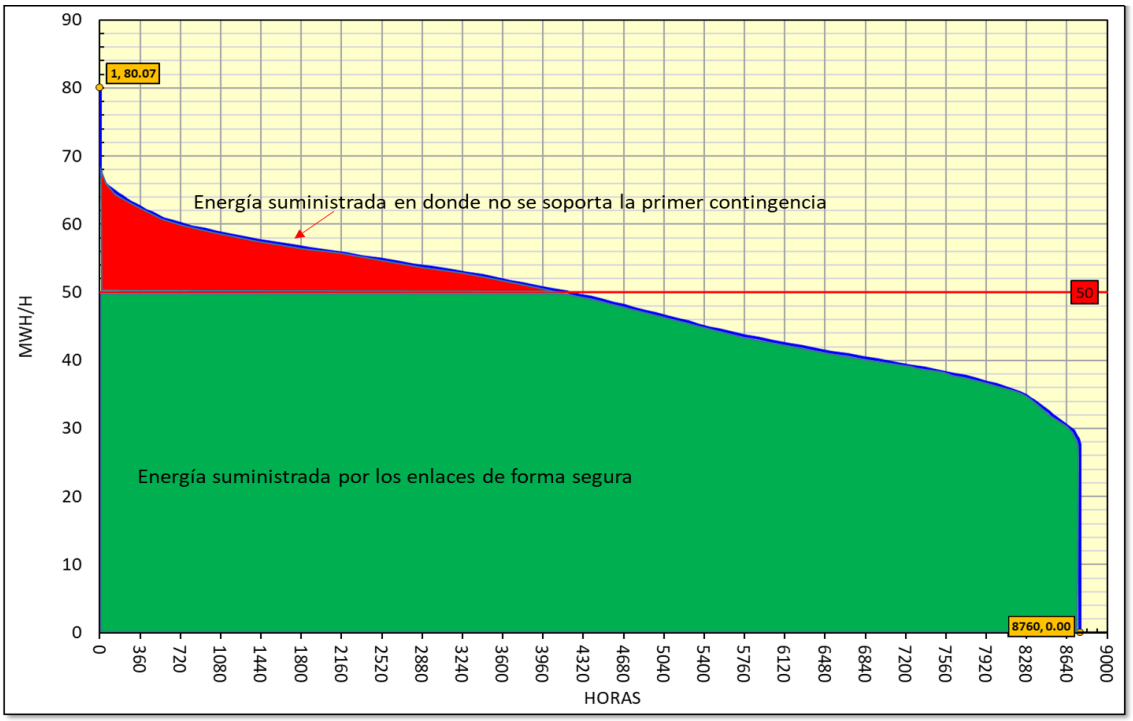
de amarre en Tulancingo estuviera cerrado y se presentará la contingencia en la línea Kilómetro 110 – Valle Tulancingo (73T40) en condiciones de demanda máxima se excederá el Límite Operativo de 50 MVA (Límite Operativo) de la línea Kilómetro 110 – Tulancingo (73T30) con sobrecargas superiores a un 20%. Por tanto, ante contingencia sencilla no se puede soportar la carga de las SE Tulancingo y Valle Tulancingo con una posible afectación del suministro de energía eléctrica a aproximadamente 75,000 usuarios.

Esta acción operativa de mitigación ante la eventual falla se ha implementado desde finales del 2011, con la operación normalmente abierta del interruptor de amarre (79890) en la SE Tulancingo. Sin embargo, la condición adecuada de operación es que se opere con el interruptor cerrado como ocurría en años previos, lo cual permite lograr la Confiabilidad requerida en el sistema eléctrico ante contingencia sencilla evitando cortes del suministro en la zona.

Al diferirse el proyecto instruido hasta abril de 2025, se seguirá operando con el interruptor de amarre (79890) abierto en la SE Tulancingo, al mantener esta condición operativa de operar con circuitos radiales se presentarán voltajes bajos (detrimento de la Calidad del suministro) debido al incremento en la demanda en la zona en los años subsecuentes y ante la contingencia sencilla se tendrá afectaciones del suministro de energía eléctrica.

En la figura 8.2.2 se muestra la curva de duración de carga suministrada por las LT Kilómetro 110-73T30-Tulancingo y Kilómetro 110-73T40-Valle Tulancingo durante el año 2021 (valores históricos), en donde se observa que en aproximadamente 4,180 horas que corresponde en aproximadamente a la mitad del año, se opera en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de potencia eléctrica de la LT que interconectan el Corredor Kilómetro 110 – Tulancingo excede los 50 MVA.

Figura 8.2.2. Curva de duración de la energía suministrada por las líneas de transmisión Kilómetro 110 73T30 Tulancingo y Kilómetro 110 73T40 Valle Tulancingo en 2021



- **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 Sistema Eléctrico Nacional.

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 mayo de 2026, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que se tienen las autorizaciones de CFE, sin embargo, está pendiente la asignación de recursos.

El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango en 85 kV está soportado por tres SE 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 permite el 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 consumo 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 consumo del Corredor Remedios – Atenco de 230 kV pertenecientes a la zona de distribución Toluca.

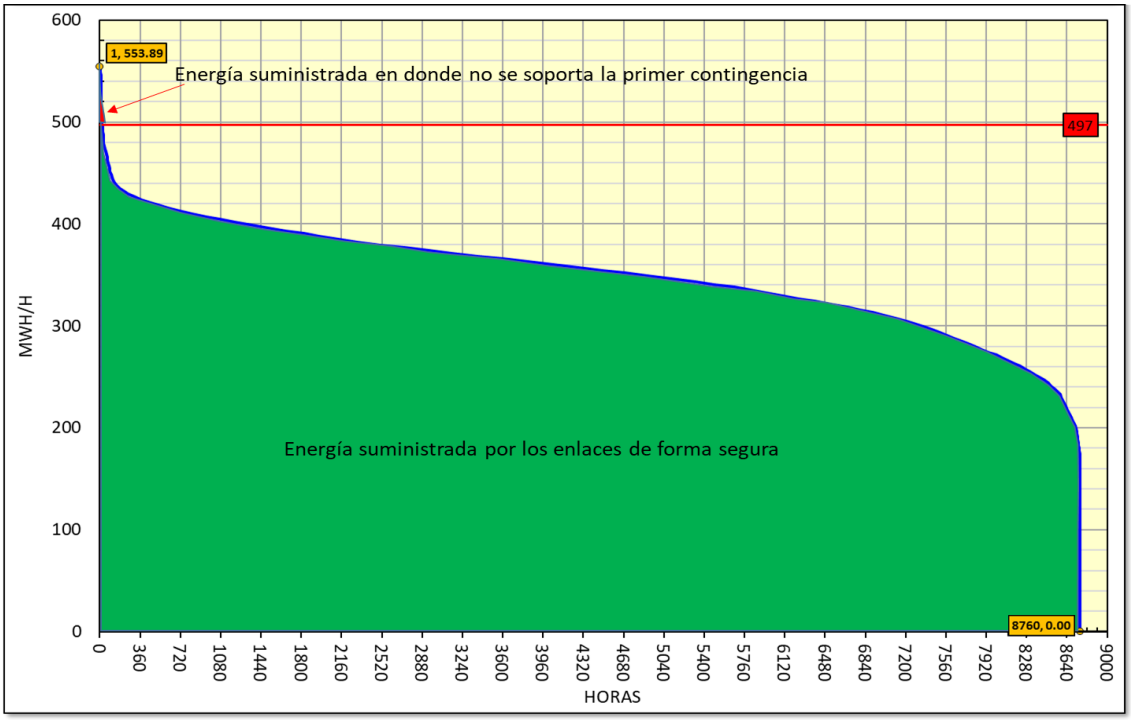
Debido al crecimiento natural de la demanda en la zona de Toluca y Tenango, en la figura 8.2.3 se observa la curva de duración del flujo de las LT Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93710 – Deportiva que, de acuerdo con registros históricos del 2021, se superó el límite de 497 MW, esto es debido a que el conductor del circuito Deportiva - Toluca (93710) no cuenta con la capacidad suficiente para soportar la contingencia sencilla durante la demanda máxima de la zona. Adicionalmente, se espera en el corto plazo que 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.

Por lo anterior, se ha propuesto el proyecto para aumentar de capacidad de transmisión y atender el crecimiento de la demanda de la zona Toluca y Tenango, el cual ya fue instruido.

Al diferirse el proyecto hasta mayo de 2026, se corre el riego de la afectación de altos montos 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 cargas del tipo industrial, comercial, residencial.

En la figura 8.2.3, se observa que, en el año 2021, durante 21 horas del año (aproximadamente), se operó en Estado Operativo de Alerta, debido a que el flujo de transmisión de la Red Eléctrica asociada superó los 497 MW, por lo que se espera mayor afectación conforme se difiera en su entrada en operación

Figura 8.2.3. Curva de duración de la energía suministrada por las líneas de transmisión Atenco – 93490 – Bernabé y Toluca – 93710 – Deportiva en el año 2021



Impacto en la GCR Oriental

Zona Huatulco y Costa Chica

- **Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica**

El proyecto con PEM P19-OR3 fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 para suministrar la demanda de energía eléctrica de la Zona de Huatulco y la Costa Chica de Guerrero y fue instruido por la SENER hacia la CFE Transmisión en 2019 con fecha factible de entrada en operación en marzo de 2021.

Para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2023 y de acuerdo con la última información proporcionada a CENACE, se actualiza la fecha para octubre de 2023, además informa que el proyecto tiene recursos asignados para su ejecución y se tiene previsto iniciar su construcción en 2022.

Es importante mencionar que las costas de los estados de Guerrero y Oaxaca forman parte de las Zonas de Carga Acapulco y Huatulco respectivamente. Ambas zonas dependen para su suministro de energía eléctrica de Red Eléctrica en nivel de tensión de 115 kV. Las únicas fuentes que alimentan esta Red Eléctrica son las SE Quemado, Ciénega y Juchitán II con transformación instalada de relación 230/115 kV. Sin embargo, estos puntos de alimentación se encuentran a grandes distancias de las SE ubicadas en las Zonas Acapulco y Huatulco, las cuales alimentan cargas residenciales, comerciales e industriales, centros turísticos y poblaciones como Huatulco, Puerto Escondido, Pinotepa Nacional y Ometepec.

Tomando como referencia la SE Pochutla en 115 kV cuya ubicación es el punto de interconexión de las tres fuentes mencionadas, se tiene que las SE Quemado, Juchitán II y la Ciénega se encuentran a una distancia aproximada de 394 km, 215 km y 160 km respectivamente.

Debido a las grandes distancias entre las fuentes de energía eléctrica, por definición se tiene una deficiencia de soporte de potencia reactiva que permitiría el soporte de tensión (Calidad del suministro), por lo que, ante la salida de alguna LT ya sea por falla o mantenimiento (contingencia sencilla), se presentan actualmente afectaciones del suministro derivado de la acción de esquemas automáticos de DAC como una medida emergente para preservar el funcionamiento del sistema y evitar la ocurrencia de la afectación total del servicio. debido a problemáticas por estabilidad de voltaje en la zona.

La CSS es en la Red Eléctrica de 115 kV y corresponde a la salida de la LT Quemado - Papagayo, ya que de ocurrir se forma una trayectoria radial de 360 km desde Pochutla hasta Papagayo, lo que provoca abatimientos de tensión que a su vez ocasionan afectaciones de carga en las SE de la Red Eléctrica asociada por acción del EAR.

En el año 2021 se tuvo registro que durante 8,760 horas (100% del año) se mantuvo el riesgo de afectación de carga por bajas tensiones ante contingencia sencilla de LT en 115 kV. Por lo anterior, se tienen implementados EAR, los cuales, hoy en día se observa que son insuficientes para evitar tensiones fuera de límites permisibles operativos. Por otro lado, cabe mencionar que incluso en condiciones de Red Eléctrica completa, se tienen problemas de regulación de tensión que pueden ocasionar daño a equipos que no son susceptibles a las variaciones constantes de tensión.

La ocurrencia de fallas en la Red Eléctrica de 115 kV de las zonas de Costa Chica y Huatulco es frecuente, tal como se muestra en el registro histórico del Cuadro 8.3.1. en donde se puede observar que se han presentado 408 eventos de salida de LT, de los cuales en 261 de ellos se presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica (carga) desde 2014 a 2021.

Cuadro 8.3.1. Registro histórico de eventos de disparos o salida de LT (con y sin afectación de demanda) y Energía no suministrada anual en la Costa Chica y Huatulco

Año	Número de Eventos de disparo		Energía No Suministrada (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
Total	**261**	**147**	**1,836**

De acuerdo con lo comentado previamente, para evitar la continua afectación a los usuarios se requiere la construcción de la obra "Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica", y en caso de continuar difiriéndose dicha obra, continuarán las afectaciones de carga en la Costa Chica de Guerrero y la zona Huatulco, ante contingencia sencilla de LT, aumentándose los montos de ENS derivado del crecimiento natural de la demanda, así como los problemas para controlar el nivel de tensión a valores operables, inclusive en condiciones de Red Eléctrica completa.

Finalmente, cabe mencionar que el proyecto propuesto tiene la ventaja de que no podría estar sometido a problemáticas sociales al ampliar o adquirir derechos de paso, considerando que se trata de equipos de compensación dinámica en las SE, esto reduce la posibilidad de retrasos, ya que no se deberán presentar problemas que provoquen retrasos en su construcción.

- **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 2017) para su construcción por parte de CFE.

Sin embargo., para el PAMRNT 2021-2035 CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para noviembre de 2023, y de acuerdo con la última información, su fecha factible de término se difiere hasta noviembre de 2025. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que el proyecto tiene las autorizaciones de CFE, pero aún no se le asignan recursos.

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, una restricción de transmisión se presenta en el Corredor de transmisión 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 LT que componen dicho Corredor en caso de que se presente alguna contingencia y salga de operación. De acuerdo con registros del flujo de potencia histórico en el año 2021, se puede observar que durante 2530 horas (29% del año), se mantuvo en riesgo de afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), esto representa un monto de 640,888 MWh, tal como se muestra en figura 8.3.1.

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 2021 el flujo en la compuerta se mantuvo dentro del límite, sin embargo, estuvo cerca de rebasarse en más de una ocasión, tal como se muestra en figura 8.3.2.

La importancia del Corredor de transmisión entre las regiones Coatzacoalcos y Temascal radica en que conforma uno de los enlaces principales de la región Sureste de la República Mexicana, este enlace 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 el cuadro 8.3.2.

Figura 8.3.1. Curva característica de Flujo de potencia en el Corredor de transmisión Ixtepec Potencia > Juile durante 2021

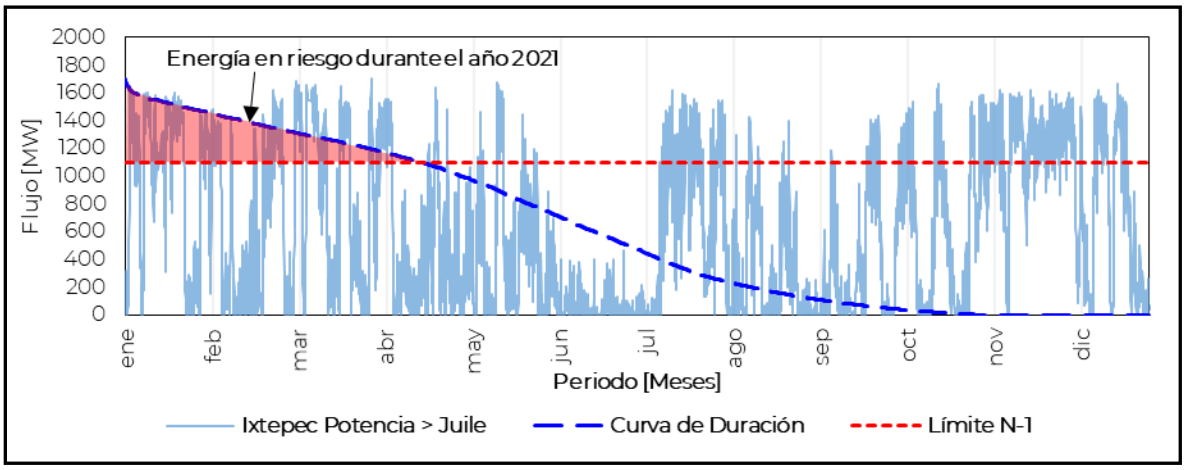
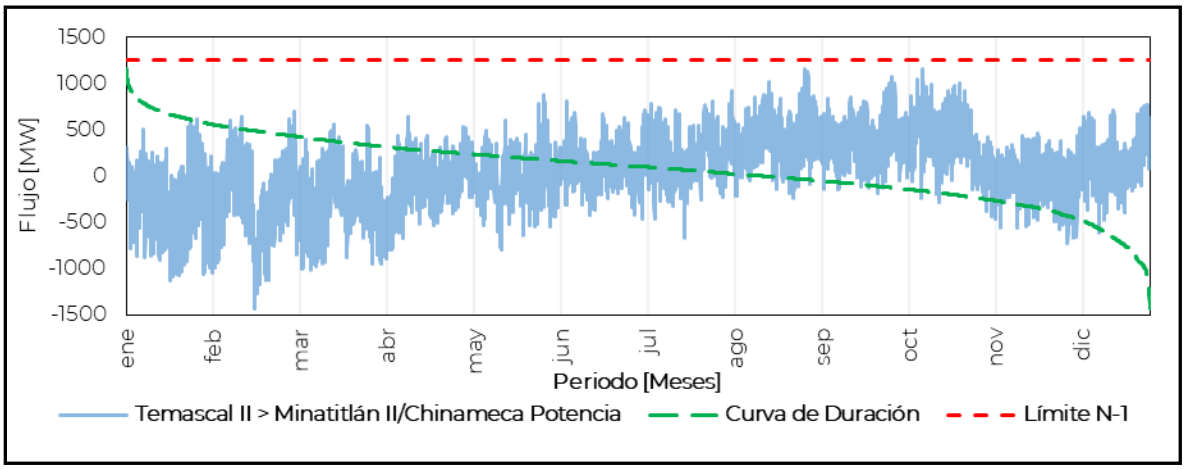


Figura 8.3.2. Curva característica de Flujo de potencia en el Corredor de transmisión Temascal II > Minatitlán II y Chinameca Potencia durante 2021



Cabe mencionar que el nivel de exigencia de la Confiabilidad en Red Eléctrica de 400 kV es mayor, debido que por medio de estos Corredores de transmisión se transportan grandes bloques de energía que permiten el suministro a extensas regiones del país.

Por lo cual, al seguir difiriendo la construcción de este proyecto se expone a los Usuarios Finales de las regiones Sureste y Centro de la República Mexicana a una pérdida de suministro de energía, o en su caso a restringir los despachos de generación que incrementarían los costos del Suministro Eléctrico en el Usuario Final, así como la exposición a daños de equipos primarios por condiciones de saturación en la Red Eléctrica.

Cuadro 8.3.2. 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
Total	**18**	**756:17:26**	**37**	**429:00:51**	**31**	**05:37:23**

- **Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas**

Este proyecto con PEM P15-OR1 fue propuesto en el PAMRNT 2015-2029 para garantizar el suministro de energía eléctrica en la región Sureste del estado de Chiapas, ya que es susceptible de presentar cortes masivos de carga ante la salida de la LT existente Angostura – Tapachula (A3T30) en 400 kV.

El alcance del proyecto consiste en realizar el tendido del segundo circuito en el Corredor existente Tapachula Potencia – Angostura que está aislado y operado en el nivel de tensión de 400 kV, con una longitud aproximada de 193 km de línea aérea, de doble conductor por fase y calibre 1113 kcmil

tipo ACSR, ya que se tiene disponible el espacio en torres para completar el segundo circuito. Además, se requiere la instalación de 3 reactores monofásicos de 25 MVAr en SE Tapachula Potencia.

En primera instancia, en agosto de 2015, la SENER instruyó a la CFE construir este proyecto considerando la fecha de Entrada en Operación Factible para octubre de 2017.

Posteriormente en 2018, la SENER realiza nuevamente la instrucción de su construcción hacia la CFE, con nueva fecha factible para diciembre de 2023, sin embargo., para el ejercicio del PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó a CENACE una Fecha de Entrada en Operación Factible para junio de 2024.

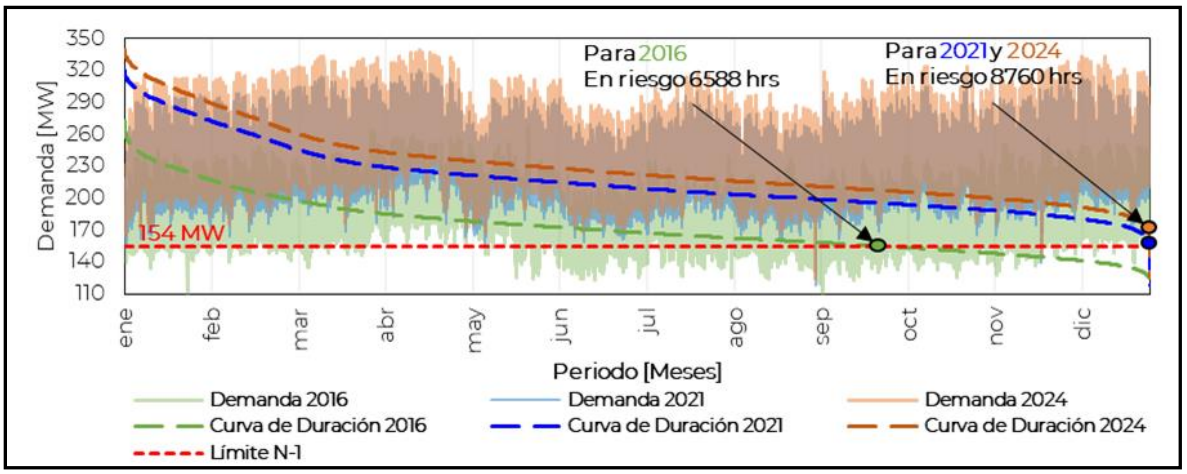
Finalmente, en octubre de 2021 CFE Transmisión notificó a CENACE que estima el proyecto entrará en Operación para febrero de 2027, y tiene pendiente su inclusión del mismo al mecanismo de planeación de CFE para su proceso de autorización.

El proyecto instruido permite reducir las condiciones de riesgo que mantiene el sureste del estado de Chiapas en los 3 periodos de demanda (mínima, media y máxima), ya que ante la salida (contingencia) de la única LT en 400 kV que interconecta hacia la Zona Tapachula y parte de San Cristóbal, se presenta la operación de EAR como DAC que permiten controlar las afectaciones en la zona. En la condición de demanda máxima estas afectaciones controladas pueden alcanzar hasta 39% de la demanda total de la Zona de Carga Tapachula. Adicionalmente, se afectan hasta 240 MW de suministro a Centro América a través del enlace de Tapachula Potencia a Los Brillantes (esta última ubicada en Guatemala).

En la figura 8.3.3 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda en la zona Tapachula y parte de la zona San Cristóbal. Como se observa, el límite para soportar el disparo de la LT Angostura – Tapachula es de 154 MW, es decir, por arriba de este valor ya se tienen afectaciones al suministro. En el año 2016 se mantuvo en riesgo el suministro por 6588 horas. Del mismo modo, si se toma como referencia el histórico de demanda en el año 2021 se observa que, el tiempo que se mantuvo en riesgo el suministro de energía eléctrica aumentó, notando que alcanzó un total de 8760 horas.

Por lo anterior, se observa que, para los años siguientes, se tendrá en riesgo el suministro de energía eléctrica mientras no se realice la obra propuesta.

Figura 8.3.3. Proyección del crecimiento de la demanda en zona Tapachula y parte de San Cristóbal



- **Suministro de energía 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 SE Laguna Verde y Manlio Fabio Altamirano, así como de la transformación 230/115 kV de las SE 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.

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 en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes se denominaba 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 en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz".

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., para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para febrero de 2024 y de acuerdo con la última información proporcionada, se estima su entrada en operación en abril de 2024. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que tiene recursos asignados del PEF 2021 e inicia su etapa de contratación en 2022.

Considerando lo anterior y las condiciones operativas que se han presentado en esta zona, el diferimiento en la Fecha de Entrada en Operación Factible del proyecto tiene repercusiones negativas debido a que incrementa la posibilidad de disparo por sobrecarga en los bancos de transformación de las SE Jardín y Veracruz II derivando en afectación del suministro de la Ciudad de Veracruz.

En la Figura 8.3.4 se muestra que la capacidad nominal del banco de la SE Jardín en condición de Red Eléctrica completa, se rebasó por dos horas en el año 2019 y se mantuvo en su capacidad nominal durante el año 2021 (derivado de la contingencia sanitaria por el SARS-COV2), y se espera que para los años posteriores esta condición operativa podrá saturar los equipos, en complemento a lo anterior, la carga de los bancos en mención pudiera aumentar de forma significativa en caso de indisponibilidad de la CCC Dos Bocas interconectada en 115 kV.

De la misma forma, ante contingencia sencilla de transformadores 400/230 kV o de LT en 400 kV, se incurriría en la operación de esquemas de corte de energía eléctrica (DAC) de la Ciudad de Veracruz, con la consecuente afectación a las Zonas de Oaxaca, Córdoba y Orizaba.

Durante el año 2021 se ha rebasado el límite por contingencia de transformador por un tiempo aproximado de 4668 horas, lo que representa el 53% del año como se observa en la Figura 8.3.5. Adicionalmente, de acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2024 se alcance un total de 6250 horas, lo que representa el 71% del año.

Por la antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, los elementos de la RNT se encontrarán operando en su Límite Operativo o por

encima de éste, aumentando la probabilidad de disparo de un elemento y en consecuencia la eventual afectación de carga en los estados de Veracruz y Oaxaca.

A su vez, se estarían incrementando las horas de riesgo y el monto de carga a afectar, derivado del crecimiento natural de la demanda, así como del incremento en la transmisión para alimentar la demanda de energía del Sureste del país.

Figura 8.3.4. Curva de duración de la carga en bancos de transformación de las Subestaciones Eléctricas Jardín y Veracruz II

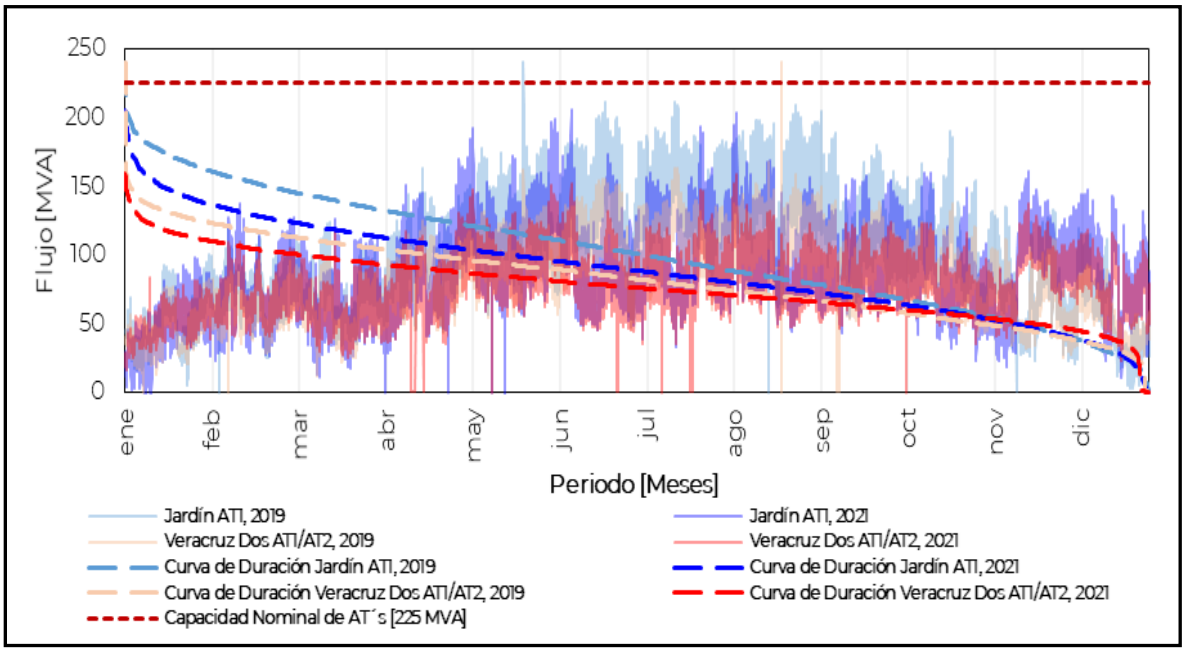
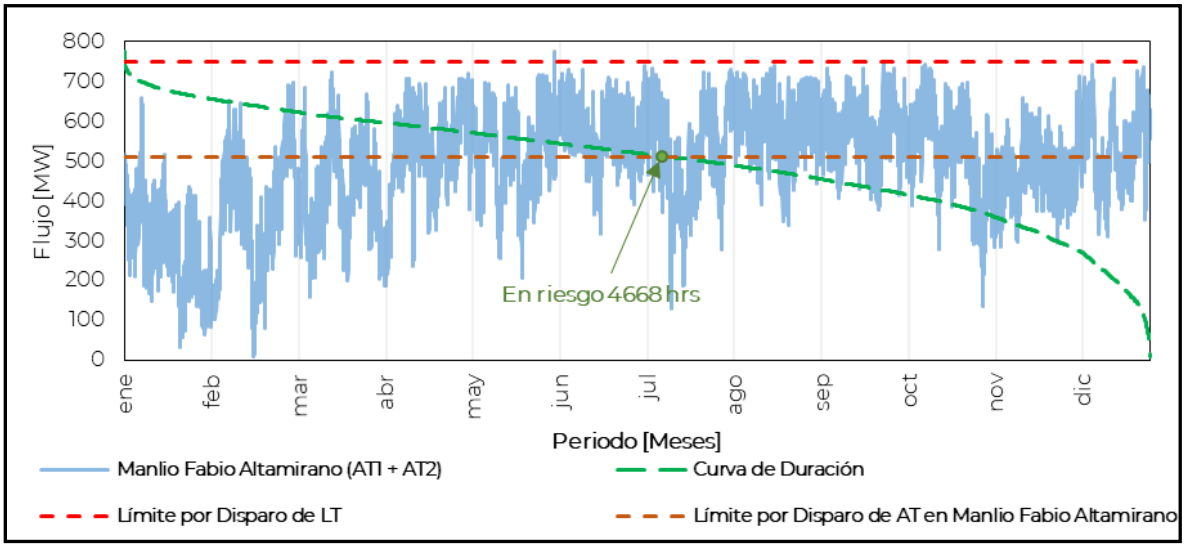


Figura 8.3.5. Curva de duración de límites de carga de los bancos de transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano



- **Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)**

El suministro de energía eléctrica en el estado de Tlaxcala dentro del ámbito de influencia de la zona de distribución Tlaxcala es atendido principalmente con dos AT en la SE Zocac de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno y un AT en la SE La Malinche de relación 230/115 kV y 225 MVA de capacidad, estas Subestaciones Eléctricas se encuentran interconectadas por una línea de transmisión Zocac-La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV.

La LT Zocac – La Malinche (93110) aislada y operada en 230 kV cuenta con trayectorias paralelas en Red Eléctrica existente de 115 kV, esta configuración de Red Eléctrica provoca que ante contingencia sencilla de LT Zocac-La Malinche en 230 kV la Red Eléctrica de 115 kV de la zona se convierta en un Corredor de transmisión con mayores pérdidas eléctricas y limitaciones en capacidad de transmisión.

Aunado a lo anterior, los Corredores de transmisión en 230 kV Mazatepec - Altzayanca Maniobras – Zocac y Jalacingo – Cuyoaco Maniobras - Zocac representan una fuente importante tanto para el suministro de la demanda en la zona de Tlaxcala como para la transferencia de energía entre el Oriente y Centro del país, por lo que ante contingencia sencilla de alguno de los circuitos que conforman los Corredores, se presenta un incremento de carga en las líneas que quedan en servicio.

El proyecto de referencia con PEM P18-OR2 fue incluido en el PAMRNT 2018-2032 para garantizar capacidad suficiente de transmisión de energía eléctrica y también para evitar sobrecarga en elementos de transformación que son indispensables para alimentar la demanda del estado de Tlaxcala.

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 diciembre del 2021.

Sin embargo, para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para febrero de 2023 y en la última información proporcionada por el transportista la nueva fecha de entrada en operación reportada corresponde a febrero de 2027. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para obtener la autorización de CFE.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE Zocac hacia SE La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV y otra línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE Apizaco II hacia SE La Malinche en el nivel de tensión de 115 kV. Así como equipamiento en las SE La Malinche, Apizaco II y Zocac en 230 y 115 kV para la conexión de las nuevas líneas.

Adicionalmente, el proyecto contempla el reemplazo de equipo primario en las SE Mazatepec y Zocac asociadas a las LT Mazatepec - Altzayanca Maniobras (93020) y Cuyoaco Maniobras – Zocac (93420) para incrementar la capacidad de transmisión al equivalente de la capacidad de la línea instalada.

En la actualidad, se tienen instalados esquemas DAG que ante contingencia sencilla mitigan el impacto de las centrales eléctricas fotovoltaicas en la sobrecarga de elementos de transmisión y transformación del estado de Tlaxcala. Sin embargo, si se considera el incremento de demanda esperado para el año 2024, estos esquemas podrían no ser suficientes ante contingencia sencilla de la línea Zocac – La Malinche en 230 kV y se tendría en riesgo el suministro de la demanda del estado de Tlaxcala por hasta 1253 horas tal como se muestra en la figura 8.3.6, en donde se hace una proyección de demanda a 2024.

Por otro lado, en cuanto a los Corredores en 230 kV Mazatepec - Altzayanca Maniobras – Zocac y Jalacingo – Cuyoaco Maniobras – Zocac, al 2021 ya se ha rebasado el límite ante contingencia sencilla durante 5 horas tal como se muestra en la figura 8.3.7, por lo que se espera que esta condición prolongue conforme pasen los años debido al incremento esperado de la demanda.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose dicha obra, los elementos de la RNT se encontrarán operando cercanos a su Límite Operativo o por encima de éste, aumentando la probabilidad de disparo de un elemento y en consecuencia la afectación de carga y generación en el estado de Tlaxcala.

A su vez, debido al incremento natural de la demanda se estarían incrementando las horas de riesgo y el monto de generación a afectar ante contingencia sencilla.

Figura 8.3.6. Curva de duración de la carga en los bancos de transformación de la SE Zocac

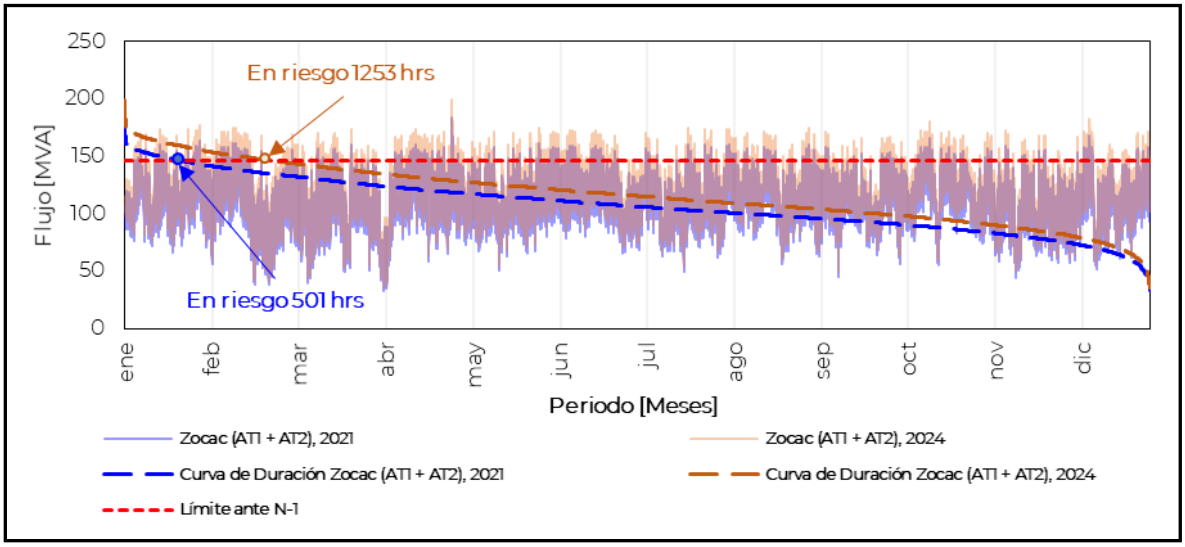
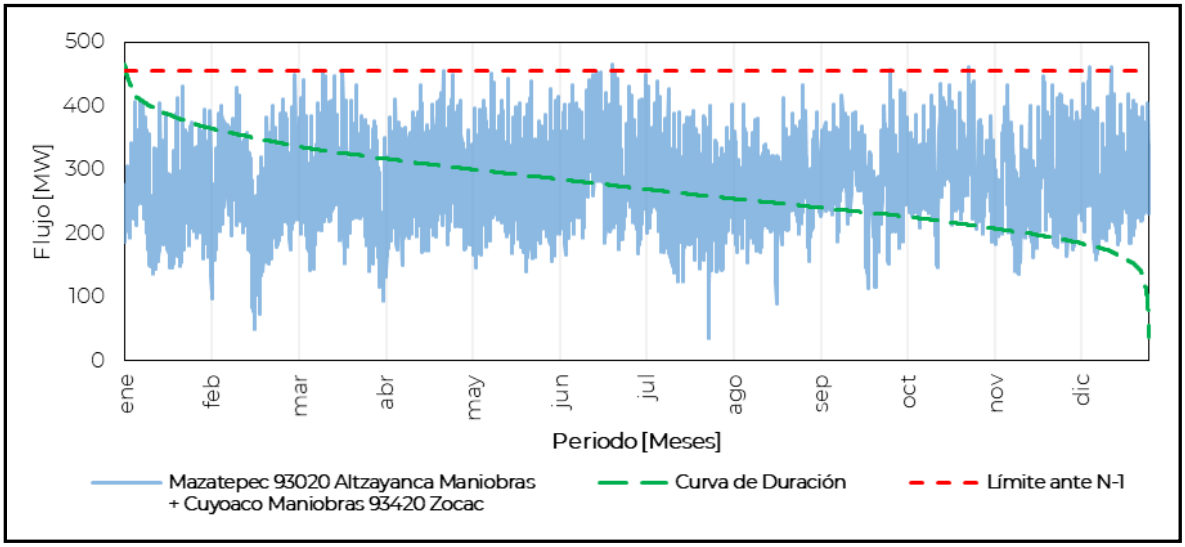


Figura 8.3.7 Curva de duración del flujo en las LT Mazatepec 93020 Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras 93420 Zocac



- **Suministro de energía 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 y Huatulco se realiza a través de LT Temascal Dos 93720 Temascal Uno, Temascal Dos 93740 La Ciénega en 230 kV, así como de las líneas Juchitán Dos 73740 Conejos, Miahuatlán 73890 Pochutla y Ometepec 73440 Pinotepa Nacional en 115 kV. Estas líneas de transmisión tienen una característica longitudinal ya que alcanzan hasta 210 km para circuitos en 230 kV y hasta 160 km para circuitos en 115 kV, por lo anterior, ante contingencia sencilla se presentan problemas de soporte de voltaje (Calidad del suministro) en las zonas Oaxaca y Huatulco.

Otro aspecto importante para considerar es que en la zona de Huatulco 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.

Considerando la topología existente, el suministro de la demanda en la zona Oaxaca depende de las LT Temascal Dos 93720 Temascal Uno y Temascal Dos 93740 La Ciénega en 230 kV, y como ya se mencionó anteriormente, estos circuitos se encuentran conectados a puntos lejanos de inyección de energía (hasta 210 km), por ende, ante contingencia de algún elemento en dicho nivel de tensión, se presentan bajos voltajes que ocasionan la violación al criterio operativo de -5% de la tensión nominal en SE de 115 kV y que pueden derivar en el requerimiento de desconexión de carga en la zona Oaxaca, a fin de preservar la integridad de la Red Eléctrica de la Zona.

De igual forma, el suministro de la zona Huatulco depende de enlaces en 115 kV con las SE Juchitán Dos, Miahuatlán y Ometepec, sin embargo, la topología de la Red Eléctrica es longitudinal y ante la pérdida de alguno de los enlaces antes mencionados, se presentan decrementos de voltaje que provocan violaciones en el criterio operativo del -5% de la tensión nominal en SE de 115 kV y que pueden llevar a la afectación de carga en la zona Huatulco.

La obra “P17-OR4 Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco” es un proyecto propuesto en el PAMRNT 2017-2031 y tiene como objetivo principal incrementar la Confiabilidad en el suministro eléctrico de la Zona de Oaxaca, así como de la zona de Huatulco mejorando los perfiles de tensión en la zona en Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla.

El proyecto fue instruido en 2017 por la SENER para su construcción por CFE Transmisión. Dicha obra fue estimada con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2021.

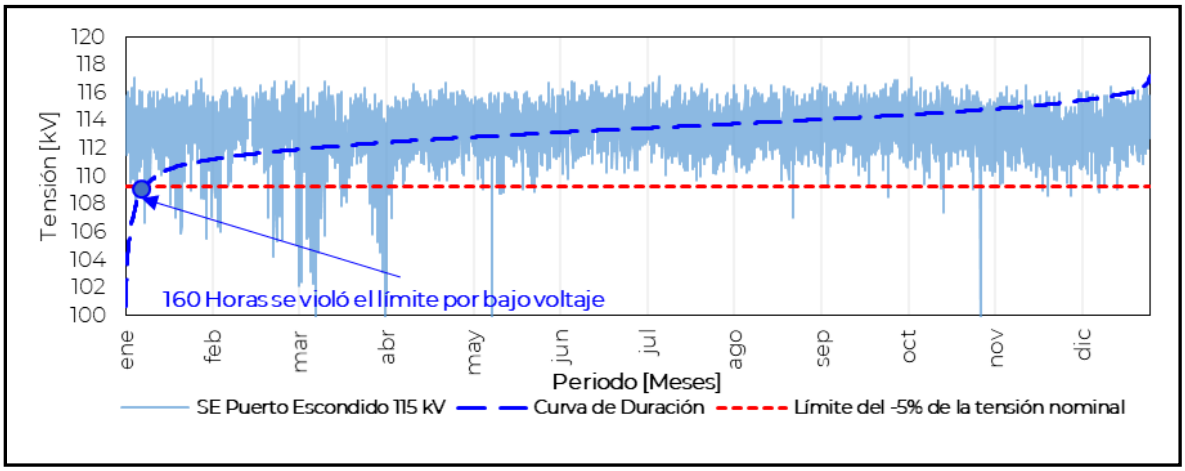
Sin embargo, para el PAMRNT 2021-2035, CFE Transmisión reportó una Fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2023 y de acuerdo con información reciente, la nueva fecha de entrada en operación factible se ha establecido para julio de 2023. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que el proyecto tiene recursos asignados para su ejecución y se tiene previsto iniciar su construcción en 2022.

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 93740 Oaxaca Potencia y la construcción de otra línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde SE San Jacinto Tlacotepec hacia SE Pinotepa Nacional en el nivel de tensión de 115 kV. Adicionalmente, se considera un reactor de línea (Temascal Dos 93740 La Ciénega) de 21 MVAr de capacidad en la SE La Ciénega en 230 kV.

De acuerdo con registros históricos, durante el 2021, 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 Sistema Eléctrico Nacional contenidos en el CdR, esto ha ocurrido durante 160 horas e incluso en condiciones de Red Eléctrica sin contingencia, tal como lo muestra la figura 8.3.8. Esto representa un riesgo a la Confiabilidad del suministro de la demanda de la zona Huatulco, ya que con el paso de los años esta condición se prolongará debido al incremento natural de la demanda.

Por lo antes mencionado, en caso de continuar difiriéndose el proyecto, las SE en 115 kV de la RNT de la región se encontrarán operando fuera de sus Límites Operativos de tensión, aumentando la probabilidad operar esquemas DAC por variaciones en el nivel de tensión tanto en SE de la zona de Oaxaca como SE 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 8.3.8. Curva de duración del nivel de tensión en SE Puerto Escondido de 115 kV durante 2021



Impacto en la GCR Occidental

Zona León

Durante el año 2021 se presentaron valores cercanos a la capacidad nominal de los transformadores 230/115 kV de la SE León III, aun cuando se encuentra en operación como obra temporal un banco adicional 230/115 kV en la SE León III de 100 MVA, instalado en octubre de 2020. Dicho banco está compuesto de fases de reserva de otras SE dentro del ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, disminuyendo la Confiabilidad de estas, al no tener respaldo en caso de falla de alguna fase del banco de transformación e incurriendo en costos adicionales asociados al traslado de las unidades. No obstante, esta obra contribuyó en forma temporal a evitar la segregación de Red Eléctrica en 115 kV de la zona León, sin embargo, se continúan presentando valores superiores al 90% de la capacidad nominal en los tres bancos de transformación de la SE León III.

También durante 2021, en la SE Potrerillos, el AT-02 400/230 kV de 375 MVA operó por encima del 90% de su capacidad nominal un total de 489 horas, alcanzando un máximo de 97.9% de su capacidad. Adicionalmente el AT-02 registró un periodo de tiempo en el cual se registró de manera instantánea un flujo superior a 375 MVA derivado de la contingencia de la LT Aguascalientes Potencia – 93330 – León III, ocasionando la acción de los EAR implementados para disminuir la carga en el transformador.

Considerando el crecimiento de demanda pronosticada de la zona León se espera que la estrategia de segregación de Red Eléctrica sea insuficiente por lo que se tendrá que recurrir a esquemas DAC. Dicha problemática se solventa con el proyecto P16-OC2 Potrerillos Banco 4 propuesto en el PAMRNT 2016 – 2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2020, actualmente con fecha de término factible para octubre 2022.

Cuadro 8.4.1. ENS en la zona León en 400/230 kV

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0	0	0
2022	195.04	195.04	47
2023	4,428.64	4,623.69	494
2024	17,006.07	21,629.76	1,579

En caso del diferimiento del proyecto

Cuadro 8.4.2. ENS en la zona León en 230/115 kV

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0	0	0
2022	11.27	11.27	8
2023	303.95	315.22	142
2024	1,490.63	1,805.85	587

En caso del diferimiento del proyecto

Adicionalmente a la problemática mencionada, debido al aumento en la energía transmitida por el enlace entre las regiones Aguascalientes y León por entrada de generación 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 al centro del país debido a la saturación anticipada de los bancos de transformación de la SE León III, aumentando los costos de producción.

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, que actualmente se encuentra en proceso de cambio de alcance y 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 2028. Adicionalmente, informa que aún está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 contingencia sencilla en condiciones de alta demanda, esto debido a su baja capacidad de transmisión de energía ya que es una LT 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 crecimiento pronosticado en el PDS 2022-2036, se estima que para el año 2025 no se soporte la contingencia sencilla en esta zona y sea necesario el corte de carga; el proyecto P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión de la Red Eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato instruido por la SENER y propuesto en el PAMRNT 2021-2035 con fecha factible de entrada en operación abril 2024, sin embargo en la última información proporcionada por CFE indica que la nueva fecha de entrada en operación corresponde a diciembre de 2026. Adicionalmente, informa que se encuentra pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona Querétaro

La zona Querétaro abastece principalmente Corredores industriales y desarrollos residenciales. La zona es alimentada por las SE que cuentan con transformación 230/115 kV: la SE Querétaro con dos AT, uno de 100 MVA y el segundo de 225 MVA, la SE Querétaro Potencia con un banco de 225 MVA y la SE Conín con un AT de 225 MVA.

En el cuadro 8.4.3 se muestra un resumen de la energía que podría no ser suministrada en condición de Red Eléctrica completa mientras no estén en servicio las obras; P15–OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución) propuesta en el PAMRNT 2017 – 2031 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para septiembre de 2023 y P17–OC10 Querétaro Potencia Banco 4 propuesta en el PAMRNT 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para septiembre de 2023. Donde CFE Transmisión informa que la primera se encuentra en construcción, y la segunda tiene recursos del PEF 2021 y se prevé su contratación en 2022.

Cuadro 8.4.3. ENS en la zona Querétaro

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0.00	0.00	0
2022	72.15	72.15	65
2023	1,759.50	1,831.65	733
2024	8,534.19	10,365.84	2,666
2025	26,367.73	36,733.57	5,768

En caso del diferimiento del proyecto

Por lo anterior y debido a que se tiene una gran cantidad de Centros de Carga proyectados a instalarse en la zona Querétaro en el corto y mediano plazo (148.7 MW en total) y el incremento de transformación a media tensión para suministro de carga de desarrollo normal (505 MW) , se prevé que sea necesario la implementación de estrategias operativas para evitar la sobrecarga de elementos de transformación como son la segregación de la Red Eléctrica de 115 kV, así como no permitir la entrada en operación de los nuevos Centros de Carga o en su caso recurrir a cortes de carga.

Por lo anterior, para seguir atendiendo 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 diciembre de 2027, 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 tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión.

Cuadro 8.4.4. Centros de carga previstos en la zona Querétaro

	SIASIC		Distribución	
Año	Capacidad	No. proyectos	Capacidad	No. proyectos
2022	---	---	150	5
2023	184.783	8	150	6
2024	---	---	80	4
2025	---	---	115	5
2026	---	---	---	---
2027	---	---	10	1
Total	**148.701**	**6**	**505**	**21**

Además, considerando la topología de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro, existen contingencias críticas de LT 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 - Buenavista y Conín – San Ildefonso (adicionalmente se presenta sobrecarga de la LT San Ildefonso – 73150 – Marqués Oriente), llegando a ser necesaria la aplicación de DAC de hasta 36.7 MW para el año 2023 ante la CSS. Mientras que para el año 2024 el monto de corte de carga máximo estimado ante contingencia es de 43.7 MW.

Derivado del retraso en la construcción de los proyectos P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac (fecha factible de término de agosto de 2023) y P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 (septiembre de 2023) se considera necesaria la entrada en operación del proyecto P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro (fecha factible de término en diciembre de 2022) para reducir el riesgo de corte de carga para los años 2021, 2022 y 2023 mientras se termina la construcción de los proyectos mencionados.

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 grave 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 presentaran 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. 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 diciembre de 2026. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona Irapuato

La ciudad de Irapuato se encuentra alimentada a través de los bancos de transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II y del transformador 400/115 kV 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 mantener cerrada la LT Salamanca – 73130 – Irapuato II para disminuir la carga de los transformadores de la SE Irapuato II. Dicha LT 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 es antigua (desde 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 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 la salida en cascada de elementos 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 abril 2021, actualmente con fecha de término actualizada para septiembre de 2022. Adicionalmente, CFE Transmisión informa que se encuentra en construcción.

Cuadro 8.4.5 Energía no suministrada en la zona Irapuato (sin LT Salamanca – 73130 – Irapuato II)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0.00	0.00	0
2022	0.00	0.00	0
2023	2.10	2.10	2
2024	38.79	40.89	22
2025	181.22	222.11	78

En caso del diferimiento del proyecto

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 LT y se tengan bajos voltajes y pueda ser necesario aplicar esquemas de DAC de la zona. A partir del 2021, ante contingencia de LT en condiciones de alta demanda en la zona de Puerto interior, se podrían presentar sobrecargas en las LT 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 pu en los niveles de voltaje, lo que adicionalmente limita los periodos en el año donde se pueden autorizar licencias para el mantenimiento a las líneas de transmisión. En abril de 2021 se afectaron 108 MW de carga durante una licencia en muerto de emergencia.

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 julio de 2026, y P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato propuesto en el PAMRNT 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para mayo de 2023. CFE Transmisión informa que para el primero aún tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para su autorización y para el segundo se cuenta con recursos e inicia su contratación en 2022

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 apertura de LT, 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.

Durante el año 2021 los transformadores de la SE Guadalajara I alcanzaron un flujo máximo de 95% de su capacidad nominal, mientras que los de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 98% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa.

Ante la eventual salida 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. 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 de los transformadores.

En el cuadro 8.4.6 se muestra un resumen de la energía que no podría ser suministrada 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 2023 y con recursos asignados para su construcción y contratación en 2022. Mientras que en el cuadro 8.4.7 se indica la ENS en la SE Guadalajara II, la cual 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 diciembre de 2026, donde la CFE tiene pendiente incluirlo en el mecanismo de planeación para su autorización.

Cuadro 8.4.6. Energía no suministrada en la Subestación Eléctrica Guadalajara I

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0	0	0
2022	13.74	13.742	11
2023	70.45	84.187	40
2024	173.86	258.052	84
2025	317.97	576.018	149

En caso del diferimiento del proyecto

Cuadro 8.4.7. Energía no suministrada en la Subestación Eléctrica Guadalajara II

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0	0	0
2022	19.30	19.301	19
2023	446.85	466.149	278
2024	2,251.65	2,717.801	1,178
2025	4,833.45	7,551.255	2,707

En caso del diferimiento del proyecto

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 voltaje de la Red Eléctrica de 230 kV y 69 kV. Esta problemática se incrementa ante contingencia de LT llegando a niveles de voltaje por debajo del Límite Operativo, ocasionando afectaciones en la Calidad del suministro en procesos industriales.

Considerando el pronóstico de crecimiento de la ZMG, se prevé que para el año 2024 se tengan 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 abril 2025. Este proyecto cuenta con autorizaciones de CFE, sin embargo, aún no se le asignan recursos.

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 Zona Metropolitana de Guadalajara a mediano plazo. Actualmente se tiene una condición de falla prolongada al estar indisponible el AT-01 de la SE Atequiza, dando como resultado valores de 97% en la carga del AT-01 de la SE Zapotlanejo y 98% en el transformador paralelo. Basado en la condición de N-1 y el crecimiento esperado para 2026 de la zona, se estima que se presenten sobrecargas 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, e instruida por la SENER en febrero de 2021, con fecha estimada por CFE Transmisión de entrada en operación para diciembre de 2026, que tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona San Luis Potosí

La zona San Luis Potosí es alimentada por cinco SE a través de bancos de transformación 230/115 kV, las más importantes son las SE San Luis Potosí con

dos AT de 100 MVA cada uno y SE La Pila con un AT de 225 MVA; las cuales alimentan el Corredor industrial y la carga residencial de la ciudad de San Luis Potosí.

Durante 2021 cada AT de la SE San Luis Potosí alcanzó un flujo máximo de 90% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa; a su vez el AT de la SE La Pila alcanzó un flujo máximo de 94% de su capacidad nominal lo que conllevará a la aplicación de DAC para evitar sobrecargas. Lo anterior, también ocurre ante la contingencia de cualquiera de los AT mencionados anteriormente.

Desde 2020 se mantiene la necesidad de unir las LT Parque Solar Santiago Maniobras – 93340 – San Luis Potosí y San Luis Potosí – 93690 – El Potosí para evitar una sobrecarga en los AT 230/115 kV de la SE San Luis Potosí. Sin embargo, dicha obra temporal mitiga sobrecarga en los AT indicados pero provoca el incremento del flujo en el AT de la SE La Pila por lo que la problemática de sobrecarga se transfiere a dicha SE.

En los cuadros 8.4.8 y 8.4.9 se muestra un resumen de la energía que podría no ser suministrada 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 diciembre de 2022 y reportado en proceso de construcción.

Adicionalmente, debido al alto crecimiento en la demanda, para evitar la saturación del AT de la SE La Pila, 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 202, actualmente con nueva fecha de término de obra para abril de 2027 y pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.4.8. ENS en la zona San Luis Potosí (Con obra temporal)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0.00	0.00	0
2022	15.48	15.48	8
2023	1,389.22	1,404.70	286
2024	7,670.93	9,075.63	1,251
2025	20,949.48	30,025.11	3,096

En caso del diferimiento del proyecto

Cuadro 8.4.9. ENS en la zona San Luis Potosí (Sin obra temporal)

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	11.19	0.00	0
2022	226.75	226.75	72
2023	1,416.62	1,643.36	378
2024	3,743.25	5,386.61	1,096
2025	7,961.05	13,347.66	2,346

En caso del diferimiento del proyecto

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 AT 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 terciario del transformador se utiliza para alimentación de servicios propios de la C.H. Zimapán, por lo que el AT tiene limitada su capacidad de 100 MVA como nominal a 90 MVA con la finalidad de evitar sobrecargas si en determinado momento el terciario del transformador es la única fuente de alimentación para los servicios de la Central Eléctrica.

Ante la contingencia del AT mencionado se tiene afectación del suministro al 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 necesaria en la SE Acueducto provocando intermitencias en el bombeo de agua potable; además de presentarse perfiles bajos de voltaje, reduciendo así, la Confiabilidad 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 bajos voltajes 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.

En el cuadro 8.4.10 se muestra un resumen de la indisponibilidad del Zimapán AT-04 desde el año 2013 al año 2021 donde al menos ha estado fuera de servicio una vez por año.

Para solventar la problemática indicada se propuso en PAMRNT 2017 – 2031 el proyecto P17-OC5 Valle de Mezquital instruida 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 junio de 2026, donde CFE Transmisión informa que tiene las autorizaciones de CFE, sin embargo, aún está pendiente la asignación de recursos.

Zona Uruapan-Apatzingán

La Red Eléctrica de las zonas Uruapan (115kV) y Apatzingán (69 kV) está compuesta de LT largas lo que ocasiona que se presenten bajos voltajes 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.

Cuadro 8.4.10. 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)

* Mantenimiento mayor

Las Centrales Eléctricas Cóbano (2 unidades de 30 MW), Cupatitzio (2 unidades de 40 MW) y Chilatán (19 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 (protección 27). 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 mayo 2019, actualmente con fecha de término de obra para mayo del 2023. A partir del año 2021, se corre el riesgo de que se presenten perfiles de tensión inferiores a los Límites Operativos (0.95 pu) 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 de energía eléctrica ya que, con la Red Eléctrica actual, solo es posible suministrar 205 MW para evitar problemáticas de estabilidad de voltaje 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, ante contingencia de elementos de transmisión, la zona se vuelve radial provocando incremento en el flujo de los AT que la alimentan.

Tomando en cuenta el crecimiento pronosticado para el área de influencia, para el año 2022 se tendrán 246 MW de demanda, por lo que a partir ese año la zona se encontrará en riesgo de suministro por problemática de bajos voltajes 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 abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para enero de 2028, tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Zona San Luis de la Paz

La zona San Luis de la Paz es alimentada por dos SE con bancos de transformación 230/115 kV, la SE San Luis de la Paz II con tres AT de 100 MVA, cada uno y la SE Santa Fe con un AT de 225 MVA. Durante 2021 los AT de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 98.66% de su capacidad nominal en condición de Red Eléctrica completa, sin embargo, se ha tenido que desconectar 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 AT 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 AT.

Debido a las estrategias operativas aplicadas, se tienen registros de que el AT de la SE Santa Fe alcanzó un flujo máximo de 93.4% de su capacidad nominal lo que significa que ante contingencias de la Red Eléctrica de 115 kV se reduce la flexibilidad operativa de la zona poniendo en riesgo la Confiabilidad de la Red Eléctrica.

Se prevé la instalación de 153 MW de generación fotovoltaica y eólica en la Red Eléctrica de 115 kV, con lo cual ayudaría a disminuir el flujo por los AT durante los horarios de alta demanda de la zona.

Para autorizar licencias en muerto de los elementos de transformación 230/115 kV en la zona es necesario segregar la Red Eléctrica en 115 kV para evitar posibles problemas de bajo voltaje en la zona ante falla de los elementos restantes. Durante el año 2021 (enero-abril) la zona San Luis de la Paz se ha declarado en Estado Operativo de Alerta debido a que fue necesario aplicar como estrategia operativa la apertura del interruptor San Miguel de Allende IN-73340 para eliminar la sobrecarga de los AT de la SE San Luis de la Paz II.

En el cuadro 8.4.11 se muestra un resumen de la energía 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 mayo de 2025, tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.4.11. ENS en la zona San Luis de la Paz

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2021	0.00	0.00	0
2022	70.80	70.80	56
2023	293.93	364.73	205
2024	887.75	1,252.48	562
2025	2,375.86	3,628.34	1,316

En caso del diferimiento del proyecto

Adicional a la problemática de transformación de la zona, se encuentra la congestión del Corredor de transmisión en 230 kV Las Delicias – Querétaro, el cual ha superado su límite de Estado Operativo Normal durante 839 horas en 2021. Considerando el incremento de transferencia de energía 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 incremento 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 julio 2025, actualmente con fecha de término de obra para abril del 2024, con recursos asignados e inicio en su contratación en 2022.

Zona Aguascalientes-Zacatecas

La Red Eléctrica de 115 kV de las zonas Aguascalientes y Zacatecas alimenta cargas industriales, principalmente minería; las longitudes de las LT 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 la libranza de equipos para mantenimiento.

Para el caso del Corredor entre la SE Cañada y Estancia de Ánimas, desde 2021 en condiciones de alta demanda se sobrepasa los 45 MW, dando como resultado perfiles de voltaje por debajo de 0.95 pu ante contingencia de las LT que alimentan la zona. Por tanto, se propuso el proyecto P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr en el PAMRNT 2018 – 2032 he instruido con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con nueva fecha de término de obra para noviembre del 2025, donde CFE Transmisión informó que tiene recursos asignados y su proceso de contratación inicia en 2022.

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 voltaje en condición de Red Eléctrica completa y condiciones más críticas ante contingencia sencilla. Adicionalmente, estos bajos perfiles de voltaje limitan la transferencia de energía a través del enlace en 230 kV Jerónimo Ortiz Martínez – 93600 – Fresnillo Potencia, ya que se disminuye el voltaje de la zona con altas transferencias de energía. Considerando el pronóstico de demanda, a partir del año 2024 en condiciones de Demanda Máxima de la Zona Zacatecas y ante contingencia de las LT en 115 kV y 230 kV se tendrán perfiles de voltaje por debajo de 0.95 pu.

Para solventar esta problemática se ha propuesto el proyecto P17-OC9.

Zona Tepic-Vallarta

El enlace entre las GCR Noroeste (SE Mazatlán II) y Occidental (SE Tepic II) en 400 kV ha incrementado de manera considerable el flujo que se envía hacia la GCR Occidental. Esto ha ocasionado que el Corredor de transmisión interno compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Tepic II y Cerro Blanco haya operado 18 horas por encima de su límite de transmisión establecido en 2021, dando como resultado 42 horas desde 2018.

De acuerdo con el despacho de generación del SIN esperado para los próximos años y al comportamiento de la demanda, se espera

que el Corredor Tepic II – Cerro Blanco incremente el número de horas que se encuentre por encima de su límite de transmisión, aumentando el riesgo de sobrecarga ante contingencia de alguna de las dos LT que lo conforman, lo que puede ocasionar la pérdida del enlace entre las GCR Noroeste y Occidental. Por lo anterior, en 2021 se rehabilitó el esquema de Disparo Automático de Generación en la Central Eléctrica Aguamilpa (DAG AGM) para proteger las LT Tepic II - A3630/A3590 – Cerro Blanco ante contingencia N-1 de las líneas que conforman el Corredor.

Para incrementar la capacidad de transmisión del Corredor, se propuso el proyecto P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco con el cual se sustituirán los equipos serie que limitan la cargabilidad de las LT, este fue propuesto en PAMRNT 2018-2032, posteriormente instruido por la SENER en 2018 con fecha factible de entrada en operación de abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para septiembre de 2023, CFE Transmisión informa que se tienen recursos asignados para su construcción e inicio en 2022.

En cuestión de transformación, 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 presentaron cargas superiores al 90% durante 2 y 5 horas respectivamente, esto debido a licencias en muerto del AT paralelo.

De lo anterior, se prevé una reducción de tiempo para posibilidad de dar mantenimiento a los AT 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 SE 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 2028, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Región Bajío

En los últimos ejercicios del PAMRNT se ha detectado que el centro del país demanda una importante cantidad de energía, 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 voltaje 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 voltaje 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 diciembre de 2023, 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. El proyecto cuenta con recursos asignados y se prevé iniciar su contratación en 2022.

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 julio de 2024, 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 voltaje que se ve afectado por la transmisión de energía en esta zona. El proyecto tiene recursos asignados en PEF 2022 y se espera su contratación en 2022.

Región Jalisco

El estado de Jalisco por su gran extensión territorial cuenta con diferentes centros de consumo dispersos a lo largo de su territorio, lo que da lugar a redes de gran longitud, con altas demandas dando lugar a que ante contingencias sencillas de líneas de transmisión se presenten bajos voltajes y ante indisponibilidad de los transformadores que alimentan se genera 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 estabilidad de voltaje y sobrecargas ante contingencias sencillas. En 2021 el AT-06 de la SE Acatlán alcanzó el 88% de su capacidad, mientras que los AT-01 y AT-02 de la SE Ciudad Guzmán alcanzaron valores de 89%. Basado en lo anterior y considerando el pronóstico de demanda, en caso de indisponibilidad de alguno de los AT 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 de abril de 2028 reportada por CFE Transmisión, adicionalmente, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 de Sistema (27) para evitar la aplicación de EAR en la zona por bajo voltaje 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 voltaje 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 2026. El proyecto tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 voltaje cuando se tiene un despacho de generación reducido.

En el corto plazo esta problemática se incrementa, llegando a comprometer el suministro de energía 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 agosto de 2026, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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 LT 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 LT 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 de diciembre de 2025, de acuerdo con información de CFE Transmisión, sin embargo, este proyecto tiene pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización

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 LTCPS en 115 kV, de las cuales específicamente dos han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas ha presentado violaciones en su límite con Red Eléctrica completa y otra 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 del suministro de demanda en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Adicionalmente, la problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Este 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 diciembre de 2029, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

En cuadro 8.5.1 se muestran las sobrecargas en Red Eléctrica completa y ante contingencia esperadas en 2026.

Cuadro 8.5.1. Análisis de contingencias en la Zona Sonora Norte en Líneas de Transmisión en 2026

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	197.1	106.4	68.0	54	Subterráneo
	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	128.3	69.3	32.4	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 voltaje.

En la SE Seis de Abril de la zona Caborca se tiene problema de sobrecarga en los AT con capacidad nominal de 100 MVA los cuales durante el 2021 han alcanzado valores de carga mayores del 90% en estado normal, considerando el pronóstico para el año 2024, estos excederán el 100% de carga en estado estable y ante la contingencia sencilla de un AT, el paralelo que queda en servicio tendrá una carga mayor al 160% del nominal, como se muestra en el Cuadro 8.5.2.

Para resolver la problemática se propuso el proyecto P20-NO1 “Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco” que consiste en 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, el alcance del proyecto contempla 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 2026, adicionalmente, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización

Cuadro 8.5.2. Análisis de contingencias en la Zona Peñasco para SSA-AT2 en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
SSA-AT1	SSA-AT2	160.21	160.21	88.4	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 la SE Industrial Caborca y SE Santa Ana.

La regulación de voltaje en dichas SE es mínima o nula ante la ocurrencia de contingencias sencillas, aunado a esto, la condición topológica de largas distancias entre dichas SE (79 km) que no permiten proporcionar el soporte de tensión, además 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 esquemas DAC para poder mantener los voltajes 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 voltaje en el área de influencia ante contingencia y reducir el riesgo de problemáticas de estabilidad de voltaje, de tal manera que no sean necesarios los esquemas DAC como único medio de reducir la problemática 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 agosto de 2025, asimismo, está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

Cuadro 8.5.3. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas en 2026

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	2.15	107.1	113.8
	Llano Blanco en 115 kV	0.85	108.4	113.8

Zona Hermosillo

- **Compensación Reactiva Inductiva en Seri**

La falta de Compensación Reactiva Inductiva en la SE Seri en la barra de 400 kV ocasionará 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 análisis de contingencias del Cuadro 8.5.4.

La problemática será solventada mediante estrategias operativas que involucran aperturas de LT, lo que disminuye la Confiabilidad en el suministro de la demanda. Esta situación se empeora 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 el recurso de control de potencia reactiva que proporcionan dichas UCE, 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.

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 julio de 2023, indica que cuenta con recursos asignados e iniciará su contratación en 2022.

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
	Empalme Ciclo combinado en 400 kV	2.1	422.1	409.6
	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 13 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión. En el escenario de Red Eléctrica completa son cuatro: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, Hermosillo Cuatro – Portales, Hermosillo Cinco – Dynatech y Hermosillo Loma – Pueblitos en 115 kV. Las restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 8.5.5.

Debido a la problemática de sobrecarga, con Red Eléctrica completa, se tiene una restricción en cuatro elementos de transmisión que debe ser eliminada 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 EAR, implementando estrategias operativas lo que impacta en el incremento del costo de la energía 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 estimada 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 estimada de abril de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2029 y el PEM P20-NO7 para abril de 2027. Ambos proyectos no están incluidos en el mecanismo de planeación de CFE.

Cuadro 8.5.5. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	257.2	131.2	96.9	51	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Cuatro -73700- Portales	187.8	120.2	89.3	64	Subterráneo, Puente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	190.6	97.2	76.5	51	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	177.6	131.4	35.0	74	Subterráneo
Hermosillo Loma -73750- Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma -73760- Pueblitos	153.6	116.7	80.4	76	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73070- Hermosillo Nueve	Hermosillo Cuatro -73060- Río Sonora	134.7	80.8	55.1	60	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73060- Río Sonora	Hermosillo Uno -73D30- Río Sonora	134.6	71.3	16.2	53	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Dos -73M20- Portales	129.3	82.7	52.0	64	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Dynatech -73D20- Rolando García Urrea	117.8	51.8	32.8	44	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73060 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	168.4	97.7	55.5	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro – 73700 - Portales	Hermosillo Loma – 73160 – Hermosillo Dos	118.2	87.4	47.2	74	Subterráneo
Hermosillo Loma – 73770 - Hermosillo Misión	Hermosillo Seis – 73170 – Hermosillo Misión	105.9	67.8	34.6	64	Subterráneo
Hermosillo Loma -73M10- Hermosillo Misión	Pueblitos-73M10- Ladrilleras	105.0	79.8	43.8	76	Subterráneo

- **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 del voltaje en la zona ante altos valores de demanda, sin embargo, no se tienen los elementos para controlar los altos voltajes en los escenarios de baja carga.

Por tanto, en el escenario de invierno se presentan altos voltajes en las SE 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 LT, entre las principales acciones remediales, con el objetivo de mantener el nivel de voltaje dentro de los límites de operación permitidos afectando la Confiabilidad del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere mantener en operación UCE cercanas con el objetivo de absorber los excedentes de potencia reactiva y controlar el voltaje 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 las SE del área de influencia, dentro de los límites de operación 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 octubre de 2024, cuenta con autorizaciones, sin embargo, está pendiente su asignación de recursos.

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 de influencia de la zona Hermosillo, en el municipio de Hermosillo, estado de Sonora, se presentan problemáticas de sobrecarga en los AT existentes, Esta problemática se presenta en mayor medida en la SE Hermosillo Loma, ya que ante el disparo de la LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis siendo la CSS se presenta sobrecarga mayor al 20 % de su capacidad, como se muestra en el Cuadro 8.5.7.

Con la integración a la Red Eléctrica de un segundo AT 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 proyecto se considera una LT en 115 kV desde la SE Hermosillo Loma a la SE Quiroga lo que permite

resolver la problemática de tener las SE Bagotes y Quiroga radiales desde Hermosillo Cuatro, formando un anillo con las LT Quiroga-Bagotes y LT Bagotes - Hermosillo Cuatro, y la cargabilidad de los AT de Hermosillo Loma.

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 diciembre de 2026, actualmente no está incluido en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

.

Cuadro 8.5.7. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo para HLM-AT1 en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	HLM-AT1	120.9	272.0	231.6	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 DAC 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 EAR 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

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2029 y el PEM P20-NO7 hasta abril de 2027, en ambos proyectos informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para la autorización de CFE.

Cuadro 8.5.8. Análisis de contingencias en la Zona Obregón en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	266.3	159.8	104.8	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	258.7	155.2	93.6	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	217.7	143.7	88.9	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Cuatro – 73980 - Maniobras Corona	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	147.9	87.3	62.5	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	159.4	79.7	55.3	50	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Ciudad Obregón Tres - 73540 - Banderas	114.3	85.7	58.8	75	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres - 73500- Tetabiate	Tetabiate - 73920 – Obregón Uno	110.9	55.5	2.7	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 de la Zona y se suministra a través del Corredor de transmisión en 115 kV, mediante el proyecto, se modificará la topología de la Red Eléctroca en 115 kV para que sea conectada en forma radial desde la SE El Mayo, por tanto, se disminuye 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 CSS, se presentaría problemática de bajo voltaje en las SE 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 entrará en operación hasta abril de

2023, tiene recursos asignados y prevé su proceso de contratación en 2022

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 presentaran 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

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2029 y el PEM P20-NO7 hasta abril de 2027, en ambos proyectos informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para la autorización de CFE.

Cuadro 8.5.10. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Líneas de Transmisión en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	220.0	114.4	87.7	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	153.3	118.1	75.4	77	Subterráneo
Louisiana-73220- Compuertas	Los Mochis Tres- 73H00-Centenario	192.0	99.8	73.9	52.0	Subterráneo

Zona Guasave

- **Guamúchil Dos MVAr**

Actualmente, se presentan 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 troncal.

En la zona Guasave, la SE Guamúchil Dos presentaría bajo voltaje 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 el Corredor entre las zonas de Los Mochis a Guamúchil / Culiacán, lo que ocasiona la necesidad de restringir el despacho de las Centrales Eléctricas en el norte de Sonora, para evitar sobrecargas en elementos de transmisión. Adicionalmente, en demandas altas y ante CSS, se presentaría problemática de baja tensión en las SE 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 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 mayo de 2023.

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 DAC o seccionamiento de Red Eléctrica que comprometen la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la Zona.

En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad, la operación en esta condición 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 implementación 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

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2029 y el PEM P20-NO7 hasta abril de 2027, en ambos proyectos informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para la autorización de CFE.

Cuadro 8.5.12. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Líneas de Transmisión en 2026

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	147.7	88.6	48.9	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	158.5	99.8	69.2	63	Subterráneo
Subestación Culiacán Potencia -73810- Culiacán Dos	Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	171.6	82.4	45.6	48	Subterráneo
La Higuera -73NO0- Campo Gobierno	Culiacán Cuatro -73950-Costa Rica	174.1	104.5	25.9	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	142.9	78.6	47.9	55	Subterráneo
Culiacán Uno -73J00- Jaime Sevilla Poyastro	La Higuera -73910- Culiacán Milenium	107.9	83.1	37.3	77	Subterráneo
Culiacán Uno -73870- Culiacán Poniente	Culiacán Uno -73340- Tres Ríos	136.1	69.4	19.1	51	Subterráneo
La Higuera -73910- Culiacán Milenium	Culiacán Milenium -73470- Jaime Sevilla Poyastro	127.7	49.8	13.7	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 UCE que se ubican al norte de la zona Los Mochis, con el objetivo de evitar la sobrecarga en el AT 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 CSS, se presentaría la problemática de bajo voltaje en las SE 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 integridad de 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 entrará en operación hasta abril de 2023, tiene recursos asignados y prevé su proceso de contratación en 2022

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	0.11	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 CSS, se muestran algunas en 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 CSS 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, 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 implementación 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

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto PEM P19-NO2 entrará en operación hasta diciembre de 2029 y el PEM P20-NO7 hasta abril de 2027, en ambos proyectos informa que está pendiente su inclusión al mecanismo de planeación para la autorización de CFE.

Cuadro 8.5.15. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Líneas de Transmisión en 2026

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	209.7	94.4	42.0	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	187.6	93.8	51.6	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73990- Mazatlán Oriente	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	233.3	133.0	97.6	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40- SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10- SE Villa Unión	167.5	75.4	23.3	45	Subterráneo
Mazatlán Uno - 73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	136.8	88.9	14.3	65	Subterráneo
Mazatlán Dos -73NO0- Mazatlán Zapata	Mazatlán Centro -73500- Del Mar	122.5	79.6	45.1	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 P20-NO6 “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 voltaje en los periodos de baja carga y minimizar la problemática de sobrecarga en los AT de la zona Mazatlán. El análisis de contingencias que indica la saturación de los elementos 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.

Al mismo tiempo, en la misma zona, se presenta sobrecarga 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 AT 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.

Con la integración del proyecto descrito y la adición de compensación inductiva se

mejora la Confiabilidad de la red, 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, está pendiente su inclusión en el mecanismo de planeación de CFE.

Cuadro 8.5.16. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Bancos de Transformación en 2026

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)
MZD-T7	MZD-AT4	167.6	167.6	96.4	100
	MZD-AT5	167.6	159.4	91.4	100
	HBL-AT2	154.7	154.7	123.03	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 SE de la Red Eléctrica troncal.

Este proyecto fue identificado en el PAMRNT 2020-2034, se realizó el estudio técnico-económico 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. Se estima tener concluido el proyecto en abril de 2024, por lo que no presenta diferimiento.

- **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 interruptiva, 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 las SE, así como el riesgo a la seguridad física de las personas que interactúen en forma cercana a la SE, afectando la Continuidad del servicio.

Este proyecto fue identificado 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 mayo de 2026

Impacto en la GCR Norte

Zonas Moctezuma y Casas Grandes

El proyecto P17-NT2 “Nuevo Casas Grandes Banco 3” 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”, 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.

Sin embargo, el proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3”, se ha ido posponiendo en su fecha de entrada en operación factible y CFE Transmisión reporta nueva fecha de entrada en operación para septiembre de 2023, y el proyecto P20-NT2 con fecha para abril de 2026, estos diferimientos impactarán en el suministro de energía de la zona Casas Grandes.

Las problemáticas actuales en las zonas de influencia son de sobrecargas en los AT de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), llegando estos a 119% y 116% de carga respectivamente, se realizaron acciones de corte de carga para disminuir la sobrecarga. Adicionalmente, el AT de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Moctezuma (AT-99), presentó valores de 110% de carga y problemas de bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV.

Debido al crecimiento de la demanda que se presentó en los últimos años y de acuerdo con el pronóstico esperado, se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR), mayores pérdidas eléctricas en el SIN principalmente en la condición de demanda máxima. Lo anterior es debido a la topología existente de la Red Eléctrica de la región, con líneas de transmisión de grandes distancias (poco mallada y longitudinal), además de que no se cuenta con suficiente compensación para el soporte de tensión, ocasionando afectación de carga ante la pérdida de algún elemento de la Red Eléctrica.

Actualmente, la contingencia de una de las líneas de transmisión en 230 kV o 115 kV provoca bajas tensiones en la región ocasionando la operación de esquemas DAC. El disparo de transformación de 230/115 kV ocasiona sobrecargas en los otros AT de la región, por arriba del límite permitido del 120% de carga, sobrecarga en la Red Eléctrica de 115 kV y bajas tensiones en la Zona; para disminuir la problemática mencionada se cuenta con un EAR.

Cabe destacar que en 2021 un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región se condicionaron a la entrada en operación de los proyectos “Nuevo Casas Grandes Banco 3” y “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”. Este

condicionamiento continuará hasta que no entre en operación dichos proyectos.

Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la región de Moctezuma-Casas Grandes de 699 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación los proyectos indicados se tendrían 49,914 MWh de ENS.

En las figuras 8.6.1, 8.6.2 y 8.6.3 se muestran las curvas de duración de carga de los AT de la región en la condición estimada de demanda máxima de 2023. Los AT de la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) operarían con 127 y 131 MVA de carga respectivamente y el AT de la SE Moctezuma (AT-99) operaría con 117 MVA de carga.

Además, el tiempo que operarían los AT de Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), por arriba de su capacidad nominal sería de 2,403 y 2,111 horas respectivamente y en Moctezuma (AT-99) es de 554 horas, impactando en la vida útil de estos.

Figura 8.6.1. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-98 en 2023.

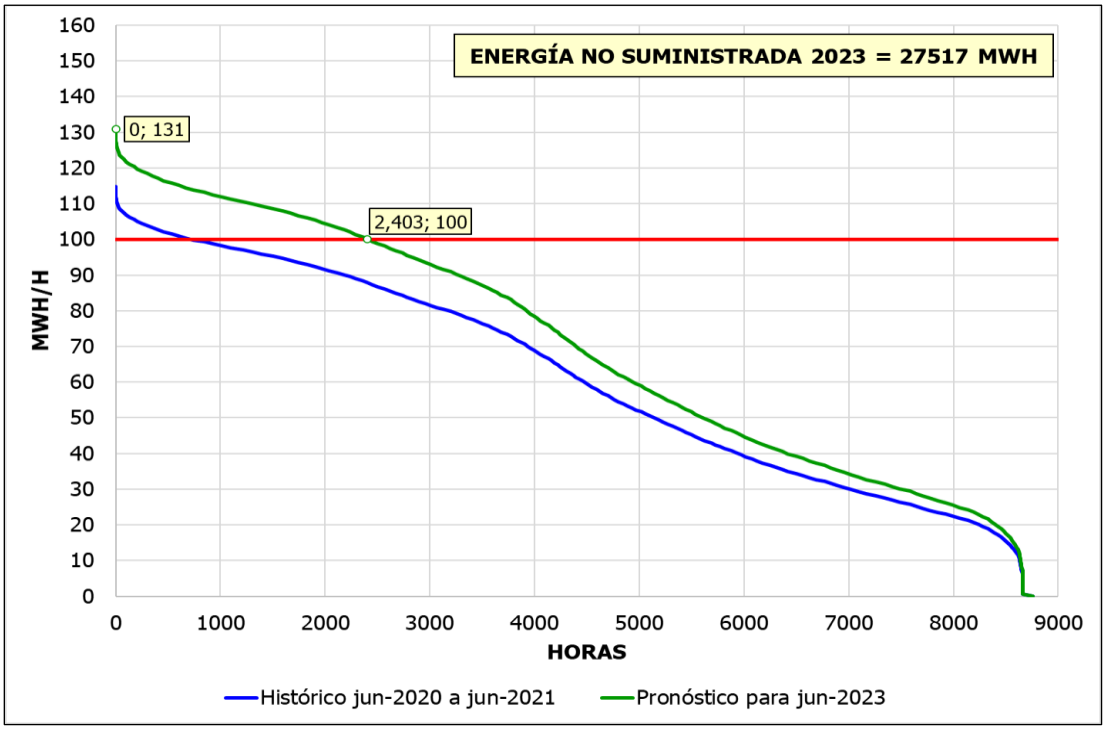


Figura 8.6.2. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-99 en 2023.

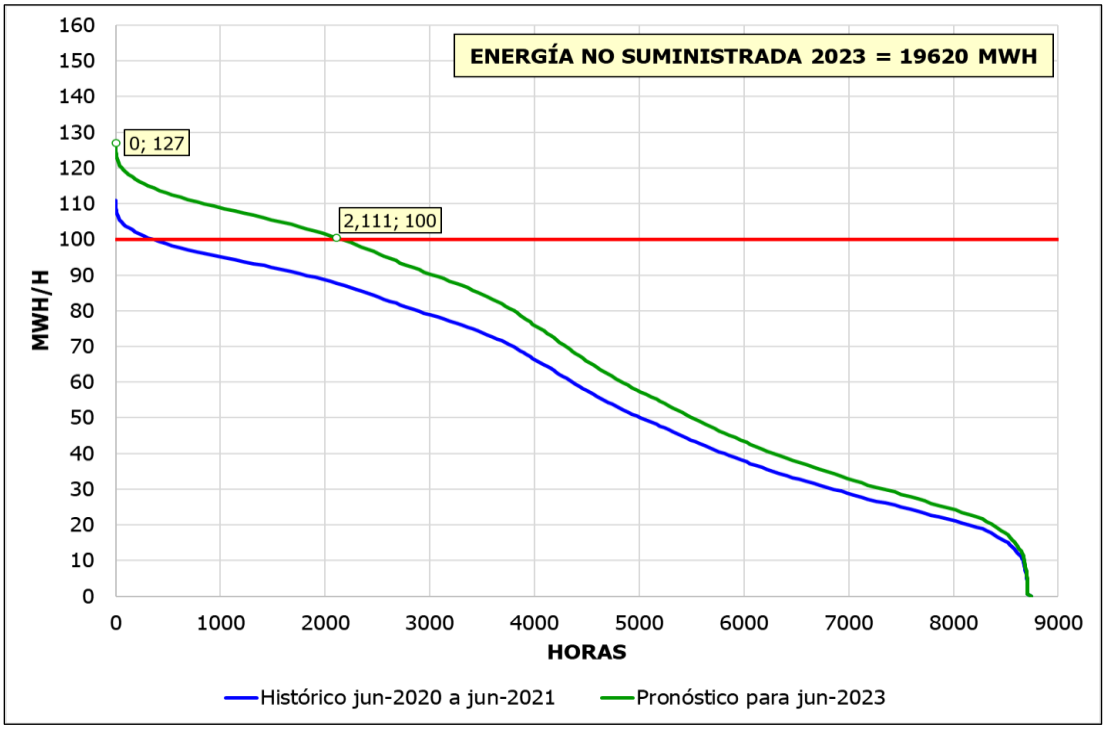
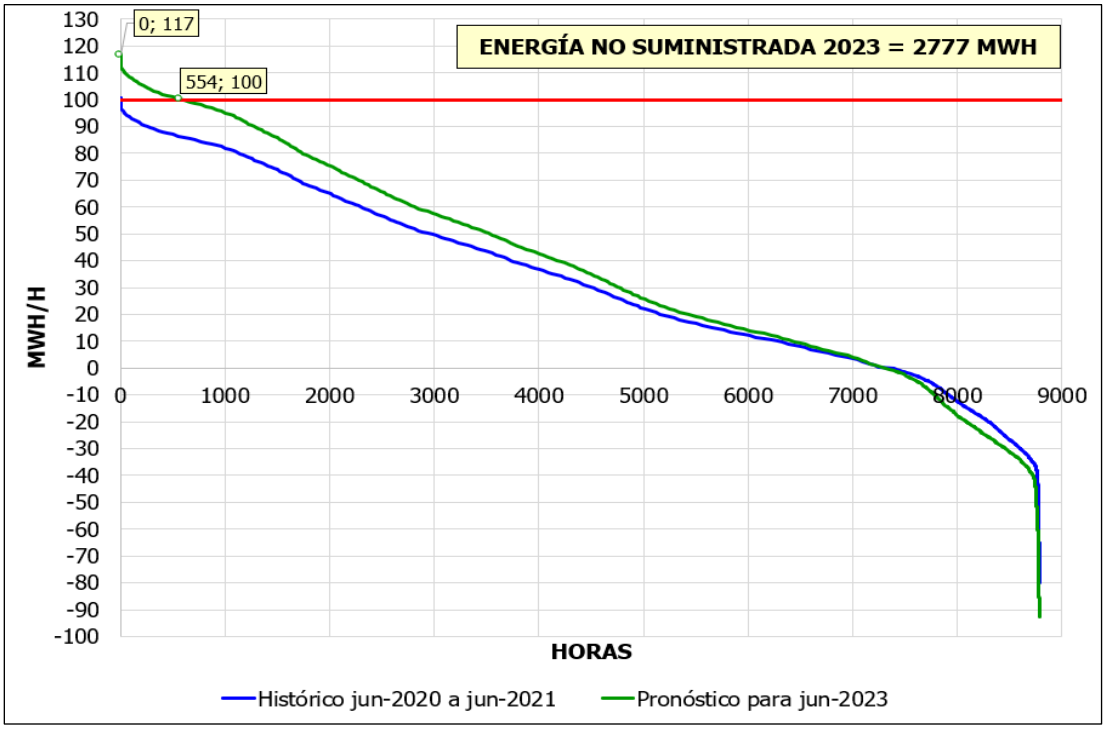


Figura 8.6.3. Curva de duración de la carga de Moctezuma AT-99 en 2023.



En el cuadro 8.6.1 se presenta un análisis de CSS en 2023 para mostrar la sobrecarga de los autotransformadores en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) y Moctezuma (AT-97 y AT-99). En el peor de los casos se puede observar que la falla de un AT en paralelo en la SE Nuevo Casas Grandes, provocaría una carga de 229 MVA en el otro AT en paralelo, y al considerar una falla del AT en paralelo de mayor capacidad en la SE Moctezuma, se presentaría carga de 339 MVA en el otro AT.

Es decir, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en los proyectos "Nuevo Casas Grandes Banco 3" y "Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma" se tendrían problemáticas de sobrecarga en AT en condiciones de primavera-verano con probabilidad de ENS, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún AT 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 las Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

En forma temporal, se contempla para verano de 2022, la instalación de un autotransformador provisional que alimenta un Subestación Eléctrica de forma radial para aliviar la sobrecarga que se pueda presentaran en los bancos de transformación de la SE Nuevo Casas Grandes.

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 de Potencia (MVA)	Escenario de Operación
NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	131	Caso sin contingencia
	229	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	147	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	117	Caso sin contingencia
	227	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	339	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)

Zona Chihuahua

El proyecto P15-NT1 "Chihuahua Norte Banco 5" 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 en la última información proporcionada por CFE Transmisión se tiene fecha de entrada en operación factible para mayo de 2023. El retraso de este proyecto impacta en la Confiabilidad del suministro de energía de la zona urbana de Chihuahua.

Además, informa que está en proceso de construcción.

Adicional al banco de transformación en Chihuahua Norte, el proyecto contempla el traslado de un AT de la SE Chihuahua Norte a la SE Ávalos.

la instalación de un banco adicional en la SE Ávalos de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV.

En 2021, los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operaron por arriba de su capacidad nominal y los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) operaron por arriba del 90% de su capacidad.

Para mitigar la sobrecarga de los bancos de transformación, en 2018 se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte. Sin embargo, esta medida fue insuficiente, ya que 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 AT de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99).

Actualmente para disminuir la carga de los AT en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99), se tiene implementada como estrategia operativa el seccionamiento de Red Eléctrica en 230 kV y la operación de un EAR, disminuyendo con ello la Confiabilidad de la RNT. Cabe destacar que en 2021 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del proyecto en mención. 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 787 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras instruidas en la región, se tendrían 21,189 MWh de ENS.

En las figuras de la 8.6.4 a la 8.6.7 se muestran las curvas de duración de carga de los AT de la región, en la condición de demanda máxima de 2024, en donde se observa que los AT de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían con 127 y 132 MVA respectivamente y los AT de la SE Avalos (AT-98 y AT-99) operarían con 108 y 111 MVA de carga respectivamente.

Además, se estima que el tiempo que los AT de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían por arriba de su capacidad nominal es de 1,002 y 1,496 horas respectivamente y en Avalos (AT-98 y AT-99) es de 62 y 179 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 2024

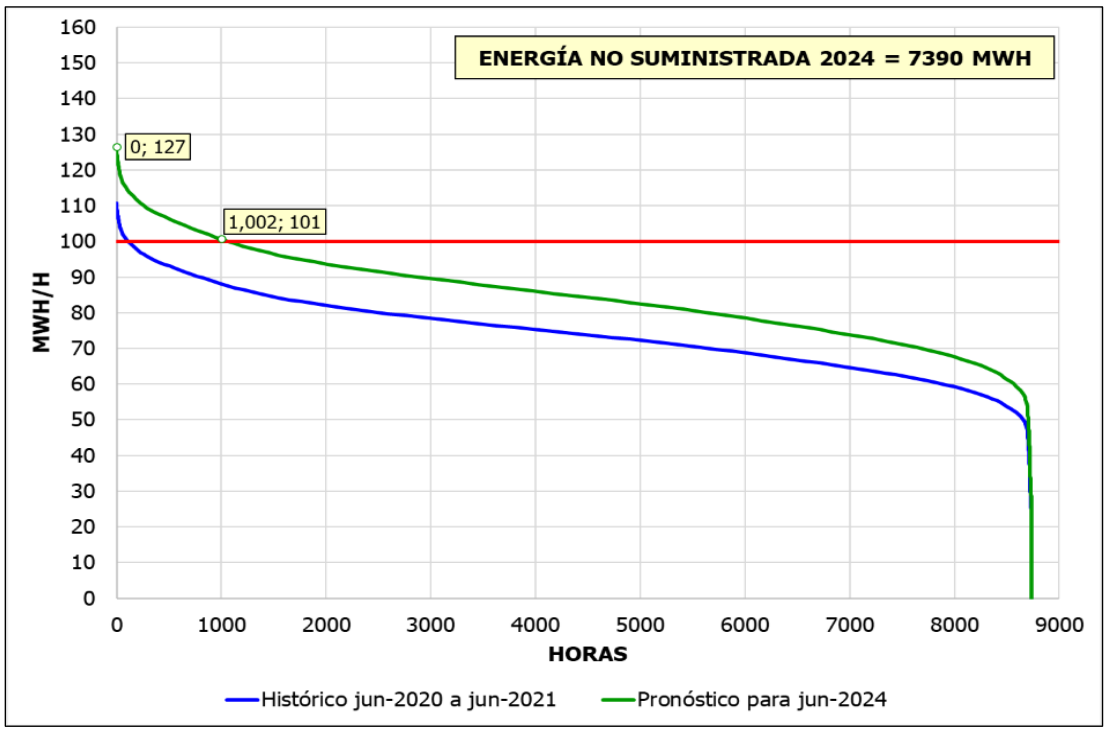


Figura 8.6.5. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-99 en 2024

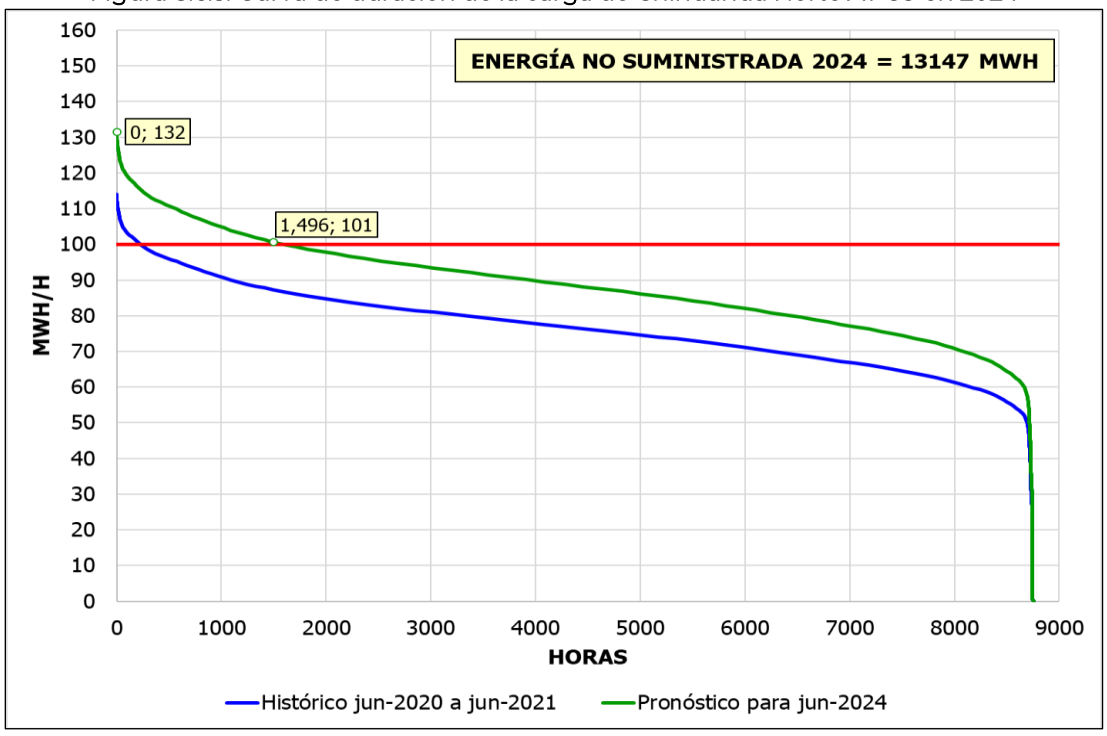


Figura 8.6.6. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-98 en 2024

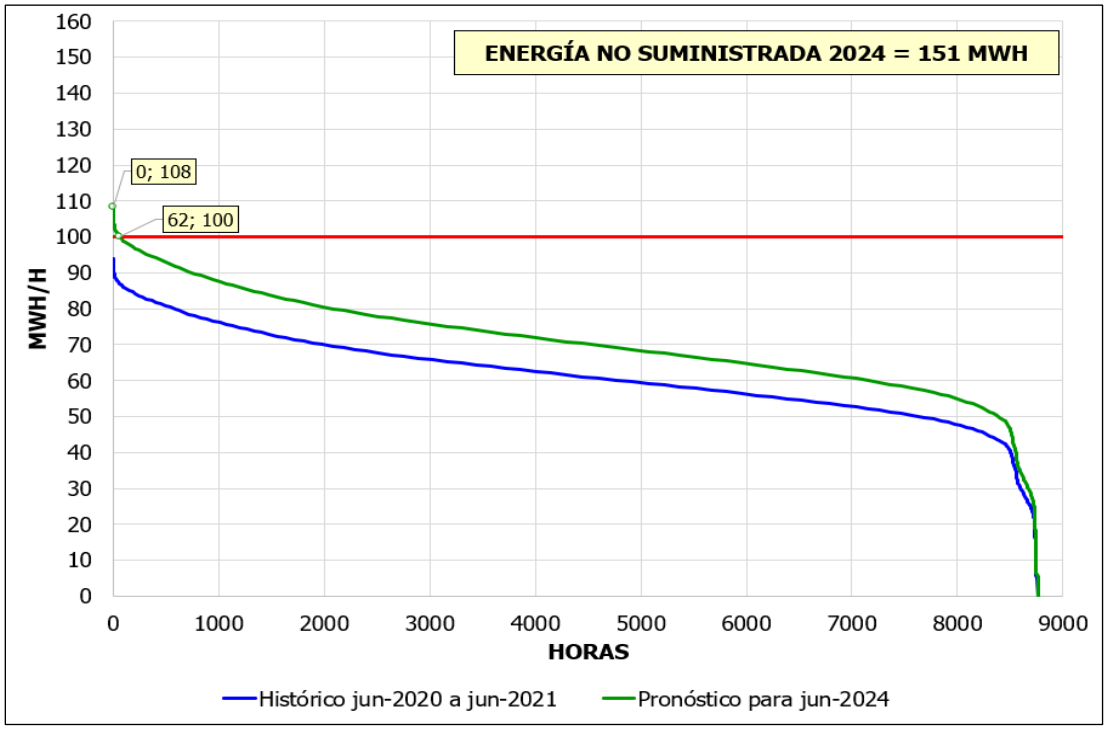
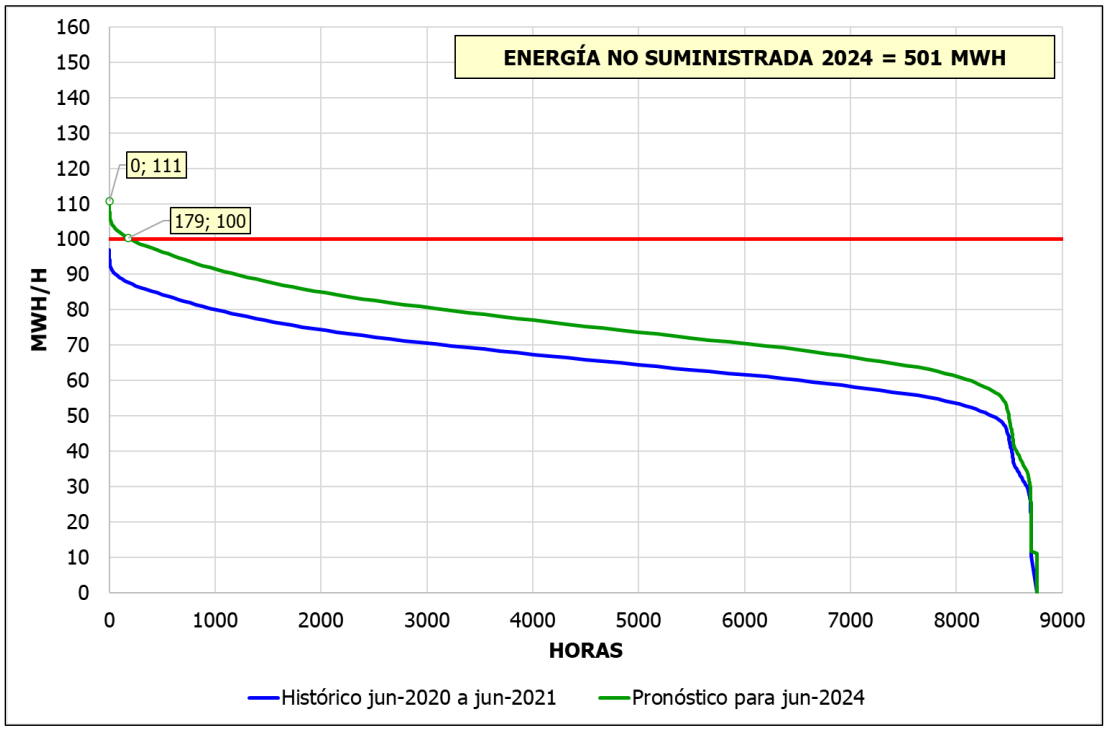


Figura 8.6.7. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-99 en 2024



En el cuadro 8.6.2 se presenta un análisis de CSS 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). En el peor de los casos se puede observar que la falla del AT en paralelo en la SE Chihuahua Norte provocaría una carga de 197 MVA en el otro autotransformador en paralelo; y al considerar una falla del AT paralelo en la SE Avalos se presentan cargas de 163 MVA en el otro AT.

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 AT con probabilidad de ENS, bajas tensiones en la Red Eléctrica de 115 kV; y ante falla de algún AT 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.

Cuadro 8.6.2. Sobrecarga de AT en la SE Chihuahua Norte (AT-99) y SE Ávalos (AT-99) en 2024.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo de Potencia (MVA)	Escenario de Operación
CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	132	Caso sin contingencia
	197	Disparo de CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	185	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
	149	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	111	Caso sin contingencia
	163	Disparo de AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	145	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	160	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	109	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	100	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV

Zona Juárez

El proyecto P19-NT1 “Terranova Banco 2” fue propuesto 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 2023, se tiene previsto iniciar su contratación en 2022.

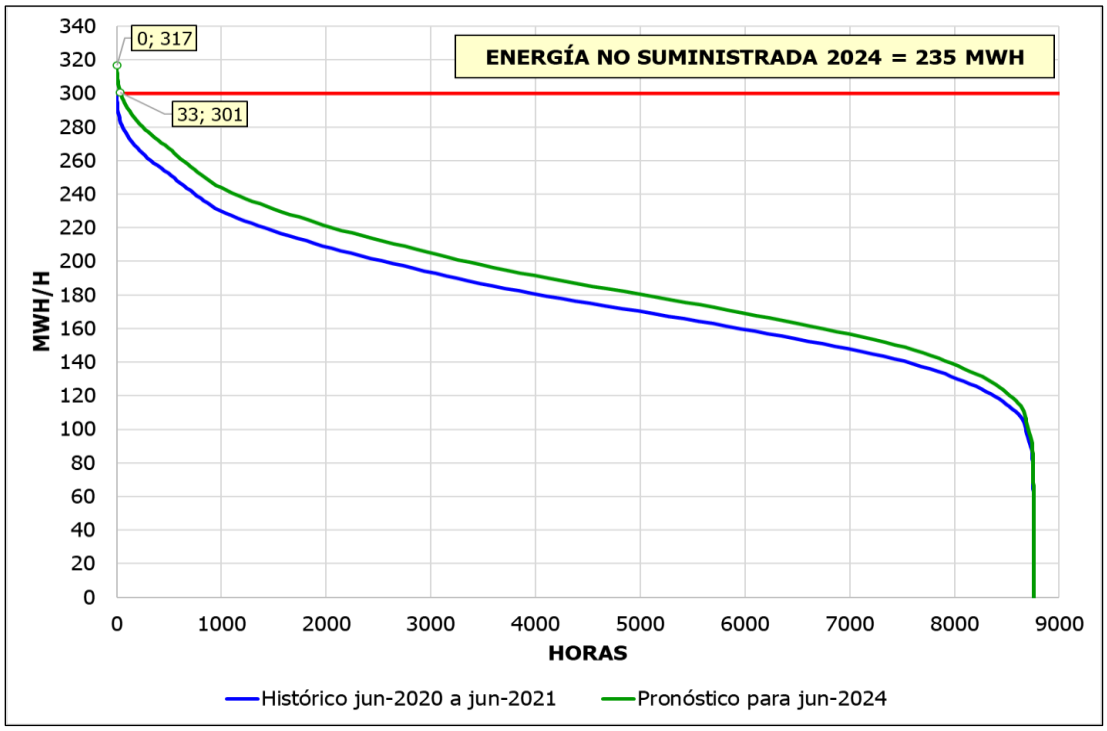
En 2021, el AT de 300 MVA, 230/115 kV de la SE Terranova (AT-99) operó por arriba del 90% de su capacidad, un total de 178 horas (equivalente a 8 días). Ante el disparo de éste provocaría la sobrecarga de líneas de transmisión de 115 kV, lo que pone en riesgo el suministro de energía eléctrica en la zona. Para mitigar esta problemática, se cuenta con un EAR, que consiste en DAC que contempla mayormente carga de tipo industrial.

Cabe destacar que en 2021 se atendieron solicitudes de Conexión de Centros de Carga, las cuales fueron condicionadas a la entrada en operación del nuevo AT en SE Terranova de 300 MVA, 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.

De acuerdo con el pronóstico de demanda, para 2024 se espera una demanda de la zona urbana de Juárez de 1,147 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras del proyecto “Terranova Banco 2”, se tendrían 235 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 AT de la SE Terranova (AT-99) operaría 317 MVA de carga. Además, el tiempo que operaría por arriba de su capacidad nominal es de 33 horas, impactando en la vida útil del equipo.

Figura 8.6.8. Curva de duración de la carga de Terranova AT-99 en 2024



En el cuadro 8.6.3 se presenta un análisis de CSS en 2024 para mostrar la sobrecarga autotransformadores de la ZOT Juárez. Se puede observar que la CSS consiste en la falla del AT en la SE Paso del Norte, donde se presentaría una carga de 352 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 AT probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, no será factible atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

Cuadro 8.6.3. Sobrecarga de los autotransformadores ZOT Juárez en 2024.

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (MVA)	Contingencia
VJZ AT-97 - 230/115 kV (100 MVA)	90	Caso sin contingencia
	136	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	117	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	98	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	317	Caso sin contingencia
	352	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	328	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
REA AT-04 - 230/115 kV (100 MVA)	95	Caso sin contingencia
	134	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	129	Salida de PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	101	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV
PNR AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)	230	Caso sin contingencia
	286	Salida de TER AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	170	Falla de LT PNR-93310-MBS - 230 kV

Zona Laguna

El proyecto P16-NT1 “Zona La Laguna” 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 tiene fecha de entrada en operación para noviembre de 2023. CFE Transmisión informa que tiene recursos e inicia su proceso de contratación en 2022.

En 2021 la demanda máxima de la ZOT Laguna fue 1,326 MW el 8 de junio de 2021 a las 17:14 horas. Para el pronóstico de 2025, se espera una demanda de la ZOT Laguna aproximadamente de 1,486 MW, por lo cual, en caso de no entrar en operación las obras consideradas en el proyecto “Zona la Laguna” y ante la ocurrencia de contingencia sencilla (N-1) de transformación en la SE Torreón Sur, provocaría sobrecarga en los AT y la Red Eléctrica de 115 kV lo que compromete la Confiabilidad del suministro.

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 La Laguna, ocasiona sobrecargas en la Red Eléctrica de 115 kV que podría originar la apertura de varias líneas de transmisión, lo cual podría llevar a la ZOT a la degradación de la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

Actualmente, para mitigar lo descrito anteriormente se realiza la estrategia de seccionar Red Eléctrica en 115 kV, disminuyendo la Confiabilidad de la RNT.

En el cuadro 8.6.4 se presenta un análisis de CSS para el año 2025, sin considerar en operación el proyecto P16-NT1, para mostrar las problemáticas de sobrecarga en AT y líneas de transmisión ante contingencias sencillas en la ZOT Laguna. La CSS consiste en la falla del AT en la SE Torreón Sur (AT-01), donde se presentaría una carga de 152 MVA y 124 MVA, en el Corredor de 115 kV entre las SE Torreón Oriente – Valle Verde -California.

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 AT 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 AT probabilidad de ENS por el periodo de atención de la falla o sustitución, en su caso, de la fase fallada, además, de no poder atender la Conexión de nuevas solicitudes de Centros de Carga en la región.

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 2025.

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	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON
LT		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
PH-73NT0-LAU	120	83	78	123	116	74	68	102	82
TOT-73320-VAE	120	75	63	87	70	152	102	-57	49
VAE-73280-CFN	120	47	35	58	42	124	74	-86	21
TRS AT-01	375	278	230	273	224	0	0	521	274
TRS AT-02	375	301	180	308	184	486	263	0	0

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" fue propuesto en el PAMRNT 2020-2034 e instruido por SENER en 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

CFE Transmisión informó que el proyecto entrará en operación para abril de 2026, aún requiere su inclusión al mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

En 2021 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 SE de esa región.

Cabe destacar que en 2021 se atendieron 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 2023 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 la interrupción del suministro de energía eléctrica.

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 SE de la región, 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

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Tensión		Contingencia
	p.u.	kV	
Nuevo Holanda, Oasis, Ojinaga, El Trébol, y Rancho el Trece	Interrupción al suministro requiere DAC		Salida de LT MES-73740-TSM (160 MVA)
			Salida de LT MES-73730-NHO (160 MVA)

Zona Camargo

El proyecto P17-NT5 "Francisco Villa Banco 3" 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, CFE Transmisión informa que el proyecto entrará en operación hasta agosto de 2025 y cuenta con autorizaciones sin embargo no se han asignado recursos para su construcción.

En 2021, los AT 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 AT, lo que dejaría sin Suministro Eléctrico a una región importante de lo Zona.

De acuerdo con el pronóstico de demanda para 2024, 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 AT actuales.

En el cuadro 8.6.6 se presenta un análisis de contingencias en 2024 sin considerar las obras del proyecto P17-NT5, donde se muestra la sobrecarga que se presentaría en los AT en la SE Francisco Villa (AT-99 y AT-98).

Adicionalmente. 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 AT 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 2024.

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (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)

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 julio de 2024, y cuenta con recursos del PEF 2022.

En la figura 8.7.1 se muestra la curva de duración de flujo del Corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro (LT Las Mesas – A3I50 – Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3I60 – Querétaro Potencia Maniobras), comprendida entre el periodo del 1 de junio de 2020 y el 31 de diciembre del 2021. De esta figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 1,973 MW y ha superado alrededor de 39 horas los 1,820 MW, que corresponde a su límite de transmisión de planeación de largo plazo sin 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 de transmisión 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 agosto de 2023, el proyecto tiene recursos asignados y prevé su contratación en 2022.

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 este Corredor de transmisión es de 1,380 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 1,573 MW y se ha operado arriba de 1,380 MW por más de 72 horas en el periodo del 1 de junio de 2020 al 31 de diciembre de 2021; denotándose la necesidad de construcción de este proyecto.

El diferimiento de ambos proyectos ocasionará que se sigan presentando valores altos de flujo de potencia activa en los Corredores de transmisión mencionados

e incluso violaciones en los mismos, principalmente en condiciones de falla de Línea Transmisión y/o indisponibilidad de generación. Aunado a esto se tendrá energía eléctrica embotellada en algunas regiones del país donde se tienen precios competitivos, lo cual encarecería el costo de la energía despachada en el MEM.

Figura 8.7.1. Curva de duración de flujo de la compuerta Las Mesas – Querétaro, del 1 de junio de 2020 al 31 de diciembre de 2021

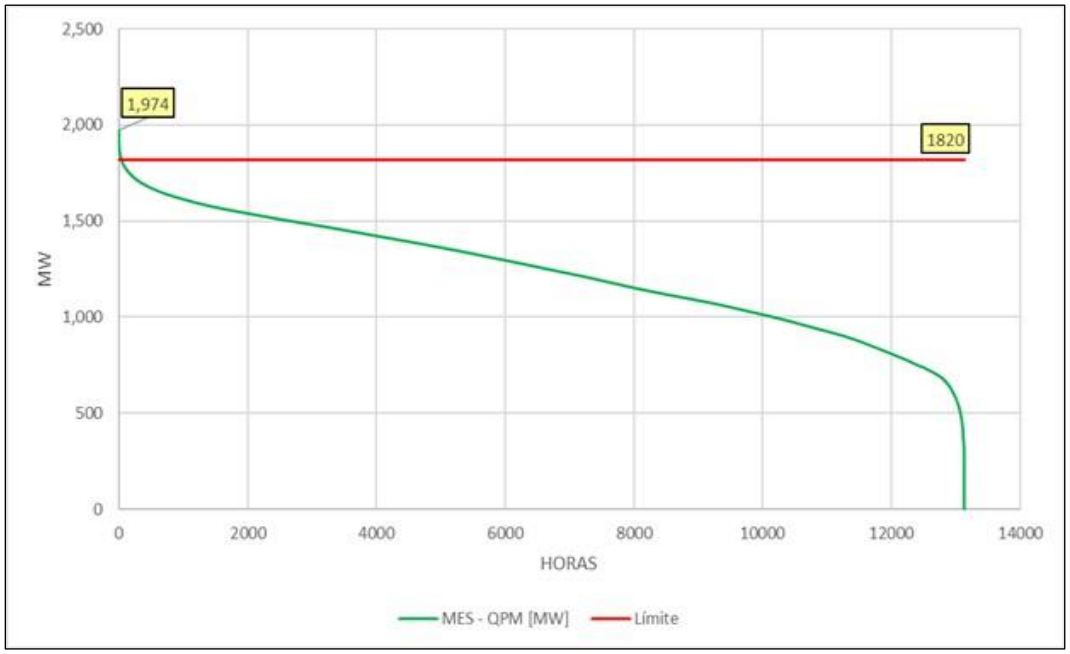
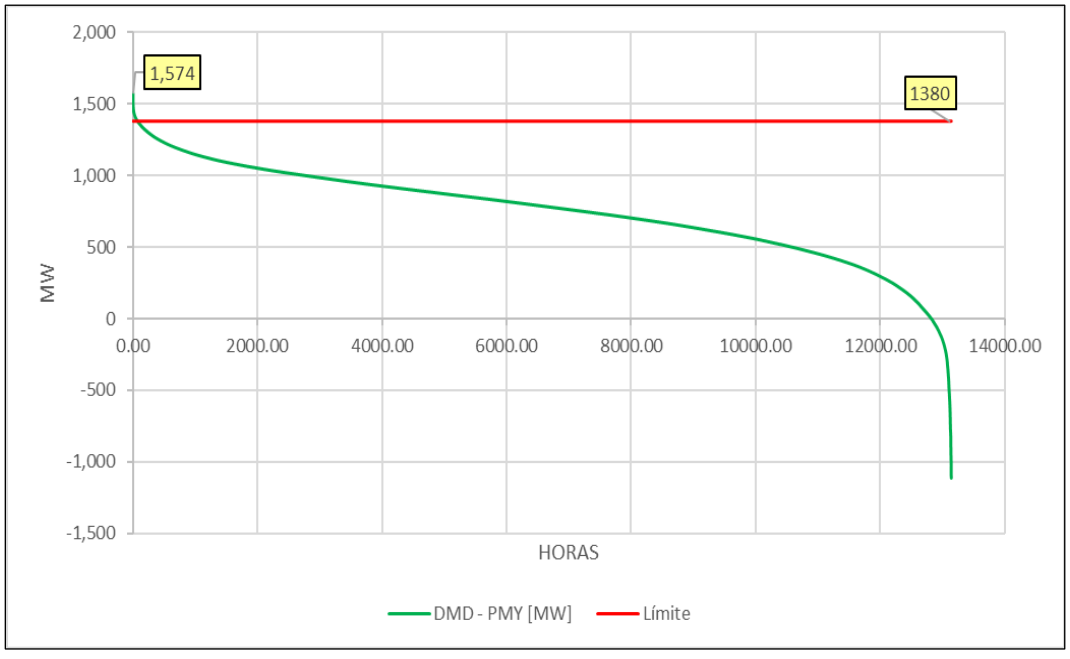


Figura 8.7.2. Curva de duración de flujo de la compuerta Saltillo – Aguascalientes, del 1 de junio de 2020 al 1 de diciembre de 2021



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) tiene la característica de ser un sistema mallado que interconecta tanto a las SE de 400/115 kV y 230/115 kV como a las Centrales Eléctricas en 115 kV, esta condición, permite 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 provoca que el nivel de cortocircuito en diversas SE 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, interrupciones en el suministro de energía 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 SE 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 el Bus donde se encuentra conectado hasta la SE 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 interrupciones en la Red Eléctrica parciales o totales.

5.- Derivado de los altos NCC, fallas con altos niveles de corriente provocarían mayores abatimientos de voltaje en la zona, con lo cual se presentaría de forma colateral, afectaciones de carga por los bajos voltajes presentados.

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 P19-NE2 reportada por CFE Transmisión es de septiembre de 2023, actualmente cuenta

con recursos asignados y prevé su contratación en 2022.

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 noviembre de 2023 y prevé su contratación en 2022.

El comportamiento del voltaje en las SE de la zona de influencia de este proyecto alcanza niveles fuera del límite mínimo de operación (0.95 pu) en la Red Eléctrica de 115 kV, resultando la SE Montemorelos con mayor afectación, la cual, del periodo del 1 de junio de 2020 al 31 de diciembre de 2021, operó 489 horas por debajo del límite mínimo, ofreciendo baja Calidad de suministro a los Centros de Carga que son alimentados por dicha SE.

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 100 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 a el 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 el bus de 115 kV y el transformador 400/115 kV de la SE Lajas.

Al salir de servicio el bus de 115 kV o el transformador de relación 400/115 kV de la SE Lajas por mantenimiento, es inevitable 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 un voltaje dentro de los rangos de operación establecidos en el CdR. La capacidad instalada del sistema de bombeos es de 7.5 MW por SE para un total de 30 MW. En el periodo comprendido de 2013 a 2017 la afectación al sistema de bombeo por fallas en los elementos en la SE Lajas fue de 4.8 horas en promedio al año, mientras que por mantenimientos fue de 24.4 horas en promedio al año, lo que ocasionó afectaciones por ENS de 525.6 MWh en promedio, afectando la calidad de vida de la ZMM.

De igual manera no es conveniente 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 prolongándose, deteriorando la Calidad, Continuidad y Confiabilidad del servicio a los Usuarios Finales.

Zona Sabinas

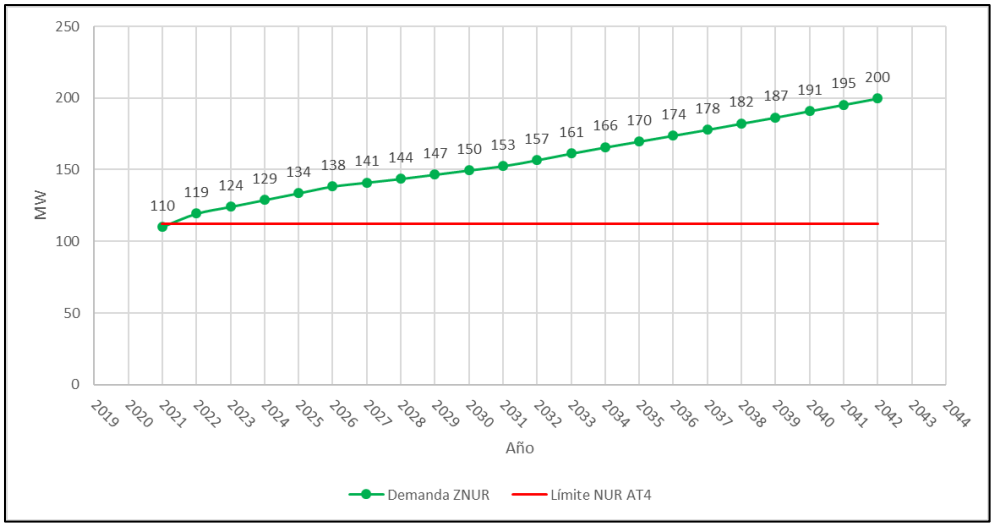
- **Nueva Rosita Banco 2**

En el 2017 se instruyó para la zona Sabinas el proyecto "P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2", con fecha de entrada en operación de abril de 2023.

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 potencia reactiva de mayor ayuda para controlar el voltaje de la zona.

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2023 se presente una demanda de hasta 119 MW en el escenario de verano, lo cual supera la capacidad nominal del transformador de 230/115 kV de 112 MVA de la SE Nueva Rosita (NUR) en un 6%, esto pone en riesgo la capacidad del Suministro Eléctrico para cargas actuales y nuevas solicitudes de Centros de Carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.

Figura 8.7.3 Pronóstico de la demanda de la zona Nueva Rosita (PDS 2022)



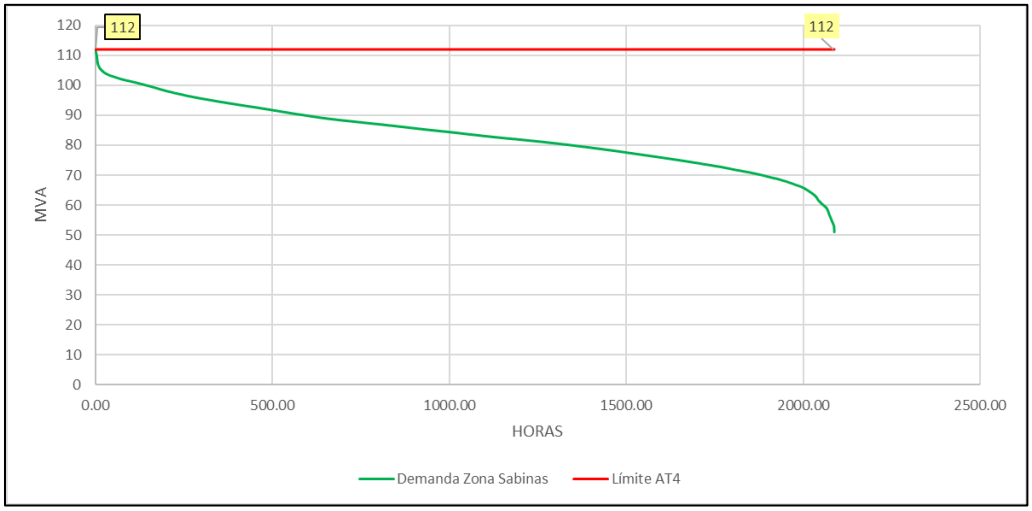
Debido al retraso de la obra, se tendrá un diferimiento en la fecha de entrada en operación para enero de 2026, es decir la obra entrará con tres años de retraso, asimismo, no está incluida en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

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.

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.

Figura 8.7.3 Curva de duración de carga de la demanda de la zona Nueva Rosita durante los meses de verano de 2021



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 2027, asimismo informa que aún no está incluido en el mecanismo de planeación de la CFE para su autorización.

Actualmente la zona Matamoros se alimenta a través de dos AT 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 AT que quedan en servicio se vea rebasada, por lo tanto, no se podría atender la totalidad de demanda de la zona.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda, se prevé que para 2026 la falla del AT de la SE Llano Grande ocasionará una sobrecarga en el AT de la SE Matamoros Potencia; así como en los dos AT de la SE Lauro Villar, siendo en estos últimos donde se generará una sobrecarga mayor al 20%, lo anterior por la cercanía eléctrica de estas dos SE. Con probabilidad de ENS durante la falla del AT.

Los niveles de carga que se han alcanzado en la transformación 230/138 kV de las SE en la zona de Matamoros ponen en riesgo la Continuidad y la Confiabilidad de la Red Eléctrica en la región. De acuerdo con los estudios realizados y con base al pronóstico de la demanda,

En el año 2023 la zona alcanzará una DMCZ de 588 MW situando al banco de transformación de la SE Matamoros Potencia al 91.1% de su capacidad nominal de operación. Dado los tiempos de implementación de la obra, se estima que pueda ser construida en el año 2024, por lo que los estudios de flujos se llevan a cabo con el escenario del verano del año 2024, en un día hábil a las 23:00 horas, cuya demanda es igual a la demanda máxima coincidente de zona del año 2023.

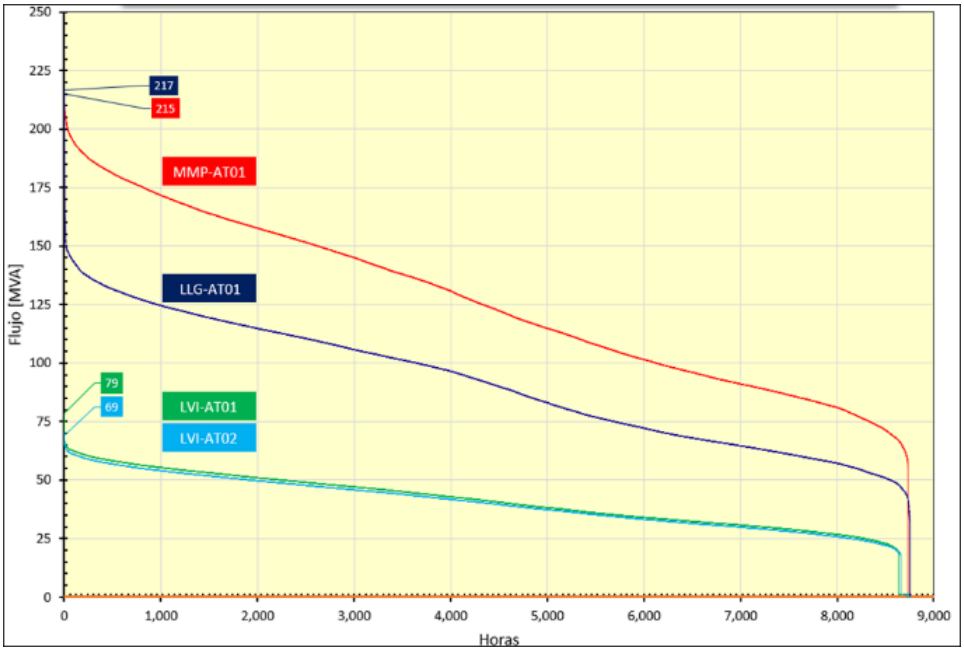
Ante la contingencia sencilla más severa en la zona (el disparo del AT de la SE Llano Grande), en el año 2023, se presentan escenarios con degradación en la Calidad y Continuidad en el Suministro Eléctrico, con probables afectaciones de carga en la Red Eléctrica para garantizar el correcto suministro de energía eléctrica en la región; bajo la regulación en materia de Confiabilidad, Continuidad y Calidad de la energía eléctrica establecidos, esto se ve reflejado en los valores de operación alcanzados en los AT de la SE Lauro Villar (125.9% y 121.8% de su valor nominal de operación), el flujo alcanzado en la LT 83680 de la SE Matamoros Potencia al Tap de la SE Siderúrgica del Golfo (107.4% del valor nominal) y el voltaje de la SE Valle Hermoso (0.9473 p.u.).

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 I^2R.
- 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.

Figura 8.7.4. Curva de cargabilidad de los AT que alimentan a la Zona de distribución de Matamoros.



MMP: Matamoros Potencia, LLG: Llano Grande, LVI: Lauro del Villar

Impacto en la GCR Peninsular

Zonas Campeche y Carmen

- **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 noviembre de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de las Zonas Campeche y Carmen.

Los bancos de transformación 230/115 kV con capacidad de 100 MVA en la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS) suministran la totalidad de la demanda de la Zona Carmen y parcialmente la demanda de la Zona Campeche. El flujo por estos AT es directamente proporcional a la transferencia de potencia en el enlace Sureste – Escárcega y también al despacho de la CE Carmen. El límite de transmisión en Estado Operativo Normal es de 110 MW, el cual se puede aumentar hasta 195 MW al activarse un EAR-DAC.

Actualmente, ante altos flujos de transmisión Sureste – Escárcega e incrementos en la demanda de la zona de distribución Carmen producen que los AT operen al 100 % de su capacidad en Red Eléctrica completa, por lo cual es necesaria la sincronización de generación TG con diésel en la misma zona, a fin de reducir su carga y eventual saturación.

En 2019 el enlace ESA-ATS alcanzó un flujo máximo de 187.7 MW y en 6,424 horas (73 % del año) se estuvo en riesgo de interrumpir carga en caso de haberse presentado la contingencia de uno de los AT y de no

haberse despachado generación TG en CE Carmen, se hubiera alcanzado un flujo de potencia por el enlace de 203.8 MW, es decir se hubiera tenido sobrecarga en los AT en Red Eléctrica completa.

En 2020 el flujo máximo por el enlace ESA-ATS fue de 184.4 MW y en 5,087 horas (58 % del año) se estuvo en riesgo de interrumpir carga. Esta disminución en comparación a 2019 se debió a la contingencia sanitaria SARS-COV2.

En 2021 el flujo máximo por el enlace ESA-ATS fue de 196 MW y durante 6,480 horas (74 % del año) se estuvo en riesgo de interrumpir carga, aún ante el efecto de reducción de demanda por la contingencia sanitaria SARS-COV2, se presentó un incremento del 7% de carga en los AT con respecto a la registrada en el 2020.

Es relevante mencionar que con la entrada en operación del AT de 400/230 kV de 330 MVA en la SE Escárcega Potencia, se incrementó el flujo en el enlace ESA-ATS, provocando la sobrecarga de la transformación de 230/115 kV, por lo cual se requirió 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 a valores por debajo de su capacidad nominal.

Con la entrada en operación del proyecto de CCC Valladolid en 2023, 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 LT entre dichas SE en 115 kV, es la única fuente de suministro de Ciudad del Carmen en donde se tiene un límite de transmisión de 115 MW definido por estabilidad de tensión. En esta zona se cuenta con dos TG diésel con capacidad de 16 MW y 17 MW.

En 2019 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 117.2 MW en donde en 4 horas se superó el límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel en CE Carmen se hubiera tenido un flujo de 118.8 MW y se hubiera superado el límite de transmisión en 18 horas.

En 2020 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 115.5 MW en donde en 1 hora se rebasó el límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel en CE Carmen se hubiera alcanzado un flujo de 115.9 MW y se hubiera superado el límite de transmisión en 2 horas. De igual forma, esta disminución se debió a la contingencia sanitaria SARS-COV2.

En 2021 el enlace Sabancuy – Carmen alcanzó un flujo de 113.4 MW, valor por debajo del límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel en CE Carmen se hubiera alcanzado un flujo de 119 MW y se hubiera superado el límite de transmisión en 19 horas. Aún ante el efecto de la contingencia sanitaria SARS-COV2, se presentó un incremento del 3% de carga en la zona con respecto a la registrada en el 2020.

En 2026 se pronostica una demanda de la Zona Carmen de 135 MW y de la Zona Campeche de 246 MW, por lo cual, sin el despacho de generación TG en CE Carmen los AT de la SE Escárcega Potencia operarían al 100 % y 98 %, respectivamente, en Red Eléctrica completa considerando un flujo por el enlace Sureste – Escárcega de 500 MW. En caso de retraso en la entrada en operación de CCC Valladolid, la condición operativa será más severa ya que se podrían presentar sobrecargas superiores al 10 % en dichos AT en Red Eléctrica completa.

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 se requieren de aproximadamente 19 MW de generación TG para evitar operar por encima del límite de transmisión del enlace Sabancuy – Carmen y en al menos 280 horas, en 2026, se requerirá del despacho de generación TG para evitar dicha condición operativa.

En la figura 8.8.2 se muestra la curva de duración de flujo por los AT de la SE Escárcega Potencia (enlace ESA-ATS). Se puede ver que en las 280 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 AT de la SE Escárcega Potencia. No obstante, en aproximadamente 6,300 horas (72 % del año) se operará con el EAR-DAC esperando la falla del AT 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 AT paralelo produce sobrecargas de hasta 54 % en el AT que se mantiene en servicio. Bajo esta condición de demanda máxima se tendrían que interrumpir aproximadamente 50 MW de demanda en Ciudad del Carmen, es decir el 37 % de la demanda de la zona, mientras de ponen en servicio el AT fallado, o se sustituye la fase fallada, según sea el caso.

Cuadro 8.8.1. Sobrecarga de AT en la SE Escárcega Potencia en 2026 despachando 33 MW de generación turbogás en Carmen

AT (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Escárcega Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	85.0	Caso sin contingencia
	152.6	Salida de Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)
	114.4	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)
Escárcega Potencia-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	87.4	Caso sin contingencia
	153.5	Salida de Escárcega Potencia -AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	117.5	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)

Figura 8.8.1. Curva de duración de la demanda de la Zona Carmen esperada para 2026

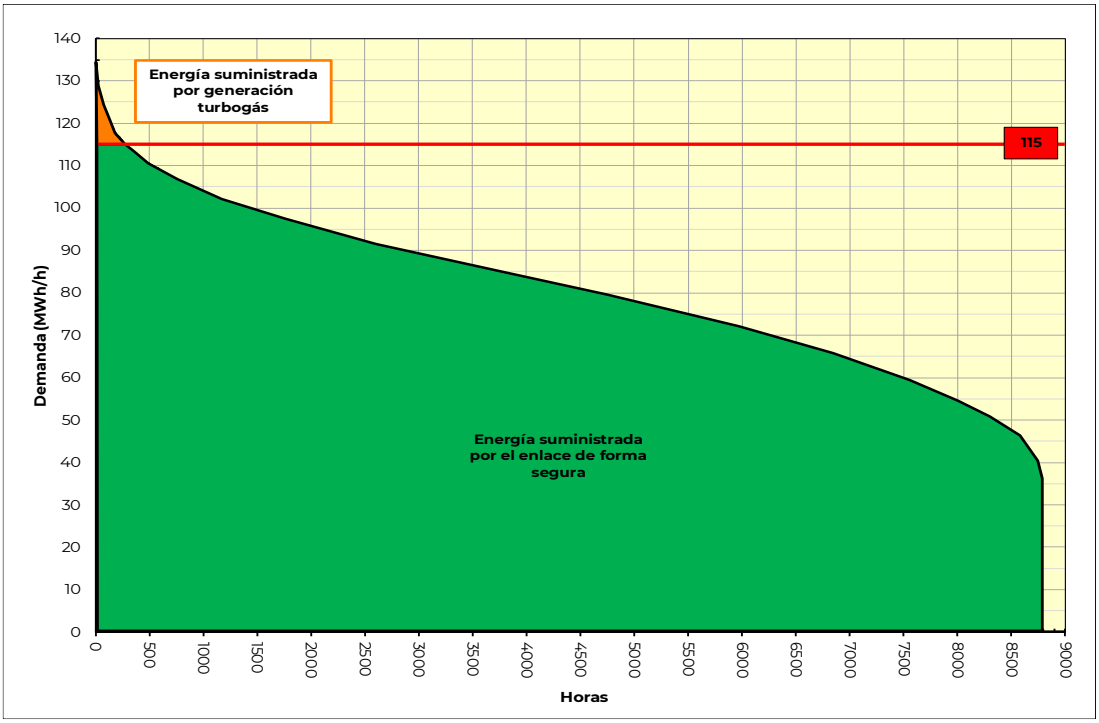
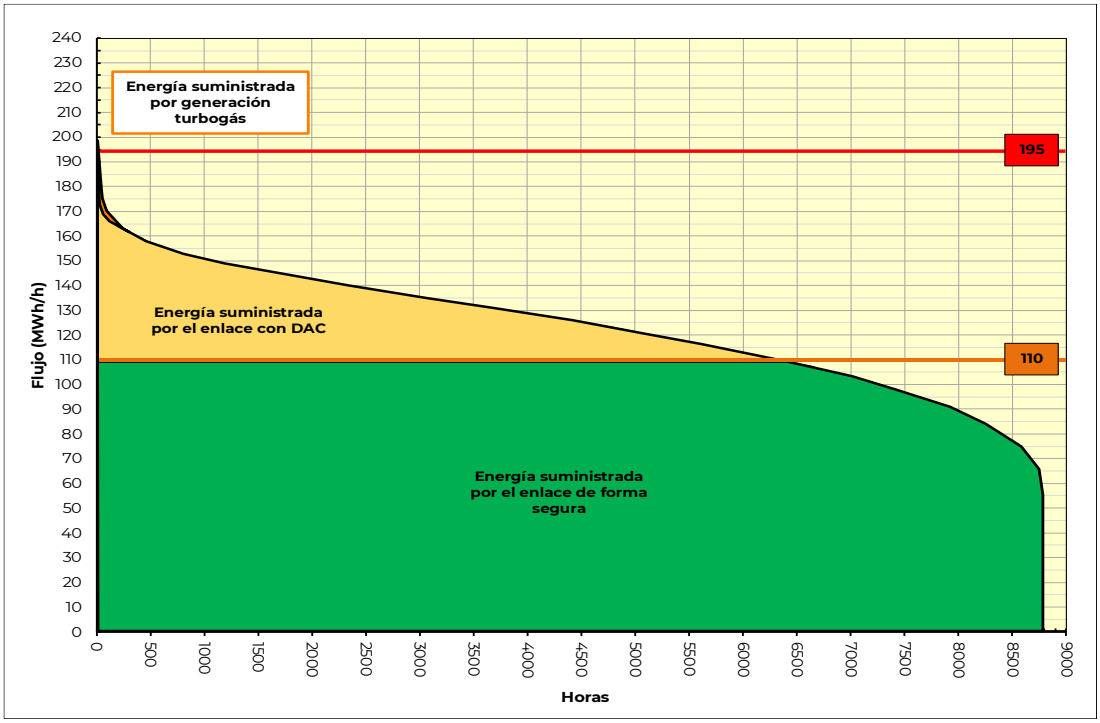


Figura 8.8.2. Curva de duración de flujo del enlace ESA-ATS esperada para 2026



Zona Mérida

- **Chichí Suárez Banco 1**

El proyecto "Chichí Suárez Banco 1" fue propuesto desde el PAMRNT 2016-2030 e instruido por la SENER para su construcción hacia la CFE en 2016 y nuevamente instruido en 2017 con una fecha de entrada en operación de 2020.

Recientemente, CFE Transmisión ha reportado a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta febrero de 2024, además de que se tiene previsto iniciar su contratación en 2022. Estos retrasos impactarán en la Confiabilidad del suministro de la Zona Mérida.

La demanda de energía eléctrica de la Zona Mérida es suministrada en aproximadamente un 80 % por los AT 230/115 kV de las SE Norte (225 MVA), Caucel Potencia (225 MVA) y Kanasín Potencia (2x100 MVA). Este enlace, conocido como Mérida Autotransformadores (MDA-ATS) tiene una capacidad de 600 MW debido a que los AT no se cargan de manera uniforme. Durante la condición de verano, ante los incrementos en la demanda de la zona Mérida e indisponibilidad de la 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, se opera con flujos superiores al límite de transmisión seguro ante la posible contingencia sencilla (n-1) de 410 MW y cercanos al 90% de la capacidad del enlace MDA-ATS.

En 2019 el enlace MDA-ATS alcanzó 95% de su capacidad, EAR-DAC activado en 2,286 horas (26% del año). En 2020 el enlace MDA-ATS alcanzó un 91 % de su capacidad. La disminución en la cargabilidad del enlace MDA-ATS, en 2020, se debió a la reducción en la demanda derivada de la contingencia sanitaria SARS-COV2. Lo cual representó la operación con el EAR-DAC activado en 709 horas (8 % del año).

En 2021 la demanda de la zona Mérida fue de 732 MW y el enlace MDA-ATS alcanzó un 91 % de su capacidad, considerando el despacho de la CE Mérida II (Generación convencional) en 115 kV y generación renovable en la zona Mérida. En caso de no haber contado con la disponibilidad de la generación convencional en la condición de verano se hubiera alcanzado un 98% de su capacidad, operando con el EAR-DAC activado en 3176 horas (36% del año).

En 2024, se espera una demanda de la Zona Mérida de 835 MW, por lo cual, sin el despacho de generación térmica se presentarían sobrecargas en los AT en 70 horas, con valores máximos de 8 % en la SE Norte, 8 % en la SE Caucel Potencia y 6 % y 2 % en la SE Kanasín Potencia, respectivamente.

Por tanto, en este periodo de tiempo se requerirá de generación para evitar la sobrecarga de la transformación. El resto del año podrá ser despachada en función de la disponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán y de los requerimientos del MEM. En la figura 8.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS esperada para 2023, en donde se observa la necesidad de despachar generación térmica en al menos 70 horas del año para evitar la sobrecarga de los AT.

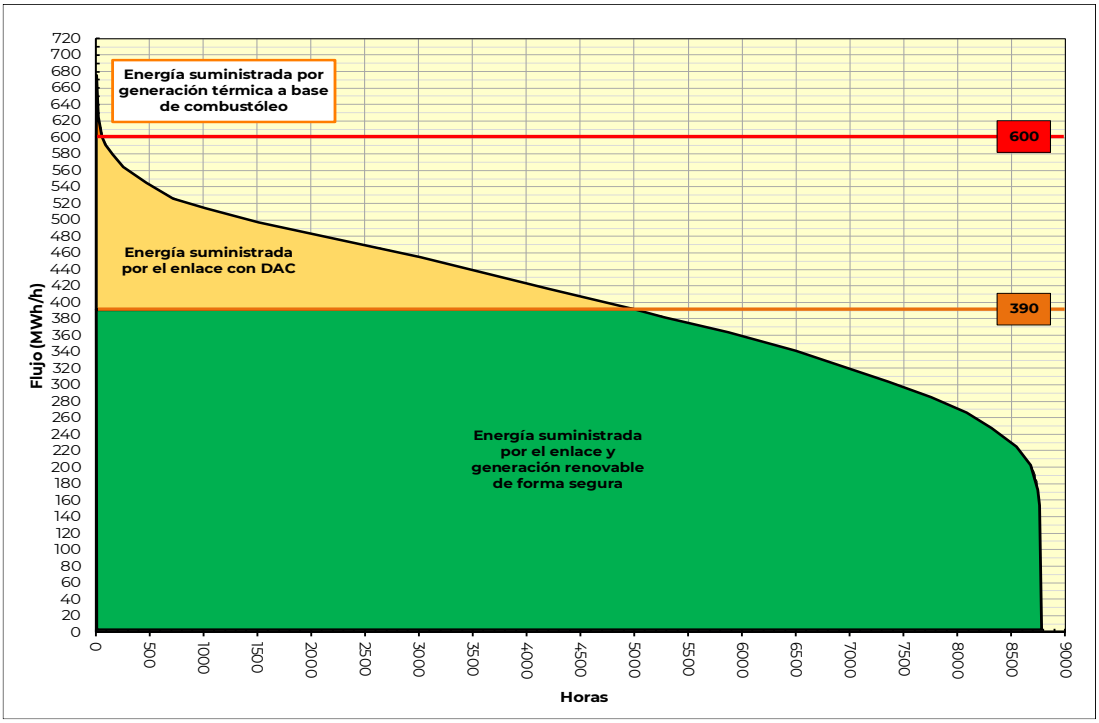
Cabe mencionar que, en la condición de demanda máxima, considerando el despacho de 100 MW de generación térmica, los AT operarían al 100 % en la SE Norte, 94 % en la SE Caucel Potencia y 94 % y 91 % en la SE Kanasín Potencia, respectivamente. Asimismo, en caso de falla o mantenimiento no programado de una de las UCE térmicas, el despacho de 84 MW de la UCE térmica restante y la UCE TG con diésel de 30 MW apenas sería suficiente para evitar la sobrecarga en Red Eléctrica completa de los AT. Sin embargo, de presentarse en ese momento baja disponibilidad de la generación EO

instalada en la zona, se tendría la sobrecarga en el AT en la SE Norte.

Además, en aproximadamente 5,000 horas (57 % del año) se operará con el EAR-DAC esperando la falla del AT en la SE Caucel Potencia en 2023.

En el cuadro 8.8.2 se presenta un análisis de contingencias para identificar la sobrecarga de los AT 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 AT produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 53 %, en el AT de la SE Norte. Bajo esta condición de demanda se tendrían que interrumpir aproximadamente 175 MW de carga en la Zona Mérida, es decir el 22 % de la demanda para evitar operar con sobrecargas superiores a 20 %.

Figura 8.8.3. Curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS en 2023



Cuadro 8.8.2. Sobrecarga de AT de la Zona Mérida en 2023 despachando 100 MW de la Central Térmica Mérida II

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)	93.9	Caso sin contingencia
	149.4	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	91.2	Caso sin contingencia
	129.5	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	125.4	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)	94.2	Caso sin contingencia
	133.8	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	129.6	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)	99.5	Caso sin contingencia
	152.7	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	110.2	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)

- **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, la fecha estimada por CFE Transmisión corresponde a abril de 2026, este proyecto aún no ha sido incluido en el mecanismo de planeación de CFE para su autorización.

El corredor industrial Mérida – Umán es suministrado por los AT 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.

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 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 2019 se registró una demanda máxima en la SE UMAN de 29 MW, superando el límite durante 2 horas.

En 2020 se registró una demanda máxima en la SE Umán de 28 MW, La disminución en la cargabilidad en la demanda de la SE Umán, en 2020, se debió a la reducción en la demanda derivada de la contingencia sanitaria SARS-COV2.

En 2021 se registró una demanda máxima en la SE Umán de 34 MW, superando el límite durante 525 horas. Aún ante el efecto de la contingencia sanitaria SARS-COV2, se presentó un incremento del 21% de demanda en la Subestación Eléctrica con respecto a la registrada en el 2020. Esto se puede apreciar en la curva de duración de carga de la Figura 8.8.5.

Una situación similar se presentaría en la SE 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.

De no llevarse a cabo dicha obra de ampliación, ante la contingencia de la LT Sur – Umán se incrementará las horas del año en operar en Estado Operativo de Alerta, previendo afectaciones de carga ante el problema de baja tensión. y 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 bajo tensión de acuerdo con el pronóstico de carga al 2026 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 10.9 MW en la SE Umán (27 % de la demanda) y 4.1 MW en la SE Hunxectamán (15.7 % de la demanda).

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)

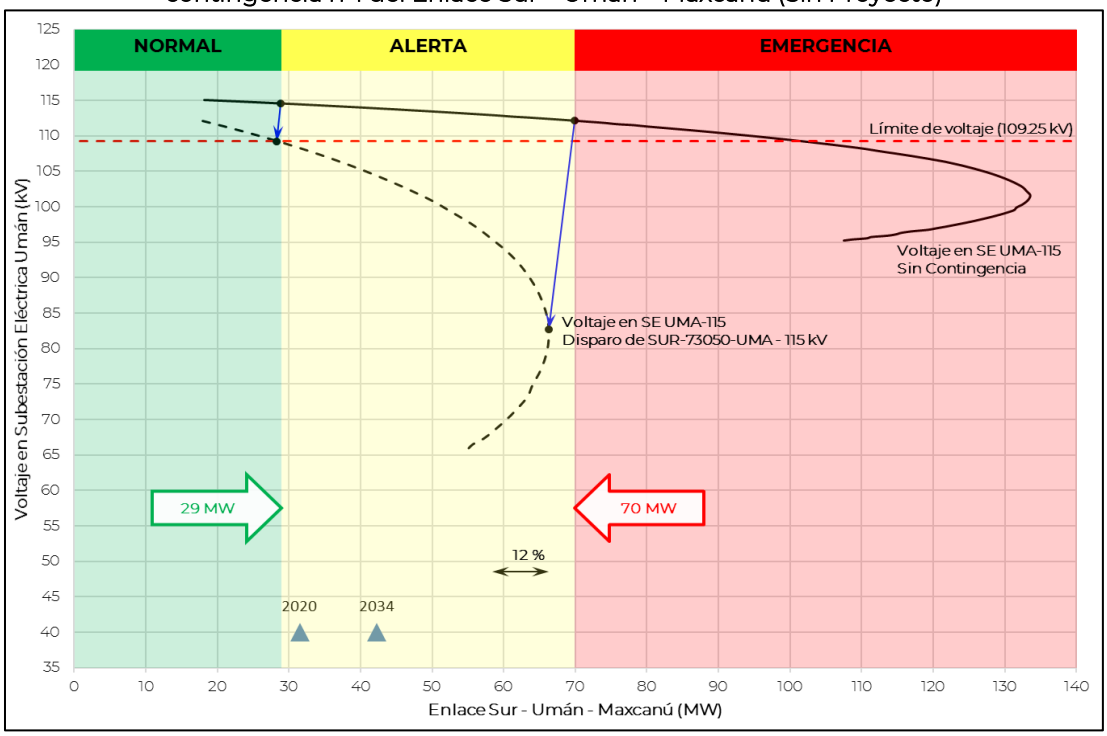


Figura 8.8.5. Curva de duración de la demanda de SE Umán en 2021

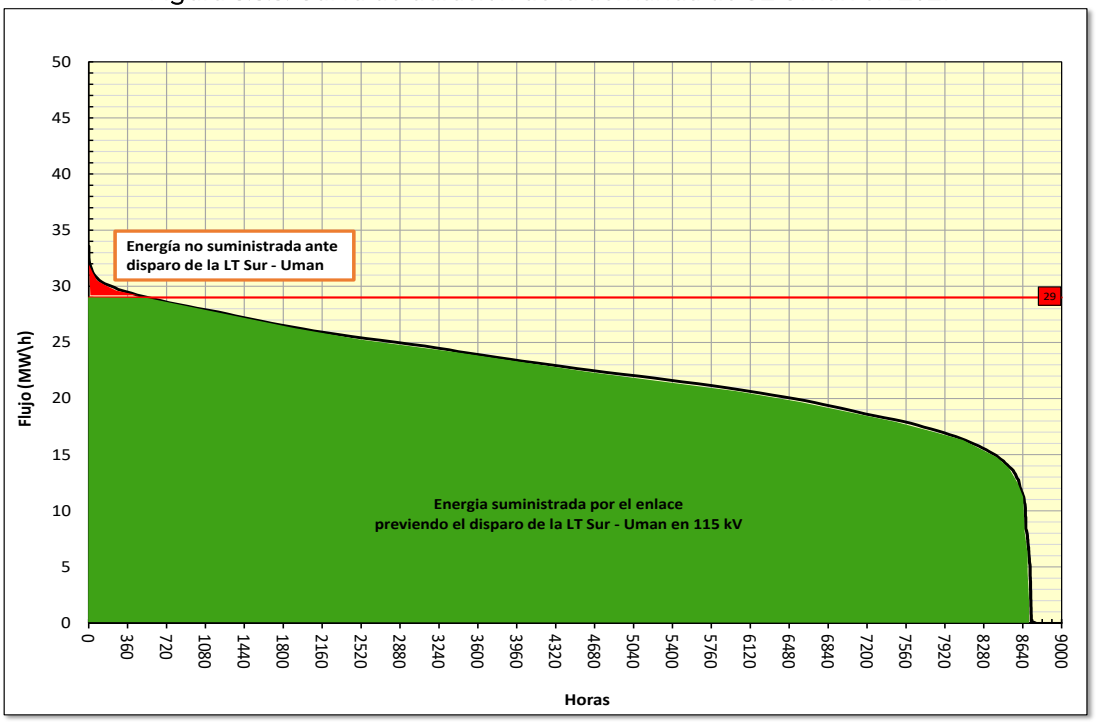
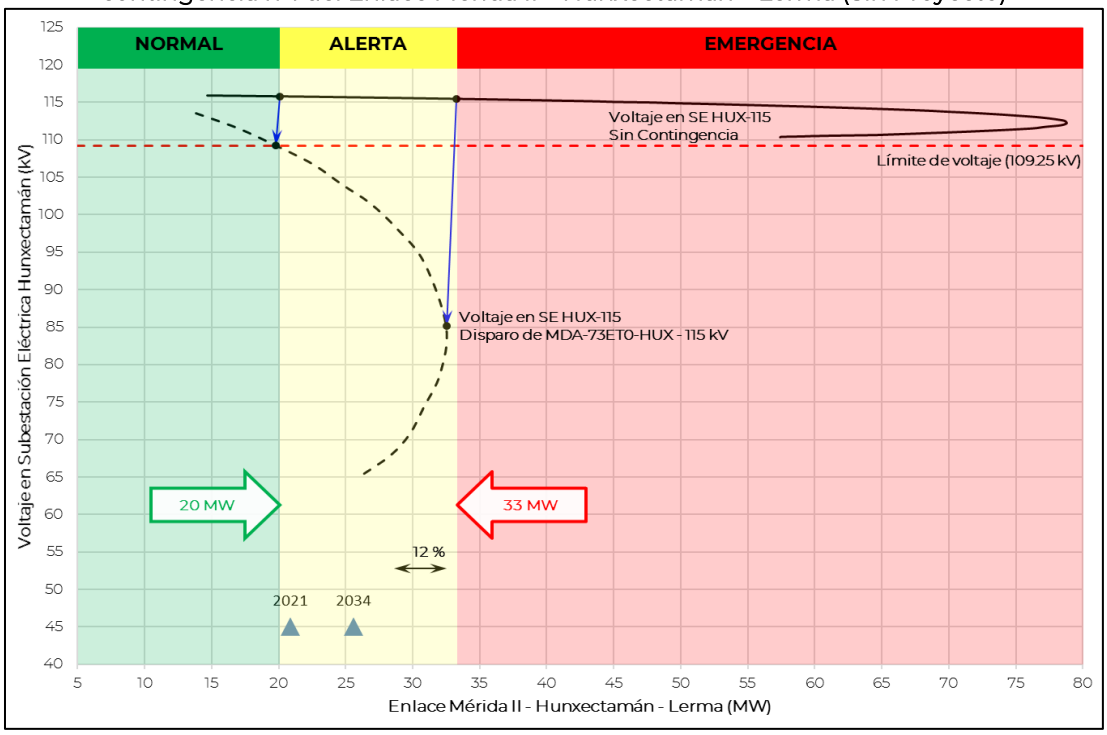


Figura 8.8.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Mérida II – Hunxectamán – Lerma (Sin Proyecto)



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)	1.00 0.92	114.6 105.6	Caso sin contingencia Salida de LT Sur -Umán- 115 kV
Hunxectamán (115 kV)	1.01 0.90	116.0 103.5	Caso sin contingencia Salida de LT Mérida II - Hunxectamán - 115 kV
Maxcanú (115 kV)	1.00 0.95	114.8 109.8	Caso sin contingencia Salida de LT Sur -Umán- 115 kV

Isla Cozumel

- **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.

Sin embargo, el proyecto quedó detenido debido a que se argumentó hacia el CENACE que no se tenía la suficiente evidencia para sustentar que los cables de potencia submarinos existentes en 34.5 kV cumplirían su vida útil antes de 2024 ya que entraron en operación en 1999.

Por tanto, el proyecto quedó pausado y fue hasta 2018 que SENER nuevamente instruyó el proyecto a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2024, y recientemente CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en julio de 2024

El día 8 de agosto de 2019 CFE Distribución notificó a CENACE que derivado de las tres fallas de los cables submarinos de 34.5 kV en 2019, causadas por exceso de calentamiento debido a tensiones inducidas a la pantalla metálica del cable, se degradó el aislamiento. En consecuencia, se solicitó al Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) que evaluara la capacidad de conducción de los cables submarinos. El resultado de la prueba fue que cada cable submarino puede transmitir 15.4 MW en operación normal y 18.4 MW en operación de emergencia en un tiempo máximo de 100 horas al año.

En consecuencia, el límite de transmisión Playa del Carmen – Cozumel, que se consideraba de 48 MW con Red Eléctrica completa debido a problemas de estabilidad de tensión en la Red Eléctrica de 34.5 kV en la Isla de Cozumel, se redujo a 30.8 MW y el límite de transmisión ante contingencia de uno de los cables submarinos disminuyó de 27 MW a 15.4 MW.

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 existentes; impactando en las finanzas públicas y operación de MEM.

Actualmente, se tienen instaladas tres UCE en la SE Chankanaab, dos de ellas con una capacidad de 14 MW, cada una y la tercera con una capacidad de 25 MW. Las UCE 1 y 2 tienen una antigüedad de 51 años y la UCE 4 tiene 29 años en operación, por lo cual el Suministro Eléctrico de la isla Cozumel es dependiente de UCE que presentan altas tasas de indisponibilidad por mantenimiento o falla.

En 2019 el enlace Playa del Carmen – Cozumel alcanzó un flujo máximo de 44.9 MW y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera alcanzado un flujo de 50.4 MW. La reducción en la capacidad de transmisión se dio hasta agosto de 2019, por lo cual se tuvieron flujos de potencia superiores a 30.8 MW de enero a julio. También, en el 100 % de las horas de 2019, la demanda superó la capacidad de transmisión para soportar la contingencia sencilla de uno de los cables submarinos.

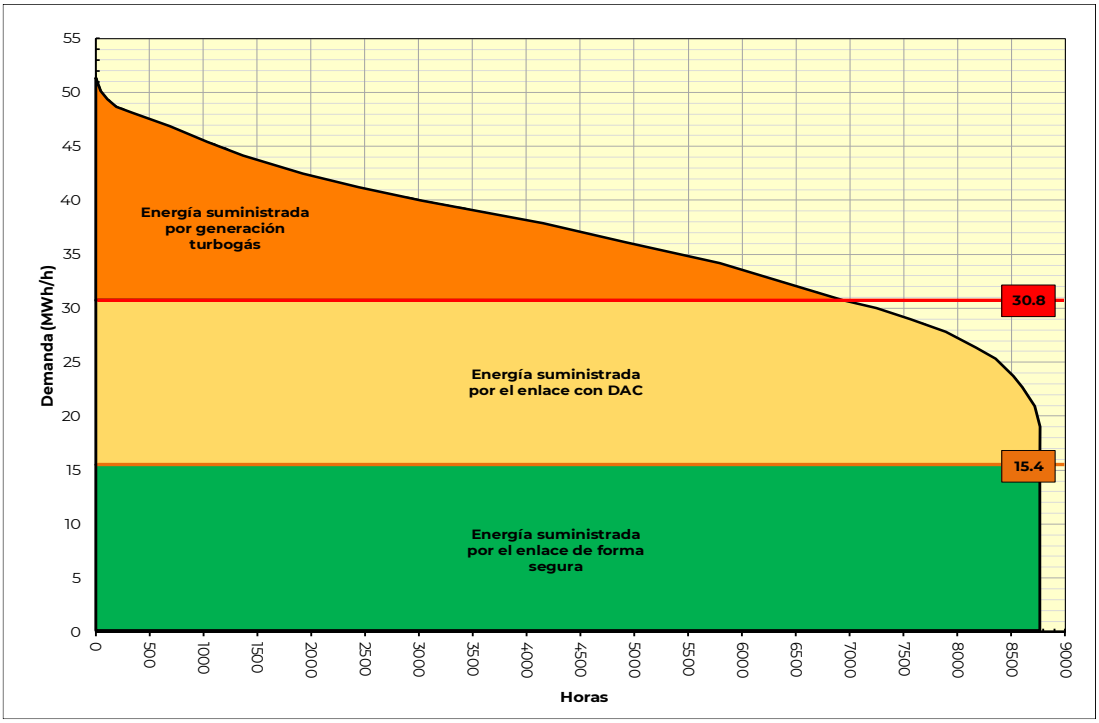
En 2020 el flujo máximo por el enlace Playa del Carmen – Cozumel tuvo un valor de 28.8 MW y en caso de no haberse despachado generación TG con diésel este valor hubiera sido de 42.2 MW. En 3,405 horas (39 % del año) se tuvo que despachar generación TG con diésel para evitar sobrecargar los cables submarinos en Red Eléctrica completa. En el 100 % del año, la demanda de la isla Cozumel supero la capacidad de transmisión para soportar la contingencia sencilla de uno de los cables submarinos a pesar de la contingencia sanitaria SARS-COV2.

En junio de 2021 se presentaron dos eventos donde se requirió corte manual de carga debido a fallas en las UCE de la SE Chankanaab. El 17 de junio de las 19:55 h a las 20:14 h se realizó un corte de carga de 1 MW para evitar la sobrecarga de los cables submarinos al tener falladas las UCE 1 y 2 y fallar el proceso de arranque de la UCE 4. El 21 de junio de las 22:46 h a las 22:59 h se afectaron 3.1 MW de carga después de la falla de la UCE 4, con el objetivo de evitar la sobrecarga de los cables submarinos. Por tanto, es posible que se continúen presentando este tipo de eventos en los próximos años, inclusive con cortes mayores de carga debido al crecimiento de la demanda.

En la figura 8.8.7 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel en 2023, sin proyecto, en donde se observa que el 100 % del año se dependerá de la activación del EAR-DAC debido a que la demanda mínima de la Isla será aproximadamente de 18 MW. También, en 6,920 horas (79 % del año) se requerirá del despacho de al menos una TG con diésel en la CE Chankanaab para evitar la sobrecarga de los cables submarinos y en la condición de demanda máxima se requerirá del despacho de al menos 22 MW de generación TG con diésel.

Por tanto, ante indisponibilidad de uno de los cables submarinos por falla o mantenimiento no programado se correría el riesgo de interrumpir el suministro de la demanda de al menos 15.4 MW que representa el 29 % de la carga, pudiendo ser montos mayores, alrededor de 37 MW, en caso de que en el evento transitorio se disparara las UCE TG.

Figura 8.8.7. Curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel en 2023



Zonas Cancún y Riviera Maya

- **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 hasta diciembre de 2023, y tienen recursos asignados para contratación en 2022 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región. Los proyectos tienen recursos del PEF 2022.

Las Zonas Cancún y Riviera Maya conforman la Zona de Operación de Transmisión Cancún (ZOTCNC) y son alimentadas mediante el enlace Valladolid – Cancún, que consta de 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.

Actualmente, el límite máximo de transmisión Valladolid – Cancún está determinado por estabilidad de tensión en la zona Cancún y tiene un valor de 825 MW sin EAR-DAC. A partir de 2020 se implementó un EAR-DAC ante el disparo de

las LT Valladolid – Nizuc/Balam que aumenta el límite de transmisión a 880 MW.

Además del enlace Valladolid – Cancún, se tiene el monitoreo de otro enlace de transmisión, conocido como Dzitnup – Riviera Maya que consiste en las dos LT en 400 kV Dzitnup – Riviera Maya y tiene como límite de transmisión 430 MW, el cual puede aumentar a 550 MW al activarse un EAR-DAC.

Adicionalmente, en esa zona del país se tiene una capacidad instalada de 213 MW de CE con 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 valores de indisponibilidad por mantenimiento o falla. Esta dependencia de la generación TG con diésel compromete el Suministro Eléctrico y conforme aumente la demanda se tendrá un mayor estrés en la Red Eléctrica.

En 2019 el enlace Valladolid – Cancún alcanzó un flujo máximo de 844.6 MW, superando en 8 horas el límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia de 922.2 MW, superando el límite de transmisión en 970 horas (11 % del año). De igual forma el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 556.9 MW y en 320 horas se superó el límite de transmisión sin EAR DAC.

En 2020, debido a la contingencia sanitaria SARS-COV2, el enlace Valladolid – Cancún tuvo un flujo máximo de 774.8 MW, por lo cual no se superó el límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera presentado un flujo de potencia de 793.3 MW. De igual forma, el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 457.2 MW y en 3 horas se superó el límite de transmisión sin EAR DAC.

En 2021 el enlace Valladolid – Cancún alcanzó un flujo máximo de 892 MW, superando en 1212 horas el límite de transmisión. En caso de no haberse despachado generación TG con diésel se hubiera tenido un flujo de potencia de 915 MW, superando el límite de transmisión en 1480 horas (17 % del año). De igual forma el enlace Dzitnup – Riviera Maya alcanzó un flujo máximo de 452.8 MW y en 320 horas se superó el límite de transmisión sin EAR DAC

Con la entrada del proyecto “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II” se aumentará la capacidad de suministro de 825 MW a 875 MW y con la incorporación de la CCC Valladolid, la capacidad de transmisión del enlace Valladolid – Cancún, sin generación TG con diésel, aumentará tan solo a 928 MW, es decir un beneficio aproximado de 53 MW en comparación a la condición sin la CCC Valladolid. Sin embargo, el límite de transmisión del enlace Dzitnup – Riviera Maya no se incrementará debido a la incorporación de dichos proyectos.

Esta problemática, aún con la CCC Valladolid, existe 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 2024 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).

De acuerdo con el pronóstico al 2023, aun despachando 200 MW de generación TG con diésel, se alcanzaría un flujo de 933 MW y de 524 MW en los enlaces Valladolid – Cancún y Dzitnup – Riviera Maya, respectivamente; operando en Estado Operativo de Alerta ambos enlaces de transmisión. En caso de degradación de la CCC Valladolid III en 230 kV, la sobrecarga del enlace Dzitnup – Riviera Maya se acentuaría, inclusive superando la capacidad con EAR DAC.

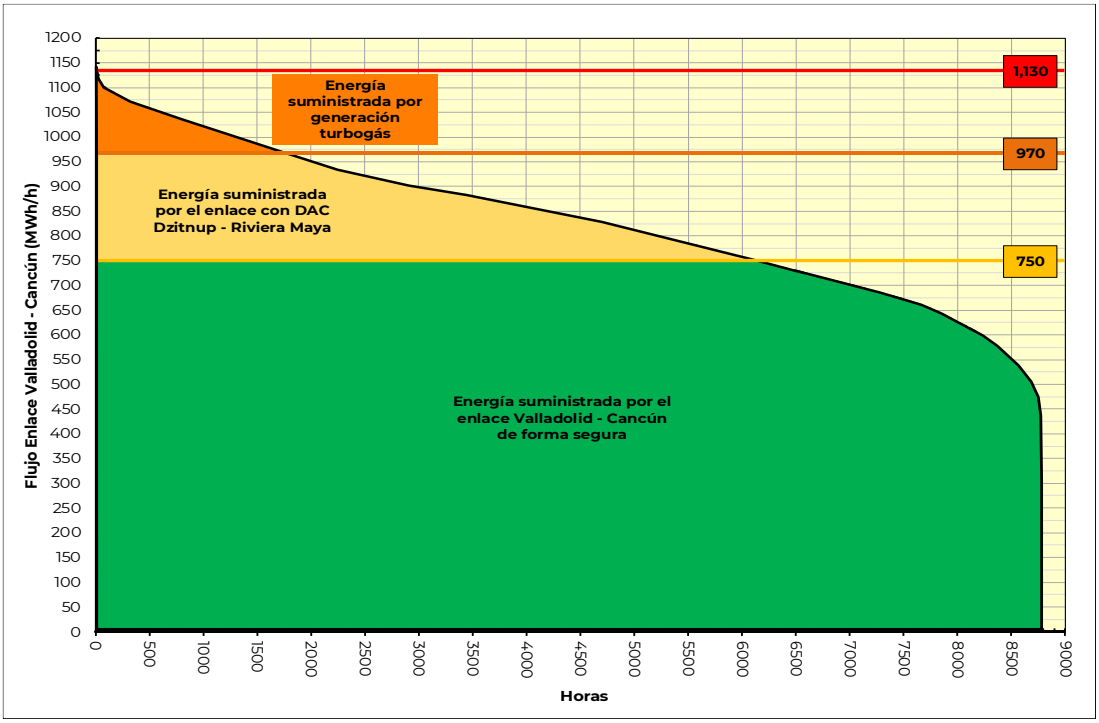
En la figura 8.8.8 se muestra la curva de duración de flujo del enlace Valladolid – Cancún, en 2024, considerando la CCC

Valladolid y el despacho de 90 % de CCC Valladolid III. Se observa que a partir de un flujo de potencia de 750 MW se tendrá que operar con el EAR-DAC del enlace Dzitnup – Riviera Maya armado; esta condición se presentaría en al menos 6,100 horas (70 % del año). A partir de un flujo de potencia estimado de 970 MW se superaría el umbral del EAR-DAC, haciendo necesario el despacho de generación TG con diésel en aproximadamente 1,700 horas del año (19 % del año). Con demandas superiores a 1,130 MW en la ZOTCNC, aún con el despacho de 200 MW de generación turbogás, se superaría el límite de transmisión del enlace Valladolid – Cancún; condición que sucedería 7 horas en 2024.

En caso de indisponibilidad de algunas de las UCE TG existe el riesgo de que el operador tenga que hacer cortes manuales de carga 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.

Finalmente, la entrada en operación de las Subestaciones Eléctricas de Tracción (SET) del Tren Maya, en particular la SET5 traerá consigo problemáticas de suministro en el corredor turístico Playa del Carmen – Tulum ya que la capacidad máxima en Red Eléctrica completa es de 75 MW, cuando la demanda pronosticada es de 102 MW en 2024. Por lo que en la condición de verano se esperan tensiones de hasta 0.93 pu en las Subestaciones Eléctricas del Corredor, requiriéndose un corte manual de carga de 15 MW para mantener un perfil de tensión superior a 0.95 pu. Ante contingencia de cualquiera de las LT en 115 kV se presentaría problemas de estabilidad de voltaje y fallas del suministro de energía eléctrica.

Figura 8.8.8. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024



En el cuadro 8.8.4 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga en LT aun despachando 200 MW de generación TG con diésel en el escenario de demanda máxima de estas dos zonas de 2024. Se puede observar que ante diversas contingencias se superaría la capacidad limitada a 120 MVA por equipo serie en las SE Iberostar y Mayakobá.

Cuadro 8.8.4. Sobrecarga de líneas de transmisión en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV	120*	57.9 105.8	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)
Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV	120*	63.7 112.8 91.9	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA) Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Xcalacoco-73R30-Zac Nicté - 115 kV	120*	44.3 90.6	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

*Línea de transmisión limitada por equipo terminal en Subestaciones Eléctricas. Límite térmico de tramo aéreo de 209 MVA.

En el cuadro 8.8.5 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 96 % y 90 % de su capacidad aun despachando 48 MW de generación TG con diésel en Chankanaab y ante contingencia de los elementos mostrados podrían alcanzar valores de cargabilidad de 161 % y 151 %, respectivamente; involucrando un corte máximo de carga de 118 MW (26 % 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 superior a 20 % en el banco de transformación que se mantendría en operación.

Cuadro 8.8.5. 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)	95.6 160.8 152.0 120.6	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA) Salida de Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	90.0 151.4 148.6 113.6	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA) Salida de Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA) Salida de LT Xcalacoco-73R20-Riviera Maya - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	70.7 131.9	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	68.8 125.0	Caso sin contingencia Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

En el cuadro 8.8.6 se presentan las problemáticas de bajo tensión en las Subestaciones Eléctricas del Corredor Playa del Carmen – Tulum en donde se tendrían tensiones inferiores a 0.95 pu en Red Eléctrica completa en las SE Akumal II, Tulum, Aktun-Chen y SET5 y ante las contingencias mostradas se tendría afectación completa del suministro en las SE de dicho Corredor. Para evitar operar con tensiones inferiores a 0.95 pu el operador tendría que realizar cortes manuales de carga de aproximadamente 15 MW (15 % de la demanda). También, en la Zona Cancún, la contingencia de la LT Canek – Kohunlich provocaría el requerimiento de cortes de carga para evitar problemáticas de control de voltaje en las SE Kohunlich y Popolnáh

Se debe tener en cuenta que el tipo de carga en las zonas hoteleras, residenciales y comerciales de la Zona Cancún y Riviera Maya cuentan con equipos de aire acondicionado, que agravan la problemática de voltaje ante fallas.

Cuadro 8.8.6. Bajas tensiones en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación TG con diésel

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje p.u.	Voltaje kV	Contingencia
Akumal II (115 kV)	0.93	107.5	Caso sin contingencia Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV* Salida de LT Pescadores-73ET0-Aktun-Chen - 115 kV* Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV* Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV*
	Requiere DAC		
Tulum (115 kV) -	0.93	107.4	Caso sin contingencia Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV* Salida de LT Pescadores-73ET0-Aktun-Chen - 115 kV* Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV* Salida de LT Akumal II-73ET0-SET5 - 115 kV* Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV*
	Requiere DAC		
Aktun-Chen (115 kV)	0.94	108.5	Caso sin contingencia Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV* Salida de LT Pescadores-73ET0-Aktun-Chen - 115 kV* Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV* Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV*
	Requiere DAC		
Pescadores (115 kV)	0.98	112.7	Caso sin contingencia Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV* Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV* Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV
	Requiere DAC		
	0.94	108.0	
SET5 (115 kV)	0.93	107.0	Caso sin contingencia Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV* Salida de LT Pescadores-73ET0-Aktun-Chen - 115 kV* Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV* Salida de LT Akumal II-73ET0-SET5 - 115 kV* Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV*
	Requiere DAC		
Popolnáh (115 kV)	0.99	113.7	Caso sin contingencia Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
	Requiere DAC		
Kohunlich (115 kV)	0.99	113.7	Caso sin contingencia Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
	Requiere DAC		

Impacto en el Sistema Interconectado Baja California

Zona Tijuana-Tecate

La principal problemática que se presenta en la ciudad de 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 AT 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 que produce cargabilidades de más del 145% en AT instalados en la zona, lo que implica acciones de seccionamiento en la Red Eléctrica de 69 kV e implementación de EAR-DAC, que interrumpirían alrededor de 140 MW en la actualidad 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. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en diciembre de 2023 y se encuentra en el proceso constructivo.

Por tanto, se presentan sobrecargas 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, cortes de carga para eliminar la saturación en los enlaces y mantener la capacidad de transmisión dentro de Límites Operativos.

Con la finalidad de dar solución a las problemáticas anteriormente descritas, en los ejercicios de los PAMRNT anteriores se han propuesto proyectos para mantener la Confiabilidad.

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 2021.

Las obras de compensación “México MVAr y Río 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. 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 para el proyecto hasta abril de 2023.

El proyecto “Panamericana Potencia Banco 3” y los proyectos de transmisión “Rubí entronque Cárdenas - Guerrero” y “Frontera entronque Industrial – Universidad” fueron propuestos en el PAMRNT 2017-2031 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación 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 diciembre de 2023 que se dispondrá del proyecto de transformación y en agosto de 2025 los proyectos de transmisión.

El proyecto “Tijuana I Banco 4” 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 hasta agosto de 2023 y que cuenta con los recursos asignados para su ejecución. Sin embargo, el diferimiento impactará en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de la Zona Tijuana, se tendrá saturado el equipo de transformación y transmisión limitando el crecimiento y desarrollo de las ciudades de Tijuana y Tecate.

El proyecto “Modernización del Arreglo de Barras y de la Transformación en la SE Panamericana Potencia” 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 no reportó a CENACE la fecha estimada de terminación, por lo que se

estima la entrada en operación del proyecto en diciembre de 2025.

El proyecto "Modernización de Arreglo de Barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV" 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 estima la entrada en operación del proyecto en octubre de 2025.

El proyecto "Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana", que considera un nuevo equipo de transformación en la SE Metrópoli Potencia y el proyecto "Compensación Capacitiva en la Zona Tecate" fueron propuesto en el PAMRNT 2021-2035 e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha necesaria de entrada en operación de abril de 2025. El proyecto aumentará la capacidad de suministro a la Red Eléctrica de 69 kV desde el troncal de 230 kV y proporcionará el soporte de voltaje en la Zona Tecate ante contingencia sencilla de una de las líneas de transmisión provenientes de la SE Herradura.

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.

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

Zona Ensenada

Debido a la topología radial con la que se realiza el suministro de la zona Ensenada, resulta complejo mantener el voltaje en las Subestaciones Eléctricas más alejadas a la ciudad de Ensenada, como son las SE San Felipe, San Simón y San Quintín, ya que ante la contingencia de LT en 115 kV entre las SE Ciprés, Maneadero, San Vicente y Cañón se requiere de corte de cargas de gran magnitud con la finalidad de mantener el voltaje de operación dentro de los límites permitidos en las Subestaciones Eléctricas al sur de la zona Ensenada. Es necesario realizar acciones remediales que involucra la afectación de carga de las Subestaciones Eléctricas mencionadas.

Para dar solución a las 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” 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 abril de 2023.

El proyecto “El Arrajal Banco 1” fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión, con una fecha de entrada estimada en operación de abril de 2022.

El proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” 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.

Sin embargo, CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto “El Arrajal Banco 1” entrará en operación hasta febrero de 2026, mientras que el proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” estima su entrada en operación en junio de 2025.

El proyecto “Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada” 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.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos que han sido instruidos por la SENER a CFE Transmisión. Ver Cuadro 8.9.2.

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	Tijuana-Tecate/Baja California	2020

Zonas Mexicali y San Luis Río Colorado

La zona Mexicali presenta alto déficit de generación de potencia reactiva lo que implica el degradación en el nivel de tensión de la mayoría de las Subestaciones Eléctricas ubicadas al oriente de la ciudad de Mexicali, 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 producen la operación de esquemas de bajo voltaje afectando la Calidad y Confiabilidad del suministro a los Usuarios Finales.

Adicionalmente, se presenta la problemática de saturación en AT 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 adicional para solventar la sobrecarga en bancos de transformación.

El déficit en la capacidad de generación en Mexicali se ha corregido con la compra de energía a EE. UU. y un protocolo correctivo con el cual se adicionan UCE de Baja

California a los cuales se les compra la energía eléctrica requerida para el periodo de verano. Así ha sido posible satisfacer los requerimientos de energía eléctrica, sin embargo, en los próximos años se requerirá de mayores montos de generación, lo que pondría en riesgo 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.

El intercambio de energía eléctrica con EE. UU. se logra a través de un enlace de interconexión, el cual tiene establecida 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 se presenta la condición de máxima capacidad del enlace, lo que implica una operación con alto riesgo, ya que al perder el enlace se tendrán que dejar de suministrar alrededor de 600 MW para mantener el sistema en sincronismo, por tanto, el tener la dependencia a la importación de energía eléctrica de EE. UU. resulta en un alto riesgo de no satisfacer la demanda eléctrica de la región. Los riesgos van, desde no poder tener intercambio de energía eléctrica en el mercado de California, el cual también presenta un déficit de generación interna, hasta tener corte de carga considerables para mantener el sistema eléctrico en sincronismo.

Por lo anterior, se requiere de proyectos de generación de energía eléctrica al interior de la región Valle del SIBC que, permitan reducir el déficit de generación, se tendría un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alterno a los existentes, se aportarían localmente las necesidades de potencia reactiva y sería posible disminuir la importación de energía eléctrica de los sistemas vecinos, los cuales, han tendido problemas de suficiencia de generación para satisfacer sus propios requerimientos.

Para eliminar esta problemática, se han considerado proyectos de generación de CCC y TG en el mediano plazo 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 del 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 una situación de riesgo de pérdida de carga de 200 MW ante la indisponibilidad o en escenarios ante contingencia del equipo de compensación, 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 instruidos en el SIBC proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La zona San Luis Río Colorado no cuenta con UCE dentro de su zona, por tanto, para atender el Suministro Eléctrico requiere de la importación de energía 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 los voltajes de las SE de la zona al presentar magnitudes de voltaje 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 voltaje con niveles de operación por debajo del límite permitido.

Con la finalidad de dar solución a las 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.

A continuación, el Cuadro 8.9.3, presenta los proyectos propuestos que se encuentran ya instruidos por la SENER.

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. 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 2023.

El proyecto "Chapultepec entronque Cerro Prieto Dos – San Luis Rey" 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 julio de 2025.

El proyecto "Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico" 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 mayo de 2024 para este proyecto.

Cuadro 8.9.3. Obras instruidas de la Zona Mexicali y San Luis Río Colorado

Proyecto	Zona/GCR	Año de instrucción
Packard MVAr	Mexicali/Baja California	2015
Parque Industrial San Luis 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

A continuación, se presentan los análisis eléctricos de la infraestructura eléctrica del SIBC, los cuadros mostrados contienen comparaciones en sobrecargas de líneas de transmisión y el comportamiento de los voltajes en las Subestaciones Eléctricas ante contingencias sencillas para el escenario de verano 2023.

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 voltajes aún sin contingencia. Por tanto, es de suma relevancia incorporar proyectos de generación al interior de la región valle para atender el suministro de la carga, de no hacerlo se tendrán cortes de carga significativos en los periodos de mayor demanda.

En el Cuadro 8.9.4 se observa que los AT con relación de transformación 230/69 kV en las SE Tijuana I y Panamericana Potencia se encuentran sobrecargados desde el escenario con Red Eléctrica completa, se aprecian valores mayores al 110% mientras que los dos AT de la SE Metrópoli Potencia se encuentran cercanos al 100% de su capacidad con Red Eléctrica completa.

Es decir, se tendrán saturados los elementos de transformación en las SE Tijuana I, Panamericana Potencia y Metrópoli Potencia.

Por lo anterior, no será posible atender el suministro de la demanda sin los proyectos de transformación a incorporar en la zona Tijuana, además, de presentarse una contingencia de elemento de transformación no será posible reemplazar el equipo en un periodo corto de tiempo debido a que no se cuenta con reservas a nivel nacional de AT con relación de transformación 230/69 kV, estas características no se utilizan en el resto del país a excepción de una parte de la ciudad de Guadalajara.

Cuadro 8.9.4. Elementos de Transmisión y Transformación con sobrecarga en 2023 sin las obras instruidas

Caso Base	Elemento monitoreado	Capacidad (MVA)	Flujo en elemento monitoreado			
			P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)
Red Eléctrica completa	CNA-63110-RUB - 69 kV	60	66	4.8	66.2	102.1
	PAP-T10 - 230/69 kV	100	106	27.7	109.6	109.6
	PAP-T20 - 230/69 kV	100	105.5	27.6	109.1	109.1
	TJI-T10 - 230/69 kV	100	103.6	28	107.3	107.3
	TJI-T20 - 230/69 kV	100	104.4	28.2	108.1	108.1

Si la situación en Red Eléctrica completa es crítica debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica del SIBC, ante contingencia sencilla, la situación será aún más severa ya que se requerirán de cortes de cargas sustanciales ante diferentes contingencias sencillas en los escenarios de verano principalmente.

El Cuadro 8.9.5 muestra la cargabilidad en líneas de transmisión en el caso de no contar con los proyectos instruidos en el SIBC. Se puede apreciar que algunas líneas de transmisión presentan sobrecarga desde el escenario con Red Eléctrica completa y un número considerable de LT presentan 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 en 2023 ante CSS en el caso de no tener los proyectos instruidos en el SIBC. Se observa un número considerable de afectaciones en elementos de transformación ante eventos de pérdida de un circuito sencillo, adicionalmente se aprecian sobrecargas mayores al 120% de su capacidad máxima de transformación ante eventos de falla de bancos de transformación.

Ante la contingencia sencilla del CEV en la SE Tecnológico para el 2023 Se observa un abatimiento de tensión en toda la zona Mexicali y requiere de corte de carga; y 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, el voltaje disminuye drásticamente, requiriendo cortes de carga para mantener el voltaje dentro de los límites de operación permisibles. En las zonas de Mexicali y San Luis Río Colorado se tienen 21 SE en 230 kV con tensiones por debajo de 0.95 p.u. ante la contingencia llegando a valores de 208 kV, y 9 SE en 161 kV con tensiones por debajo de 0.95 p.u.

En el Cuadro 8.9.7 se muestra el comportamiento del voltaje en las SE del

SIBC. Se observa la necesidad de adicionar los elementos de compensación y los proyectos de generación para solucionar la problemática de potencia reactiva.

Se observa una problemática severa de bajo voltajes con Red Eléctrica completa en las SE San Simón, San Quintín y San Felipe, de manera que se compromete la Confiabilidad de suministro de energía al sur de la ciudad de Ensenada ante la pérdida de la LT Ciprés – Maneadero o ante la contingencia de la LT Ciprés – Cañón en 115 kV.

Con la entrada en operación de los proyectos instruidos en 2023 en el SIBC, se eliminará la problemática de sobrecarga en equipos de transformación y la gran mayoría de las sobrecargas en elementos de transmisión ante contingencia sencillas.

Asimismo, la problemática de voltaje se reducirá considerablemente. Por tanto, las obras instruidas son de vital importancia ya que sin ellas no se podrá asegurar la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del Suministro Eléctrico.

Finalmente, se requiere continuar con la consolidación de los proyectos de generación en Baja California para eliminar el déficit en la capacidad de generación existente debido a que la cancelación del proyecto de Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional, dejó al SIBC sin el aporte de energía eléctrica proveniente del SIN, con la aplicación de protocolos correctivos en los escenarios de mayor demanda, y con saturación de Compuertas de Flujo de la GCR Noroeste al resto del SIN.

Cuadro 8.9.5. Líneas de Trasmisión con sobrecargas en 2023 sin obras instruidas ante contingencia

Línea de Transmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Flujo en Línea de Transmisión monitoreada				CSS
		P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
MXI-83130-CRO - 161 kV	167	-115.46	-9.59	115.86	69.38	Caso sin contingencia
		-182.61	-11.94	183.00	109.58	Salida de LT MXI-83380-SIS - 161 kV
CIP-73110-MND - 115 kV	120	66.16	1.81	66.18	55.15	Caso sin contingencia
		95.73	176.47	200.76	167.30	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
CNA-63110-RUB - 69 kV	60	-65.37	-1.68	65.40	108.99	Caso sin contingencia
		-88.61	-2.50	88.65	147.74	Salida de LT GER-63570-CES - 69 kV
GER-63570-CES - 69 kV	72	-52.64	-2.06	52.68	73.17	Caso sin contingencia
		-79.77	-1.93	79.79	110.82	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
CES-63570-RUB - 69 kV	72	-58.90	-9.62	59.68	82.89	Caso sin contingencia
		-86.61	-12.73	87.54	121.58	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
INA-63210-TJI - 69 kV	96	-57.39	-7.01	57.81	60.22	Caso sin contingencia
		-100.30	-13.83	101.25	105.47	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
TJI-63190-OPT - 69 kV	96	65.82	13.17	67.13	69.93	Caso sin contingencia
		103.27	20.24	105.24	109.62	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
PAP-63460-HTR - 69 kV	75	57.33	8.65	57.98	77.30	Caso sin contingencia
		74.45	18.05	76.61	102.14	Salida de TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)
PAP-63640-HMO - 69 kV	63	-52.49	-1.22	52.51	83.35	Caso sin contingencia
		-69.95	-0.42	69.96	111.04	Salida de LT HMO-63650-PAP - 69 kV

Cuadro 8.9.6. Elementos de Transformación sobrecargados en 2023 sin obras instruidas

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				CSS
	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
CIP-AT50 - 230/115 kV (100 MVA)	82.03	9.75	82.61	*82.61*	Caso sin contingencia
	124.76	18.48	126.12	*126.12*	Salida de CIP-AT70 - 230/115 kV 100 MVA
CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)	209.56	27.26	211.32	*93.92*	Caso sin contingencia
	251.82	39.87	254.95	*113.31*	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV 225 MVA
	247.35	33.95	249.67	*110.96*	Salida de OZA-93380-CRO - 230 kV
MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)	89.70	20.30	91.97	*91.97*	Caso sin contingencia
	126.10	32.75	130.29	*130.29*	Salida de MEP-AT30 - 230/69 kV 100 MVA
PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	105.81	27.66	109.36	*109.36*	Caso sin contingencia
	161.87	45.35	168.11	*168.11*	Salida de RUB-AT10 - 230/69 kV 100 MVA
PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	105.33	27.55	108.88	*108.88*	Caso sin contingencia
	148.84	44.36	155.31	*155.31*	Salida de PAP-AT10 - 230/69 kV 100 MVA
TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)	87.87	43.95	98.25	*98.25*	Caso sin contingencia
	102.45	58.36	117.91	*117.91*	Salida de HRA-63750-FCO - 69 kV
	96.78	49.50	108.71	*108.71*	Salida de MEP-63590-SIO - 69 kV
RUB-AT10 - 230/69 kV (225 MVA)	198.39	33.03	201.12	*89.39*	Caso sin contingencia
	224.71	41.45	228.50	*101.55*	Salida de PAP-AT10 - 230/69 kV 225 MVA
SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)	210.53	36.17	213.61	*94.94*	Caso sin contingencia
	323.29	72.91	331.41	*147.29*	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV 225 MVA
TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	103.13	27.88	106.84	*106.84*	Caso sin contingencia
	152.25	47.03	159.35	*159.35*	Salida de TJI-AT20 - 230/69 kV 100 MVA
TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	103.93	28.10	107.66	*107.66*	Caso sin contingencia
	122.44	33.83	127.03	*127.03*	Salida de RUB-AT10 - 230/69 kV 100 MVA

Cuadro 8.9.7. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
APD (230 kV)	0.9327	214.53	Caso sin contingencia
	0.8978	206.48	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CHQ (230 kV)	0.9132	210.04	Caso sin contingencia
	0.8750	201.26	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CNT (230 kV)	0.9487	218.21	Caso sin contingencia
	0.9194	211.47	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CPD (230 kV)	0.9334	214.68	Caso sin contingencia
	0.8981	206.57	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CPT (230 kV)	0.9340	214.82	Caso sin contingencia
	0.8990	206.77	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CSC (230 kV)	0.9377	215.68	Caso sin contingencia
	0.9042	207.96	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CTY (230 kV)	0.9341	214.84	Caso sin contingencia
	0.8993	206.83	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
MXI (230 kV)	0.9423	216.73	Caso sin contingencia
	0.9103	209.38	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
OZA (230 kV)	0.9433	216.96	Caso sin contingencia
	0.9151	210.48	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
PID (230 kV)	0.9052	208.19	Caso sin contingencia
	0.8649	198.94	Salida de LT CPU-83170 RZC - 161 kV
ROA (230 kV)	0.9606	220.93	Caso sin contingencia
	0.9351	215.08	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
SIS (230 kV)	0.9502	218.54	Caso sin contingencia
	0.9207	211.75	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
SRY (230 kV)	0.9098	209.24	Caso sin contingencia
	0.8705	200.21	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
STB (230 kV)	0.9448	217.31	Caso sin contingencia
	0.9134	210.08	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
TEK (230 kV)	0.9441	217.14	Caso sin contingencia
	0.9111	209.55	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
VPA (230 kV)	0.9434	216.99	Caso sin contingencia
	0.9108	209.49	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
WIS (230 kV)	0.9437	217.06	Caso sin contingencia
	0.9136	210.12	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
XCO (230 kV)	0.9424	216.75	Caso sin contingencia
	0.9113	209.59	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CNZ (161 kV)	0.9298	149.70	Caso sin contingencia
	0.8897	143.24	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CPC (161 kV)	0.9351	150.55	Caso sin contingencia
	0.8955	144.17	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CPU (161 kV)	0.9329	150.20	Caso sin contingencia
	0.8934	143.84	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV

CRO (161 kV)	0.9376	150.96	Caso sin contingencia
	0.8952	144.13	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
CTY (161 kV)	0.9313	149.94	Caso sin contingencia
	0.8912	143.49	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
GOR (161 kV)	0.9296	149.66	Caso sin contingencia
	0.8895	143.21	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
HGO (161 kV)	0.8973	144.47	Caso sin contingencia
	0.8457	136.16	Salida de LT CPU-83170 RZC - 161 kV
KCH (161 kV)	0.9393	151.22	Caso sin contingencia
	0.8999	144.88	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
MOE (161 kV)	0.9321	150.07	Caso sin contingencia
	0.8918	143.59	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
MXI (161 kV)	0.9344	150.44	Caso sin contingencia
	0.8955	144.18	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
NZI (161 kV)	0.9290	149.56	Caso sin contingencia
	0.8923	143.67	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
PKD (161 kV)	0.9320	150.06	Caso sin contingencia
	0.8930	143.77	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
RIN (161 kV)	0.9376	150.95	Caso sin contingencia
	0.8966	144.36	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
SIS (161 kV)	0.9408	151.47	Caso sin contingencia
	0.9051	145.73	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
SKW (161 kV)	0.9280	149.41	Caso sin contingencia
	0.8914	143.51	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV
COE (115 kV)	0.9733	111.93	Caso sin contingencia
	0.9216	105.99	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
KON (115 kV)	0.9943	114.35	Caso sin contingencia
	0.9455	108.73	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
MIN (115 kV)	1.0032	115.36	Caso sin contingencia
	0.8985	103.33	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
SAF (115 kV)	0.9906	113.92	Caso sin contingencia
	0.8819	101.42	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
SMA (115 kV)	1.0104	116.20	Caso sin contingencia
	0.9332	107.32	Salida de MAQ SMA-01-EO - 0.7 kV
SMN (115 kV)	0.9185	105.63	Caso sin contingencia
	0.8602	98.92	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
SQN (115 kV)	0.9265	106.54	Caso sin contingencia
	0.8691	99.94	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
TRI (115 kV)	1.0015	115.17	Caso sin contingencia
	0.9227	106.12	Salida de LT MNI-73420 SMA - 115 kV
ENL (69 kV)	0.9714	67.03	Caso sin contingencia
	0.9333	64.40	Salida de LT HRA-63730 TCD - 69 kV
ENT (69 kV)	0.9959	68.72	Caso sin contingencia
	0.9364	64.61	Salida de LT HRA-63740 ENT - 69 kV
FCO (69 kV)	0.9753	67.30	Caso sin contingencia
	0.9433	65.09	Salida de LT HRA-63750 FCO - 69 kV
LGO (69 kV)	0.9683	66.81	Caso sin contingencia

	0.9439	65.13	Salida de PAP-AT40 - 230/69 kV
LOS (69 kV)	1.0100	69.69	Caso sin contingencia
	0.9265	63.93	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV
ONG (69 kV)	1.0061	69.42	Caso sin contingencia
	0.9214	63.58	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV
TCD (69 kV)	0.9797	67.60	Caso sin contingencia
	0.9421	65.00	Salida de LT HRA-63730 TCD - 69 kV
TCR (69 kV)	0.9752	67.29	Caso sin contingencia
	0.9418	64.98	Salida de LT HRA-63740 ENT - 69 kV
TCT (69 kV)	0.9753	67.30	Caso sin contingencia
	0.9414	64.96	Salida de LT HRA-63740 ENT - 69 kV
TCU (69 kV)	0.9753	67.29	Caso sin contingencia
	0.9414	64.96	Salida de LT HRA-63740 ENT - 69 kV
TJI (69 kV)	0.9768	67.40	Caso sin contingencia
	0.9460	65.27	Salida de PAP-AT40 - 230/69 kV
VLC (69 kV)	0.9929	68.51	Caso sin contingencia
	0.9490	65.48	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV
VLP (69 kV)	0.9924	68.48	Caso sin contingencia
	0.9275	64.00	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV

Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur

La principal problemática que se presenta en el SIBCS está relacionado a la degradación de voltaje ante contingencia sencilla de línea 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.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el SIBCS que se encuentran instruidos por la SENER. Ver Cuadro 8.10.1.

Las obras de compensación “Santiago MVAr” y “Bledales 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 estos proyectos de compensación entrarán en operación en abril de 2023.

Los proyectos de compensación “Loreto MVAr”, “Camino Real” 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 agosto de 2025.

Los proyectos de compensación “Monte Real MVAr”, y “Buena Vista MVAr” 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 diciembre de 2025 para la terminación de estos proyectos.

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	2020
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos	Los Cabos / Baja California Sur	2020
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución	Villa Constitución / Baja California Sur	2020

- **Compensación capacitiva en zona La Paz (Camino Real MVAr y Bledales 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 voltaje 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 (antes Pichilingue) en 115 kV origina bajos voltajes en la SE Camino Real, adicionalmente, en la SE El Triunfo registraría una problemática de bajo voltaje con Red Eléctrica completa.

Además, se aprecian bajos voltajes en la SE La Paz ante la pérdida de la LT La Paz – Coromuel.

Cuadro 8.10.2. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Camino Real en 2024

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
ETR (115 kV)	0.95	109.7	Caso sin contingencia
	0.901	105.0	Salida de LT CAR-73320-ERE - 115 kV
CAR (115 kV)	0.96	110.6	Caso sin contingencia
	0.88	101.0	Salida de LT CAR-73320-ERE - 115 kV

- **Compensación capacitiva zona Constitución (Loreto MVAr)**

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 presentan voltajes fuera de Límites Operativos con Red Eléctrica completa en las SE Puerto Escondido y Loreto y ante contingencia sencilla las SE

Santo Domingo, Insurgentes, y Villa Constitución provocando que el EAR-DAC realice cortes de carga en dichas Subestaciones Eléctricas con el fin de mantener niveles de tensión dentro del Límite Operativo permitido en la zona de influencia.

Los resultados obtenidos de análisis de contingencias se muestran en el Cuadro 8.10.3.

Cuadro 8.10.3. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin proyectos instruidos en la SE Loreto en 2024

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
LRO (115 kV)	0.91	104.3	Caso sin contingencia
PES (115 kV)	0.92	105.3	Caso sin contingencia
DOM (115 kV)	0.96	110.2	Caso sin contingencia
	0.93	107.0	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV
INS (115 kV)	0.96	110.2	Caso sin contingencia
	0.93	107.0	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV
VIO (115 kV)	0.97	111.3	Caso sin contingencia
	0.95	108.9	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV

- **Compensación capacitiva zona Los Cabos (Santiago MVAr y Bledales MVAr)**

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 voltajes fuera de Límites Operativos en las SE Santiago, Buena Vista (futura con fecha de entrada en operación factible de mayo de 2023) y Aeropuerto San José con de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla.

Adicionalmente, se presentarán bajos voltajes 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 voltaje dentro de Límites Operativos para poder brindar Continuidad en el servicio en esta zona, los resultados se pueden apreciar en el Cuadro 8.10.4.

Cuadro 8.10.4. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Santiago en 2024

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
SNT (115 kV)	0.94	108.5	Caso sin contingencia
BUV (115 kV)	0.94	108.3	Caso sin contingencia
ASJ (115 kV)	0.95	109.2	Caso sin contingencia
MOR (115 kV)	0.95	109.5	Caso sin contingencia
	0.81	93.1	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
SJC (115 kV)	0.96	110.2	Caso sin contingencia
	0.93	106.4	Salida de LT ELP-73440-SJC - 115 kV

- **Incremento de capacidad de transformación en zona Los Cabos**

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.

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 8.10.5 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 2026.

Cuadro 8.10.5. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin proyecto

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				CSS
	P (MW)	Q (MVAr)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
ELP-AT10 - 230/115 kV (100 MVA)	84.5	28.0	89.0	89.0	Caso sin contingencia
	142.3	61.4	155.0	155.0	Salida de TCB – AT10 - 230/115 kV (225 MVA)
	106.7	26.1	109.9	109.9	Salida de LT ETR-73BS0-BUV - 115 kV

- **Compensación capacitiva en la zona Los Cabos (Monte Real MVAr y Buena Vista 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 (futura en 2023) 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 diciembre de 2025 como fecha factible.

Al retrasarse el proyecto, se presentarán voltajes fuera de los Límites Operativos con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla, por lo que se tendrá que recurrir a la operación de EAR realizando corte de carga para dar continuidad en el suministro de la región de Santiago, los resultados se pueden apreciar en el Cuadro 8.10.6.

Cuadro 8.10.6. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Monte Real y Buena Vista.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
ASJ (115 kV)	0.97	112.1	Caso sin contingencia
	0.79	90.4	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
SNT (115 kV)	0.97	111.1	Caso sin contingencia
	0.83	95.1	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
MOR (115 kV)	0.98	112.3	Caso sin contingencia
	0.78	90.2	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV
BUV (115 kV)	0.96	110.7	Caso sin contingencia
	0.85	97.7	Salida de LT SJC-73540-MOR - 115 kV

- **Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución**

Afectaciones

Con el crecimiento natural de la carga en los próximos años en la zona Constitución y 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, por lo que el soporte reactivo que actualmente proporciona la CE 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.

Para el escenario de 2026 sin el proyecto, no será posible atender el suministro de la carga de la zona Constitución sin mantener en operación unidades de la CE Agustín Olachea Avilés para poder seguir suministrando parte de la demanda y como soporte de potencia reactiva.

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 abril de 2026.

Los resultados obtenidos de análisis de contingencias se muestran en el Cuadro 8.10.7.

Cuadro 8.10.7. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación dinámica en SE Villa Constitución.

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		CSS
	p.u.	kV	
LRO (115 kV)	0.94	108.4	
PES (115 kV)	0.95	108.8	
DOM (115 kV)	0.97	111.4	Caso sin contingencia
	0.94	108.1	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV
INS (115 kV)	0.97	111.4	Caso sin contingencia
	0.94	108.2	Salida de LT INS-73BS0-ING - 115 kV

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” y “Mezquital MVAr (traslado)” fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión con una fecha de entrada en operación de 2020.

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 24 de junio 2021.

Zona Santa Rosalía

Actualmente la SE Santa Rosalía, cuenta con dos transformadores, uno de 115/34.5 kV alimentando dos circuitos a los Poblados de Mulegé y San Ignacio. Un transformador más de 115/13.8 kV alimentando el Poblado de Santa Rosalía. Ambos transformadores se encuentran conectados a una barra sencilla en 115 kV.

Debido a esta condición radial de la barra de 115 kV en condiciones de contingencia se perdería el total de la carga de la Zona Santa Rosalía, cinco alimentadores alrededor de 16 MW, es decir, el 50% de la carga total del Sistema.

Por lo anterior, fue propuesto en el PAMRNT 2021-2035 el proyecto “Modernización de Arreglo de Barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV” e instruido por la SENER a CFE Transmisión con fecha de entrada en operación en octubre de 2024.

CFE Transmisión reportó a CENACE una fecha estimada de entrada en operación para diciembre de 2026.

9

AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

IX. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

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 Redes Eléctricas Inteligentes 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.

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 renovables, asegurando el suministro de la demanda, nuevos enlaces internacionales y aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

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 89 regiones con un análisis determinístico 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, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno. 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.

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 contracto, 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 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 2021, ordenados de acuerdo con la prioridad definida en el Capítulo VIII, se incluyen los avances constructivos y las

fechas factibles de término de cada proyecto, esto es, considerando el "Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT" anexo al oficio enviado por Dirección General de CFE Transmisión del 30 de marzo de 2022.

Por otro lado, los proyectos reportados en cuadro 9.3.1 no incluyen aquellos pausados o cancelados, y son los listados en cuadro 8.1.5. del capítulo VIII.

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	13-feb-20	100	2017	Terminado
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	30-dic-19	100	2017	Terminado
Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-18	09-feb-21	100	2018	Terminado
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	09-jun-21	100	2018	Terminado
El Carrizo MVAr (traslado)	M16-NO1	abr-18	17-dic-21	100	2017	Terminado
Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	22-dic-21	100	2018	Terminado
Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	oct-22	34	2016 y 2017	
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	sep-23	28	2017	
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	42	2017	
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	dic-23	0	2018	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	sep-22	0	2018	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	dic-22	0	2018	En etapa de actividades y estudios previos, así como adquisición de equipos y materiales
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	dic-22	37	2018	
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	10	2018	
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	dic-23	17	2018	
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	dic-22	21	2018	
Donato Guerra MVAr (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	dic-22	7	2017	
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	dic-22	29	2018	
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-18	dic-22	35	2018	
Quilá MVAr (traslado)	P18-NO1	abr-18	dic-22	27	2018	
Frontera Comalapa MVAr	P17-OR9	abr-17	nov-22	25	2017	
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC-R	sep-22	ene-24	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución
Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC-R	oct-23	feb-24	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución
Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC-R	ene-23 y abr-24	dic-23	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL-R	oct-23	ene-24	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución
Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC-R	ene-24	dic-23	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución
Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC-R	ene-24	ene-24	0	2021 (febrero)	En etapa de actividades y estudios previos. En trámite asignación de recursos para etapas de contratación y Ejecución
Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	abr-24	0	2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	jul-24	0	2015 y 2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	0	2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	sep-23	0	2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	nov-23	0	2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	jul-24	0	2018	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	abr-24	0	2019	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2021 Etapa de contratación en 2022.
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	dic-23	0	2019	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 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	dic-23	0	2021 (febrero)	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	jul-24	0	2019	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.
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	abr-24	0	2021 (julio)	Con recursos asignados para contratación y ejecución. PEF 2022 Etapas de actividades y estudios previos y de contratación en 2022.
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	sep-23	0	2016	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	ago-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	abr-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	oct-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución

... Continuación

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	sep-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	ago-23	0	2018	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	dic-29	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	dic-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-25	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-25	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	ene-23	0	2018	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	may-23	0	2015	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	jul-23	0	2017	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	ago-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	jun-23	0	2018	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	ago-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	feb-24	0	2016 y 2017	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-23	0	2016 y 2017	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-25	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	ago-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	P21-OR1	abr-20	ago-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	may-23	0	2015	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	abr-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	ene-26	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	abr-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	jun-25	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	jun-26	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-26	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-24	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
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-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	feb-27	0	2015 y 2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	ago-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	sep-23	0	2018	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	nov-23	0	2019	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	jul-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	ago-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	P21-CE1	feb-21	dic-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	abr-25	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	ago-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	jul-26	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	P17-OR4	abr-21	jul-23	0	2017	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	abr-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	oct-24	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-27	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	abr-26	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-28	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento de transformación en la zona Los Altos	P21-OC2	abr-21	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
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	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Suministro de energía eléctrica en Morelos	P21-OR2	abr-20	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	may-26	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-24	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	abr-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Tabasco Potencia MVAr (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	nov-24	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
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	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	dic-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	dic-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	dic-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	dic-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Compensación capacitiva en la zona Tecate	P21-BC2	abr-25	ago-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Querétaro	P21-OC1	abr-21	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento de capacidad de transmisión en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Victoria	P21-NE1	abr-21	dic-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en la capacidad de transmisión en la red 115 kV de las zonas León e Irapuato	P21-OC7	abr-24	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-19	ago-25	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	P21-OR3	abr-20	dic-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-20	nov-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-25	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Alvarado II y San Andrés II MVAr	P16-OR2	abr-16	sep-24	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Izúcar de Matamoros MVAr	P16-OR1	abr-16	sep-24	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Viñedos MVAr	P19-NO1	abr-20	may-24	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Loreto MVAr	P17-BS1	abr-19	ago-25	0	2018	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	dic-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Cerro Cañedo MVAr	P20-NO4	abr-24	ago-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-28	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	ago-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Amozoc y Acatzingo MVAr	P17-OR6	abr-18	sep-25	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Esfuerzo MVAr	P17-OR7	abr-19	nov-24	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Soporte de tensión para la zona Minas	P21-OC3	abr-22	ago-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Pericos MVAr	P20-NO5	abr-24	abr-23	0	2021 (febrero)	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Juan José Ríos MVAr	P20-NO3	abr-24	abr-23	0	2021 (febrero)	Etapas de actividades y estudios previos y la de contratación en 2022. Cuenta con recursos asignados para su ejecución
Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	P21-NO1	abr-25	ago-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	P21-NO2	abr-25	ago-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	P21-NO4	abr-25	abr-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	P21-NO3	abr-25	abr-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	P21-PE1	abr-25	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-31	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-27	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	dic-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE

Cuadro 9.3.1. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción	Comentario
			Fecha Factible de Término CFE	Avance constructivo (%)		
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	ago-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros PCyM	M21-NE1	abr-21	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	oct-25	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-25	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	ago-25	0	2018	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-24	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	abr-21	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de la Red Eléctrica de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
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-26	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	may-24	0	2019	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	feb-20	dic-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-26	0	2017	Pendiente asignación de recursos. Cuenta con autorizaciones de CFE
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	dic-26	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-28	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-27	0	2021 (febrero)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE
Incremento de transformación en la zona Querétaro	P21-OC4	abr-27	dic-27	0	2021 (julio)	Pendiente su inclusión al mecanismo de Planeación de CFE para autorizaciones de CFE

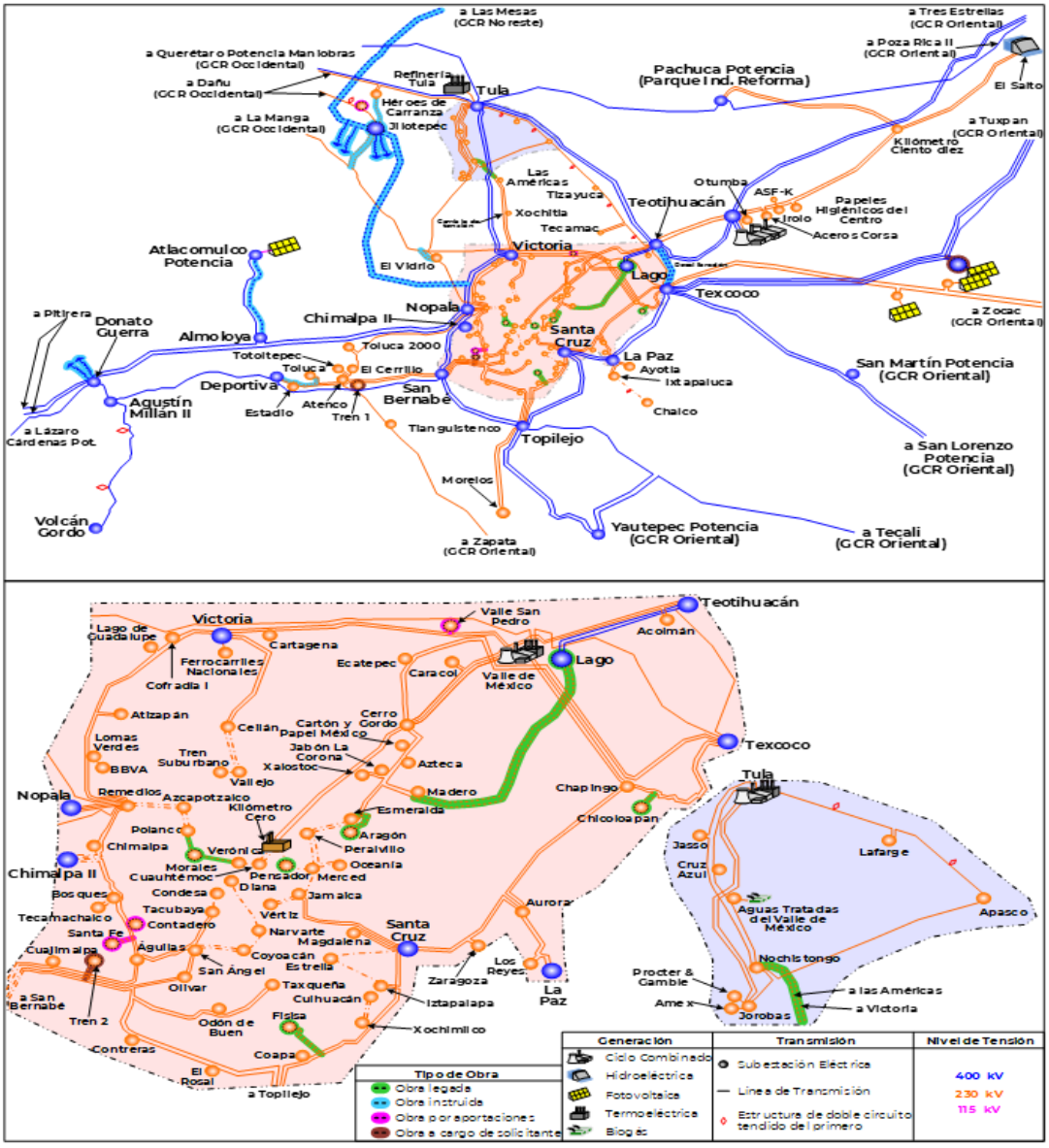
Proyectos instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional

En las figuras 9.3.1 a 9.3.10 se presentan los diagramas unifilares simplificados[52] 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).

Figura 9.3.1. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Central



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

Figura 9.3.2. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Oriental

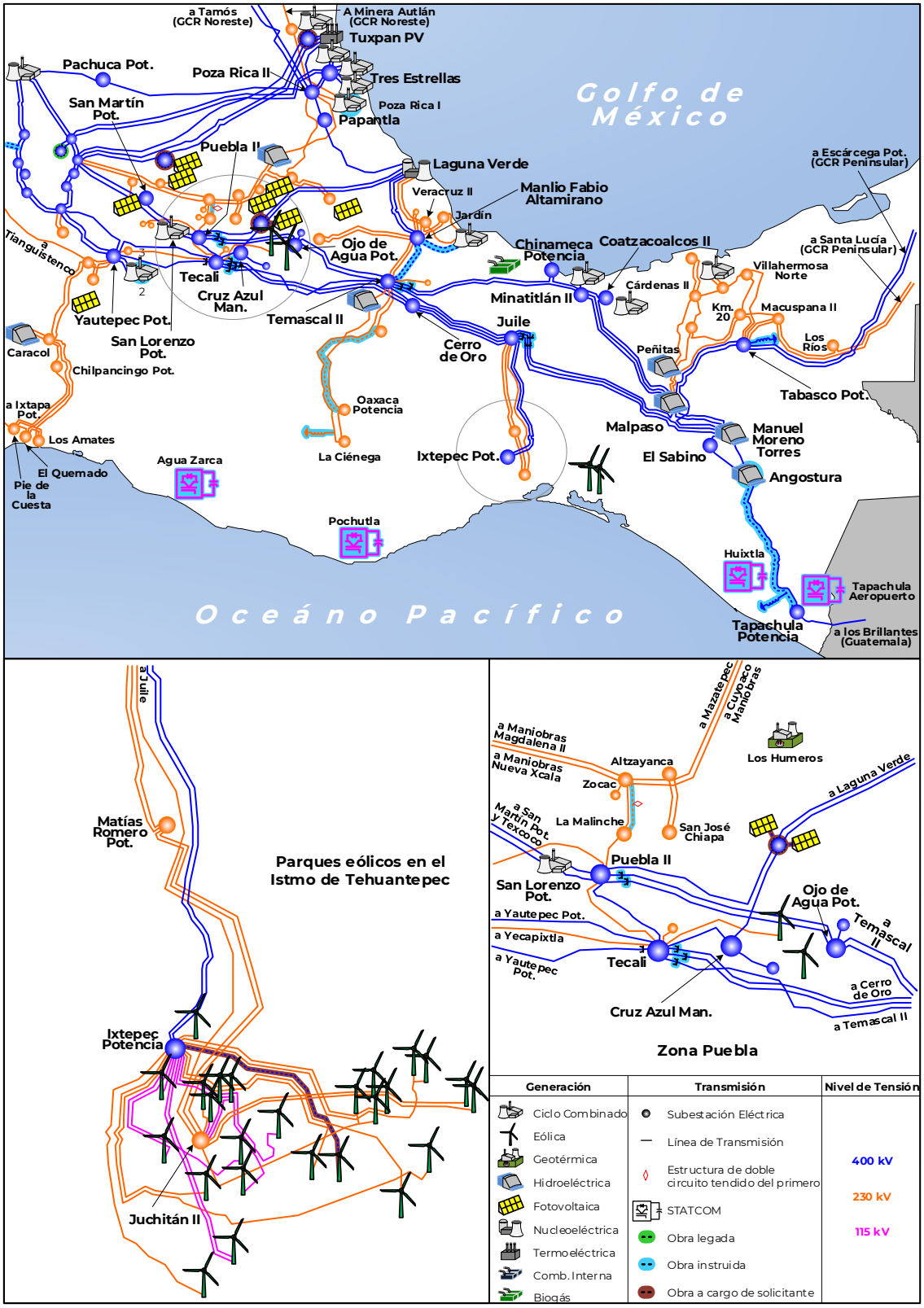


Figura 9.3.3. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Occidental

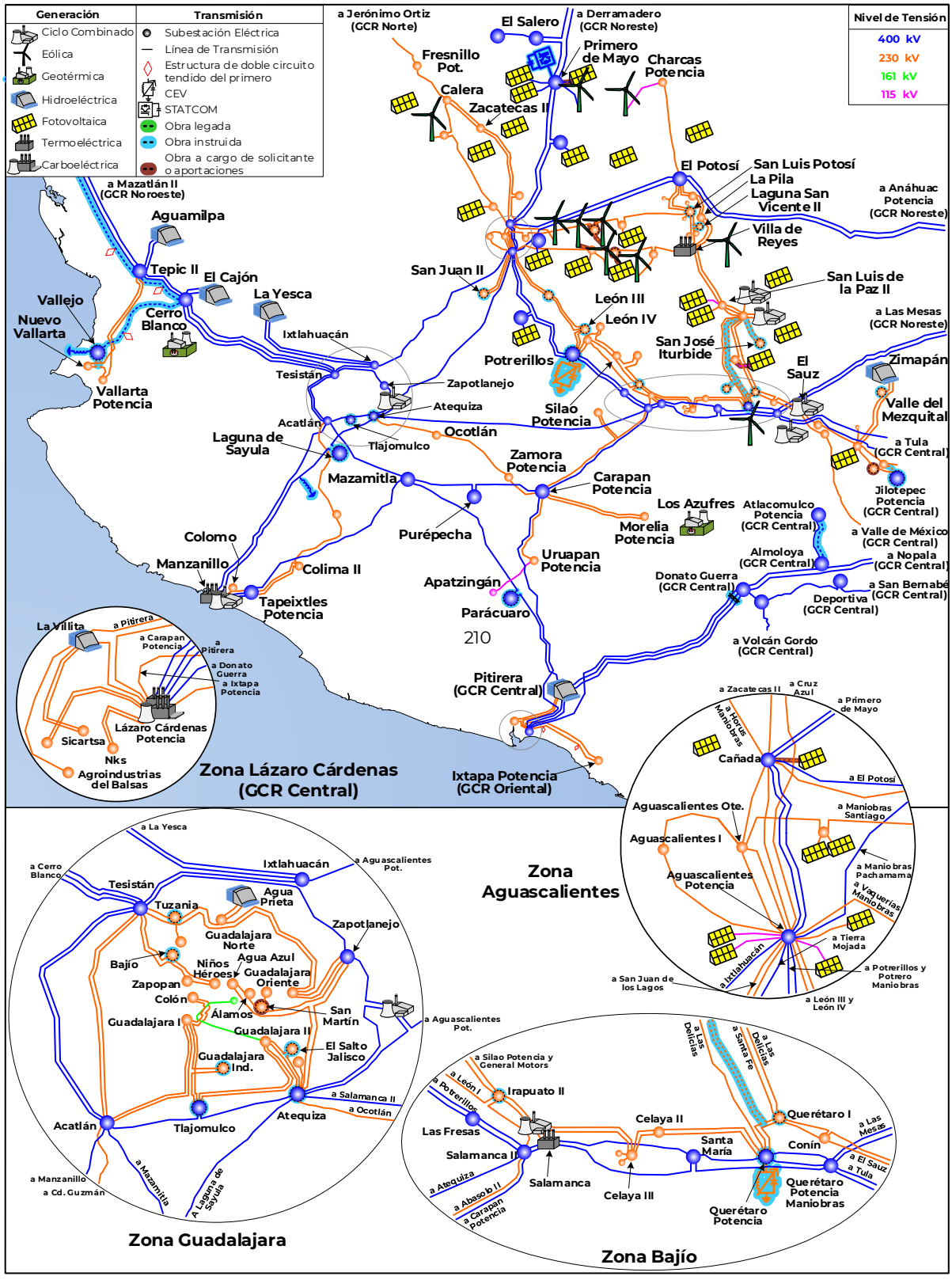


Figura 9.3.4. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Noroeste



Figura 9.3.5. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Norte

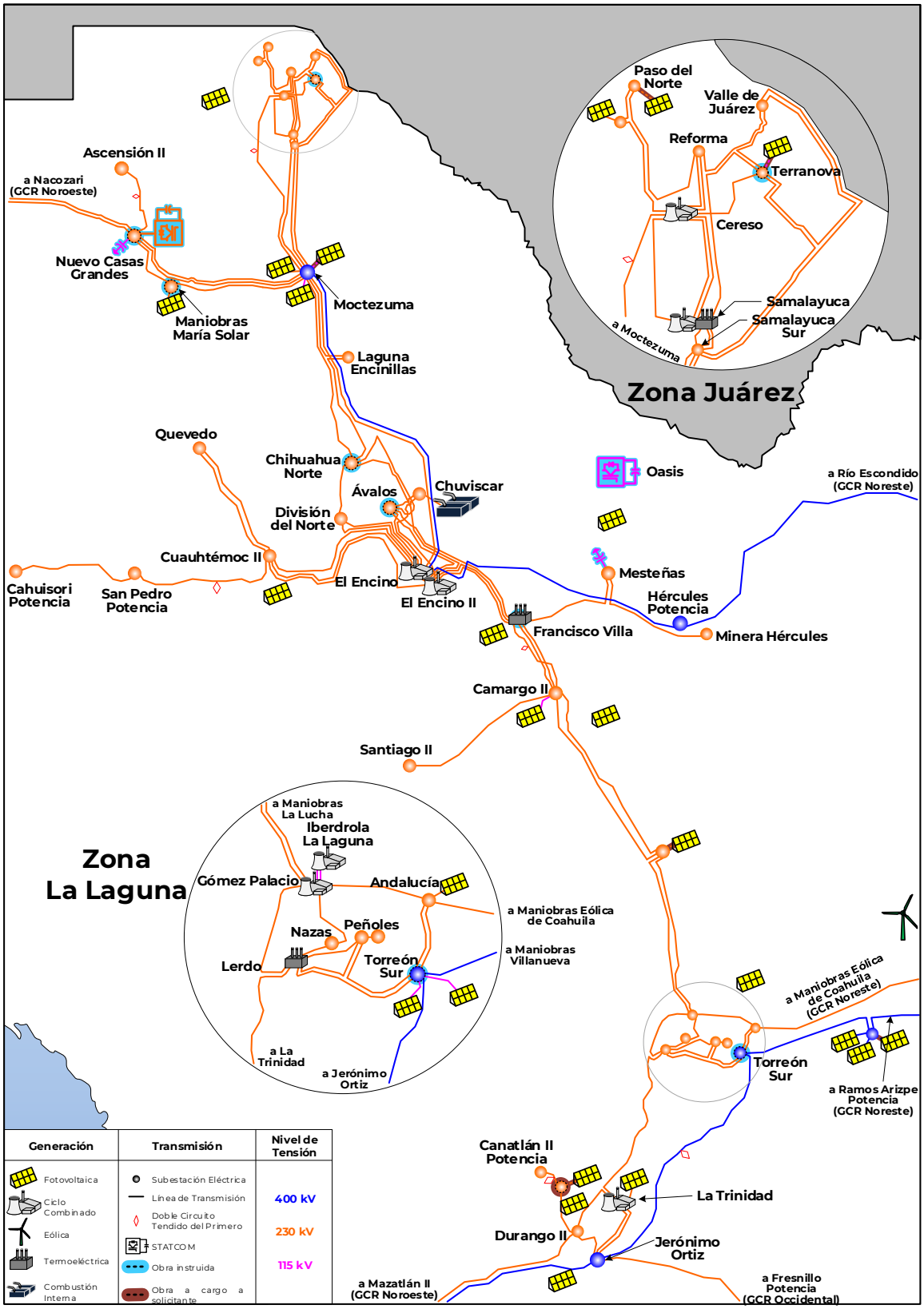


Figura 9.3.6. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Noreste

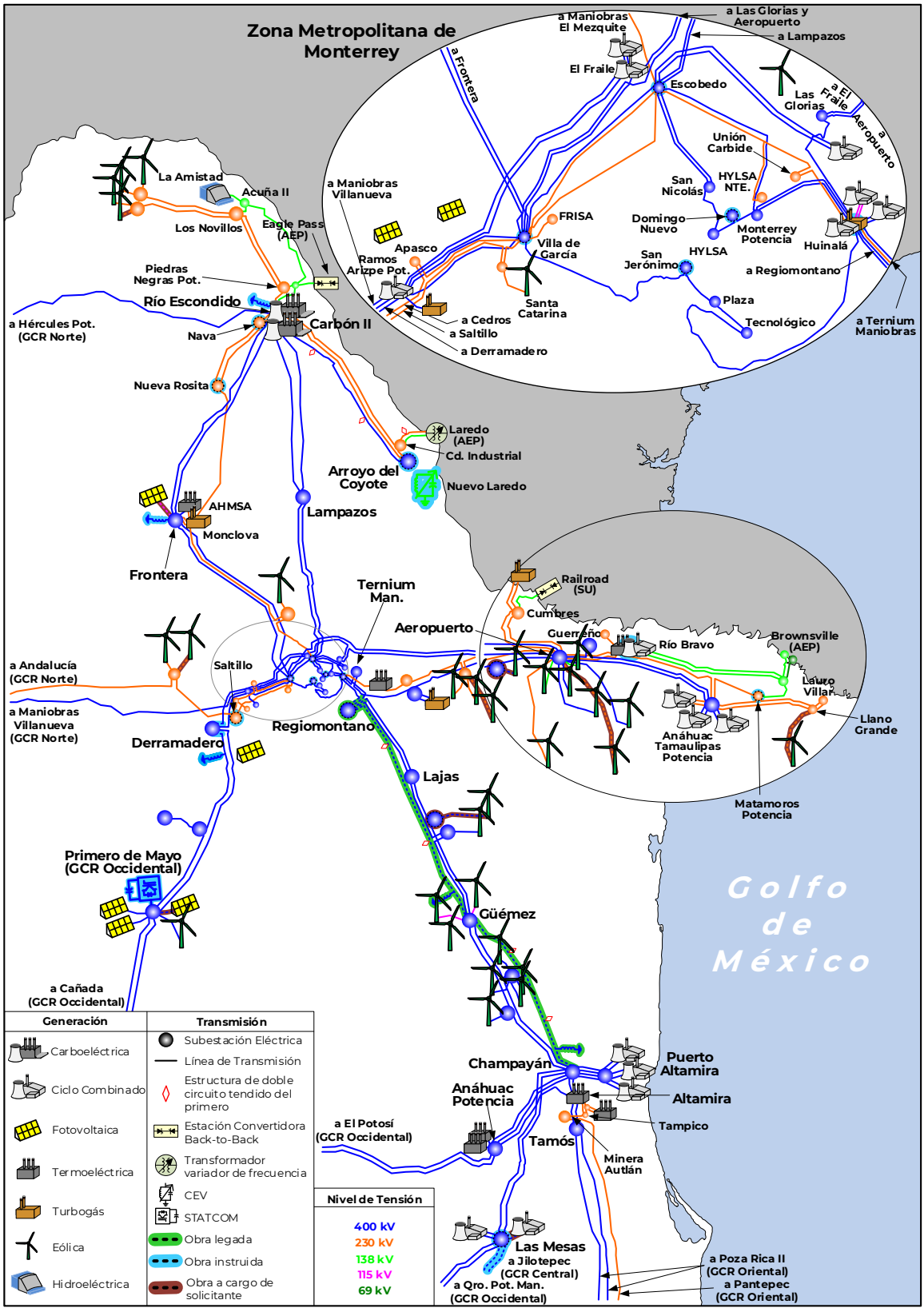


Figura 9.3.7. Proyectos Instruidos en la RNT de la GCR Peninsular

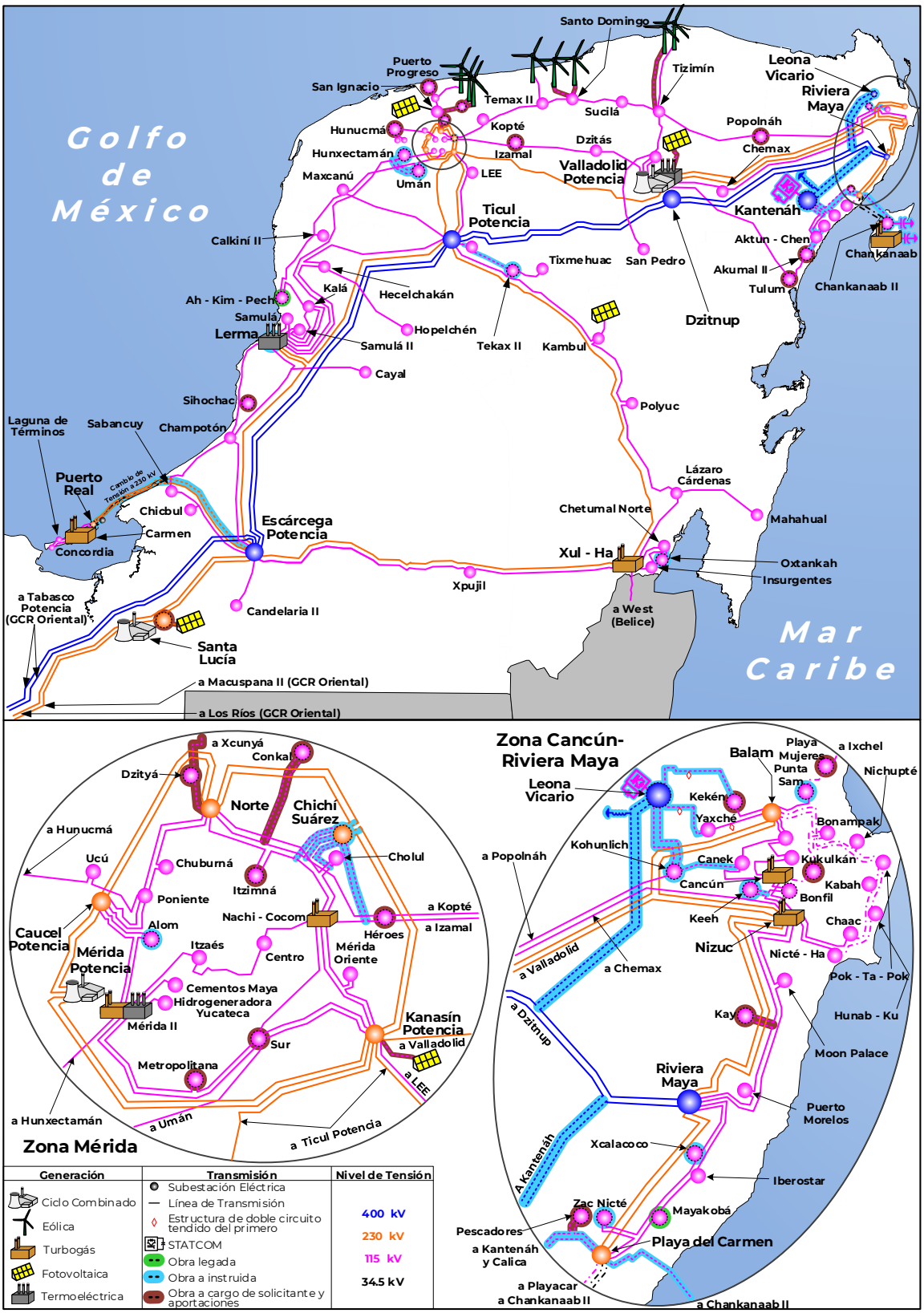


Figura 9.3.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Sistema Interconectado Baja California

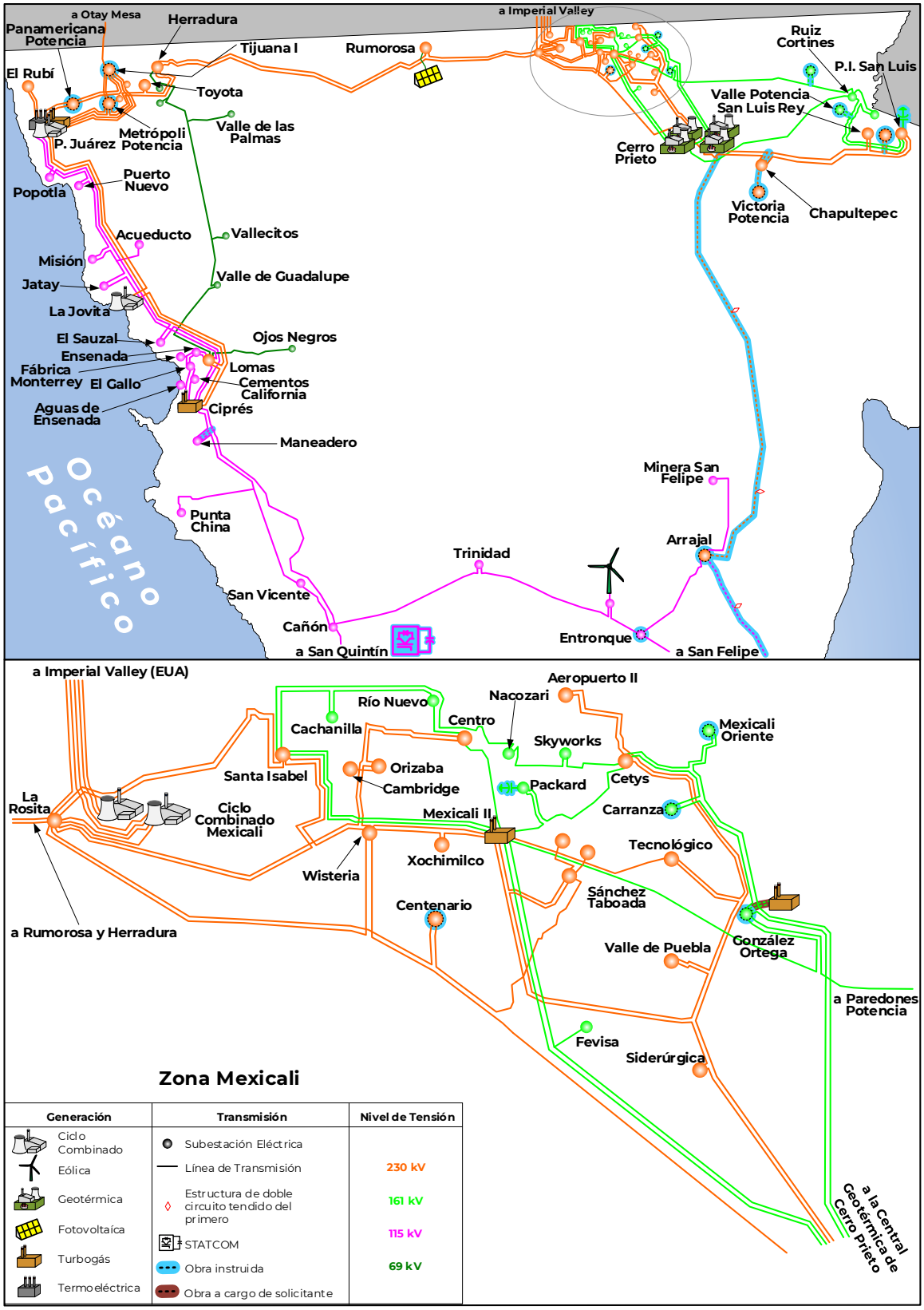


Figura 9.3.9. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Baja California Sur

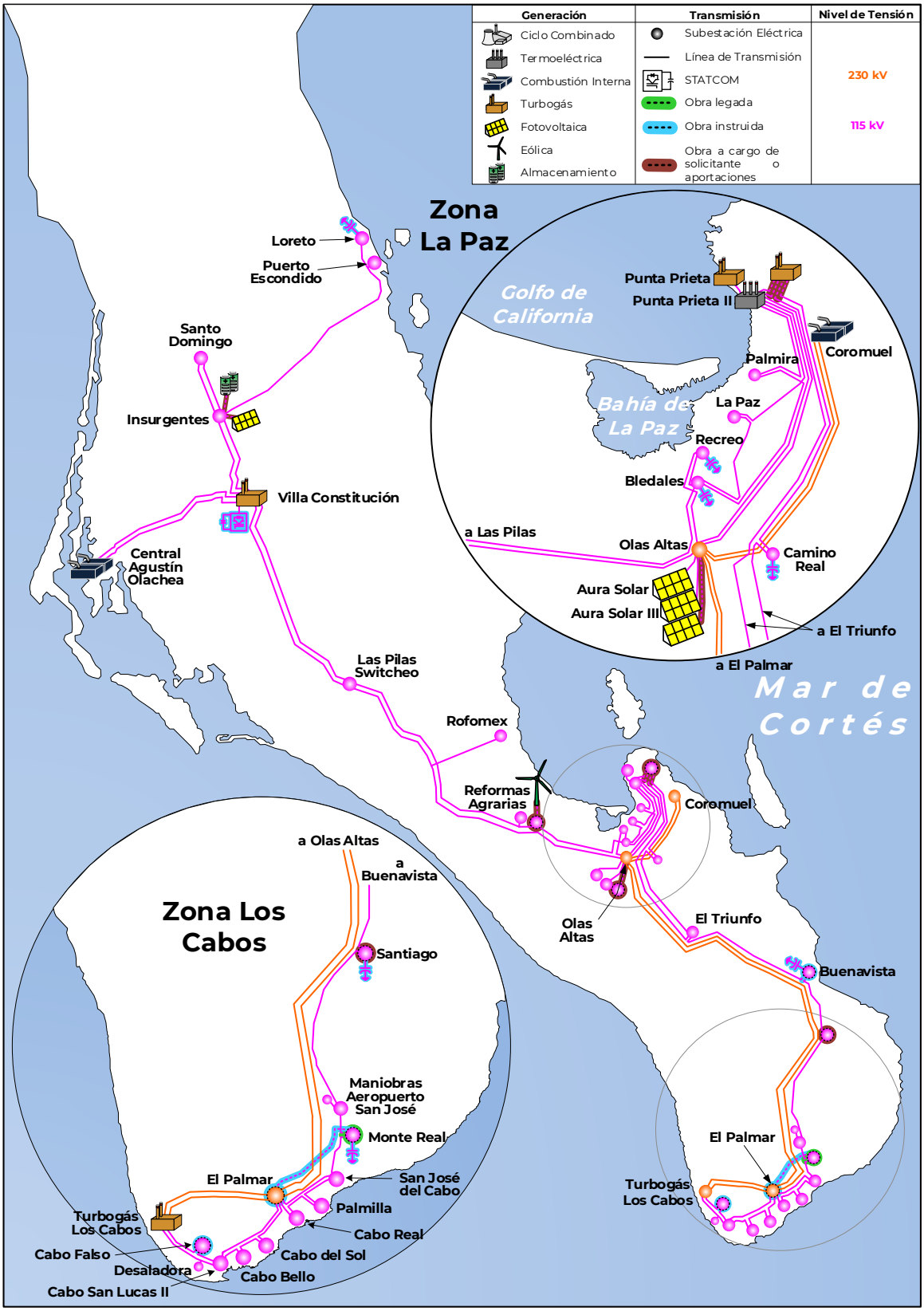
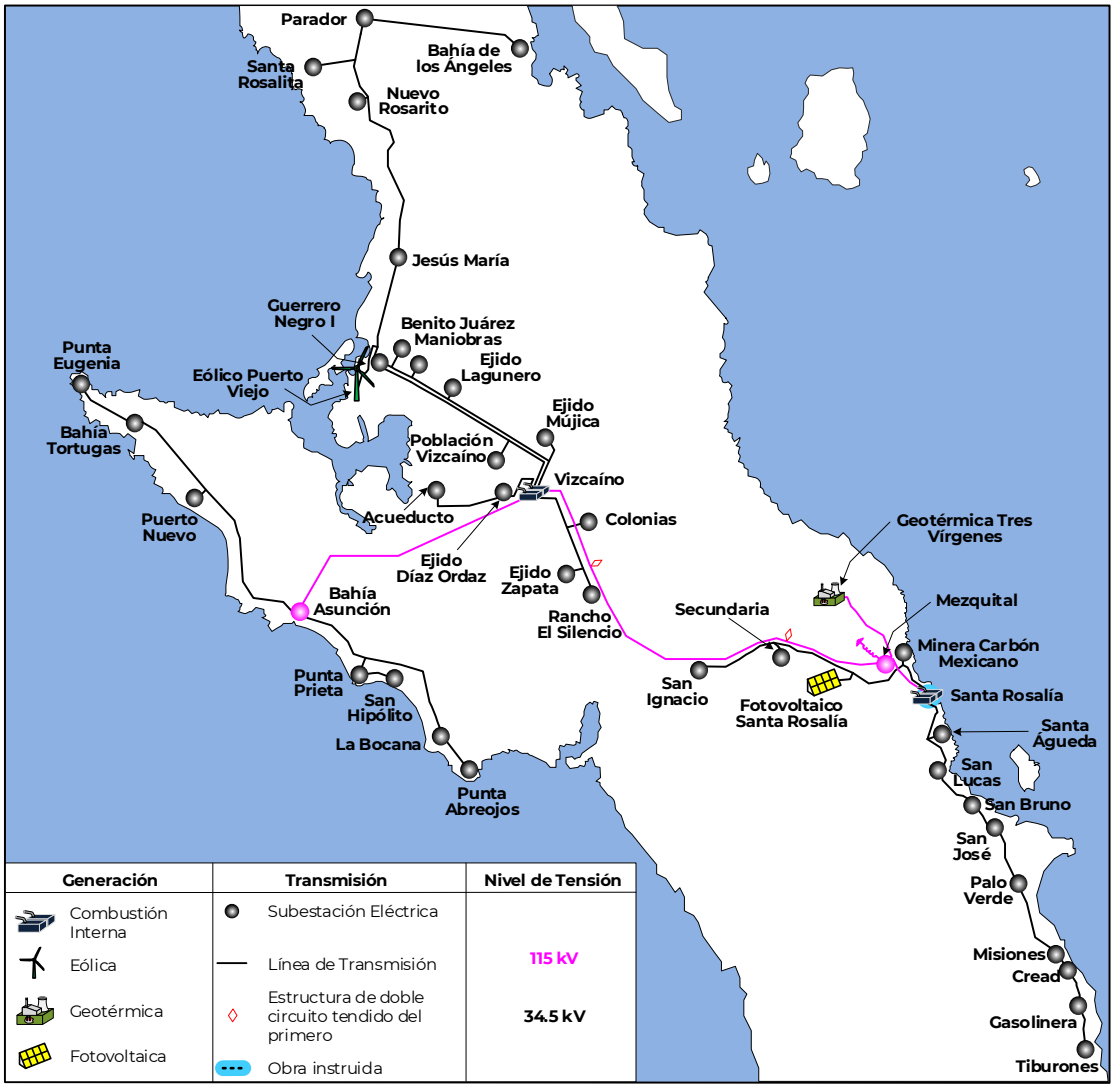


Figura 9.3.10. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Mulegé



Metas Físicas de los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT

A continuación, se presentan totales de metas físicas de los proyectos de ampliación de la RNT[53] instruidos por SENER a CFE Transmisión sin considerar 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 de un total de 4,239.6 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa, Hidalgo, Estado de México, Guanajuato y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos 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 en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" donde se tiene un alcance de construcción de Líneas de Transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la Red Eléctrica troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit.

En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que 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.

El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan "P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro", "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" y "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III".

Finalmente, el estado de Quintana Roo incorporará 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".

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 2,130.1 km-c, en 230 kV 811.0 km-c y de 161 a 69 kV 1,298.5 km-c. En 2024 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,024.2 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2024 motivada por los proyectos "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" y "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"[54]

[53] No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o fuera de cartera 2020-2024 tanto para líneas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva

[54] CFE Transmisión reporta terminación en 2024 a CENACE.

Figura 9.3.11. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión instruidas por SENER por Entidad Federativa[55]

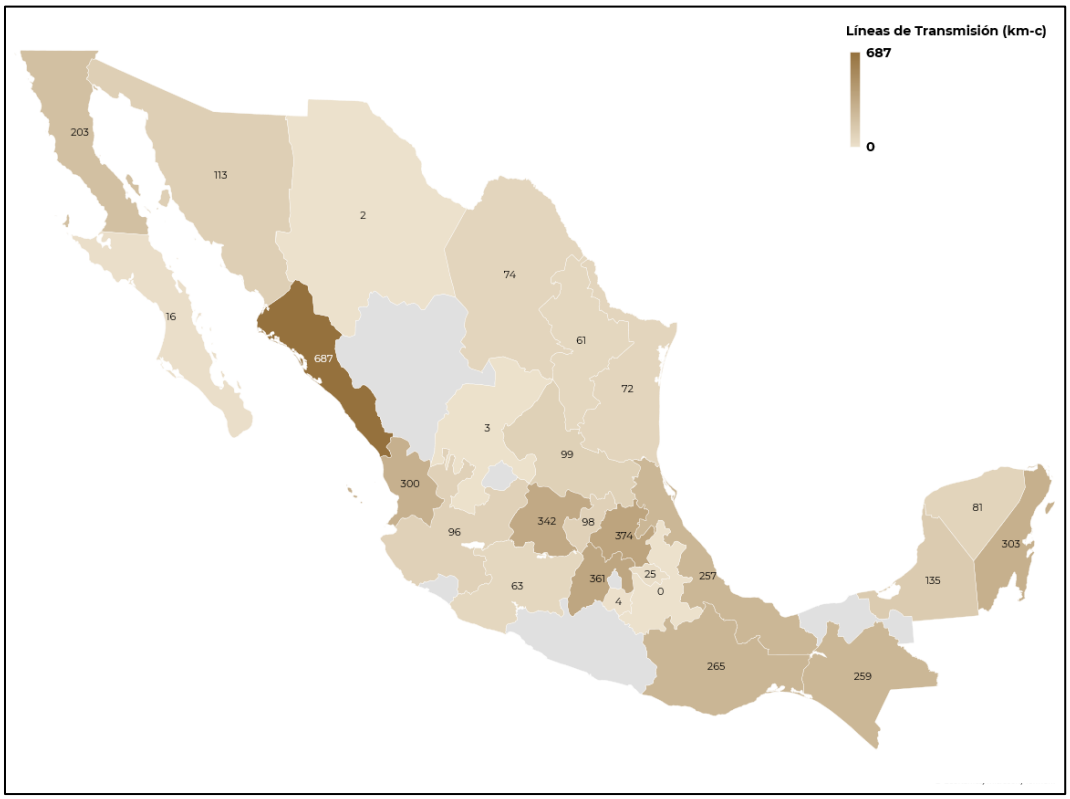
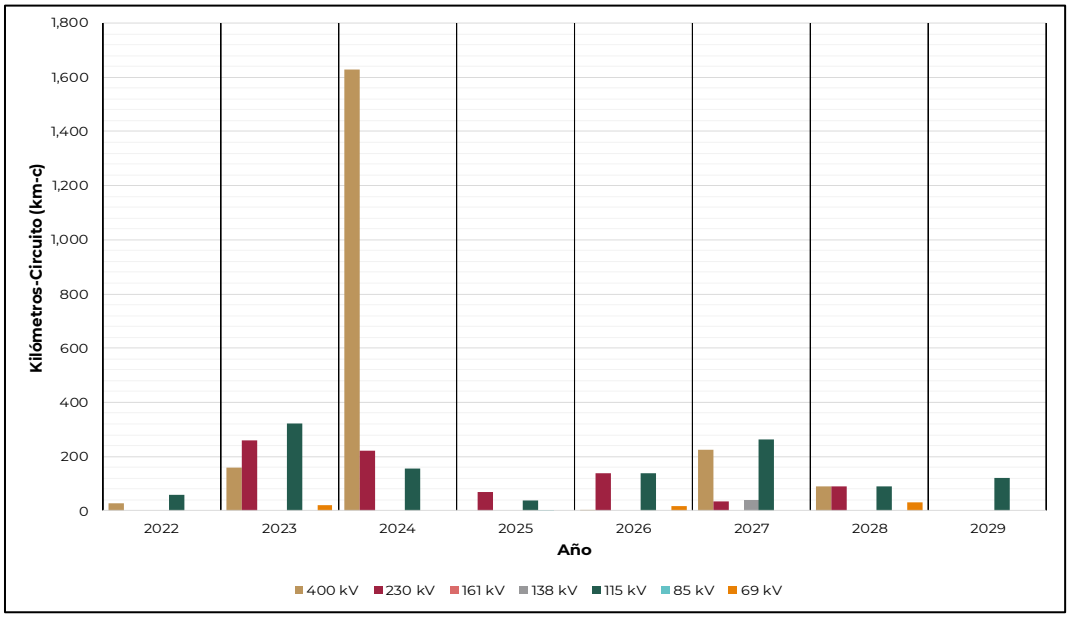


Figura 9.3.12. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



[55] Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la información de CFE de campo.

Del rubro de transformación para la ampliación de la RNT constituyen de un total de 15,504.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Quintana Roo, Baja California y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 70.5 MVA de capacidad en bancos de transformación de alta a media tensión. En la Figura 9.3.13 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos "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", los cuales adicionan 1,625 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5", "P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3", "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" y el proyecto terminado "P17-NT1 Ascensión II Banco 2" los cuales adicionan 1,400 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Quintana Roo incorporará 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)", "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II", los cuales adicionarán 1,160.5 MVA de capacidad de transmisión.

El estado de Baja California incluye los proyectos "P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3", "P19-BC1 Tijuana I Banco 4", "P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada" y "P21-CE1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana" los cuales agregan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato se tienen instruidos los proyectos "P16-OC2 Potrerillos Banco 4", "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)" y "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4", los cuales incrementan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación.

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 230 kV y 115 kV se agregará un total de 7,825.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 7583.2 MVA de capacidad.

En 2023 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 4,856.2 MVA, seguido por 2026 con 3,533.3 MVA.

Figura 9.3.13. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por Entidad Federativa

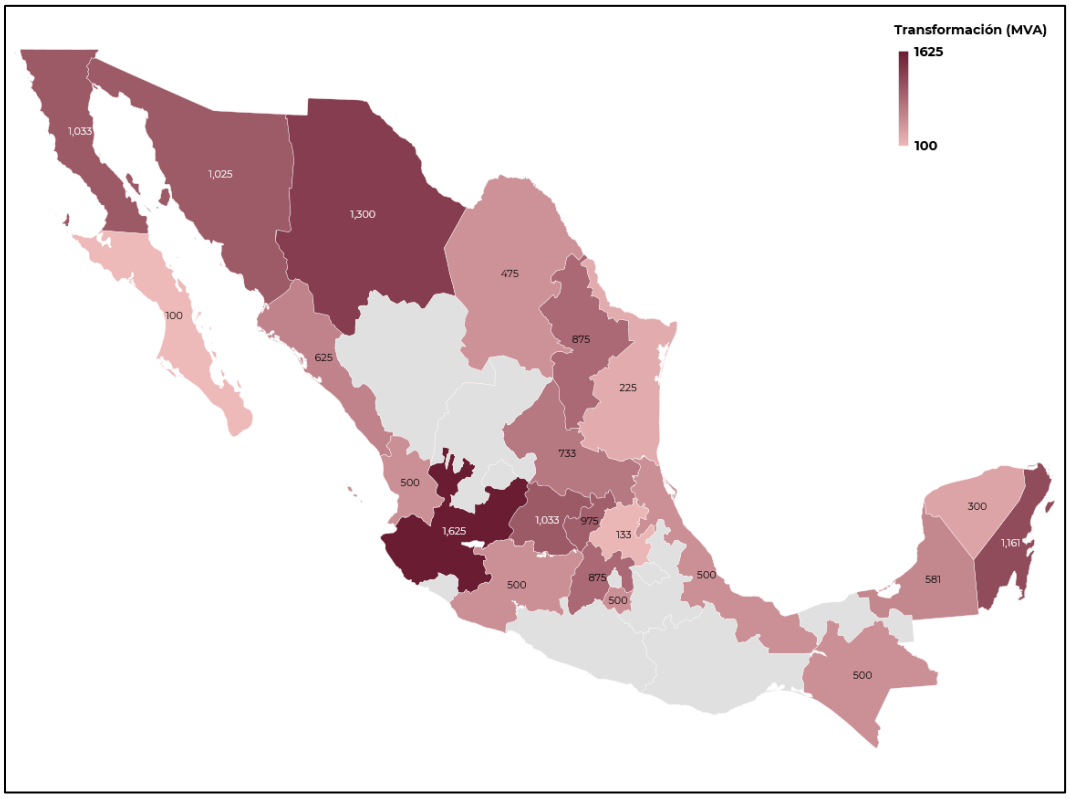
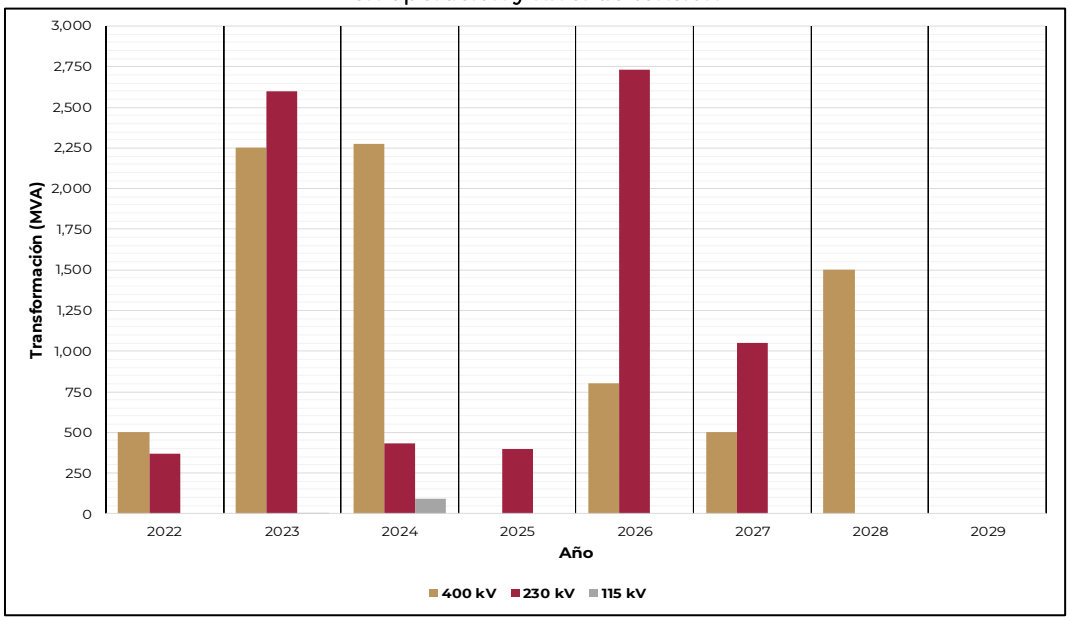


Figura 9.3.14. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Del rubro de compensación para la ampliación de la RNT constituyen de un total de 9,921.3 MVAr de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, Chihuahua y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAr de compensación en media tensión. En la Figura 9.3.15 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

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 1,090.7 MVAr de compensación de potencia reactiva.

Recientemente, se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 2,450 MVAr, derivado 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 impactará con una aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVAr.

En la Figura 9.3.16 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 4,775.4 MVAr, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVAr y en 115 kV 2,835.5 MVAr.

En 2024 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 2,947.4 MVAr, donde la principal contribución provendrá del proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte". Posteriormente la mayor contribución será en el año 2023 con 2,912.4 MVAr.

Figura 9.3.15. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAr) instruida por SENER por Entidad Federativa

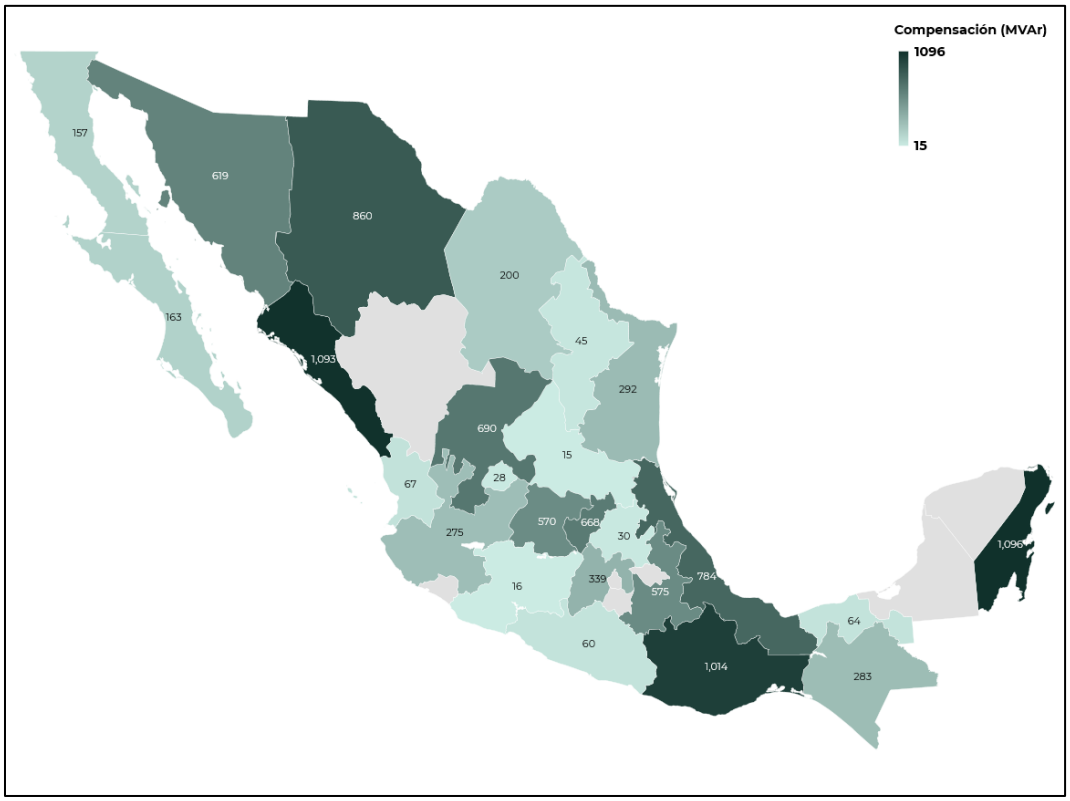
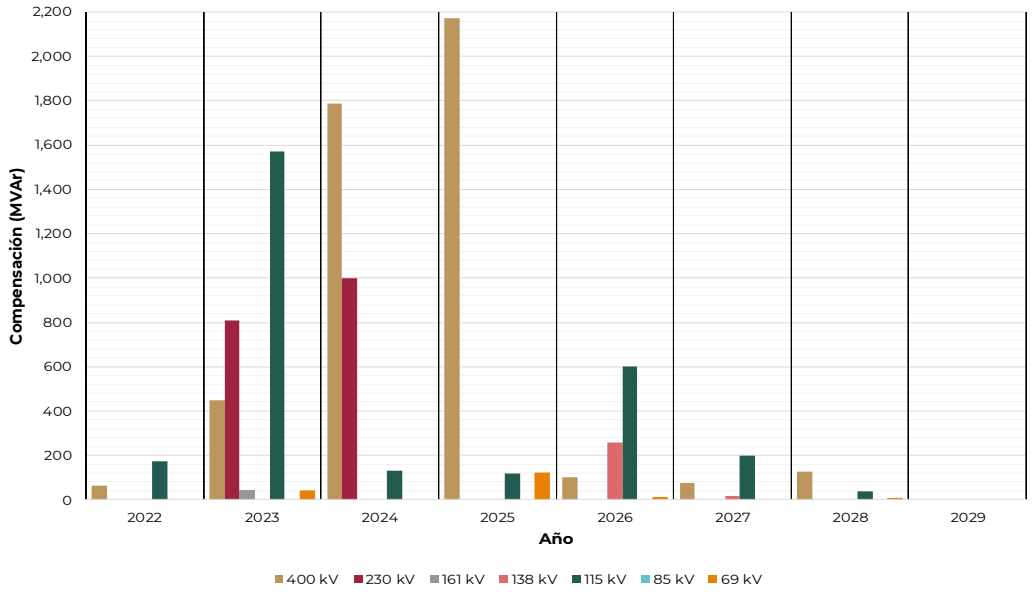


Figura 9.3.16. Capacidad (MVAr) de Compensación de Potencia Reactiva instruida por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales 172 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 Rio Colorado". Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al 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 los años 2023 y 2024 siendo el 2024 el año en donde se tiene el mayor incremento, con un total de 172.4 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 33 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, 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 Obras de Refuerzo C.C.C. 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 año y nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2024.

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 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVAr de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), 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 100 MVAr. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVAr derivados del proyecto "CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida" y para el estado de Baja California se adicionan 21 MVAr del proyecto "CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado".

En la Figura 9.3.22 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2023 se tiene la mayor adición de Compensación de potencia reactiva con 175 MVAr en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 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

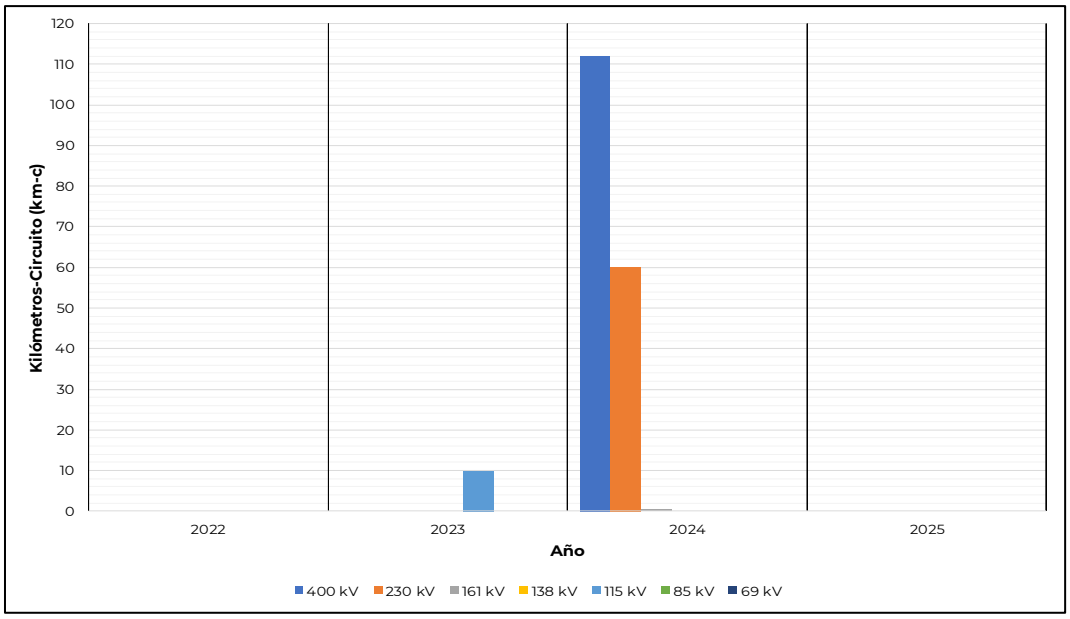


Figura 9.3.19. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER asociados al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por Entidad Federativa

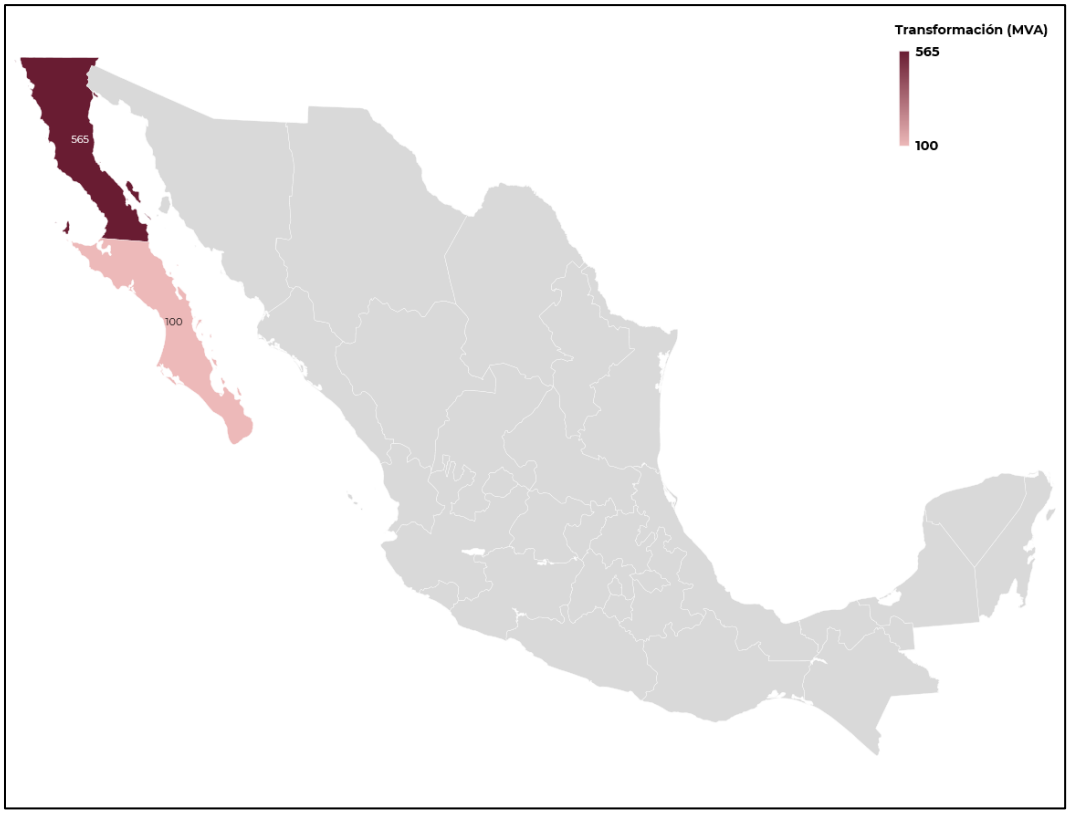


Figura 9.3.20. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER asociados al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por año de entrada en operación y nivel de tensión

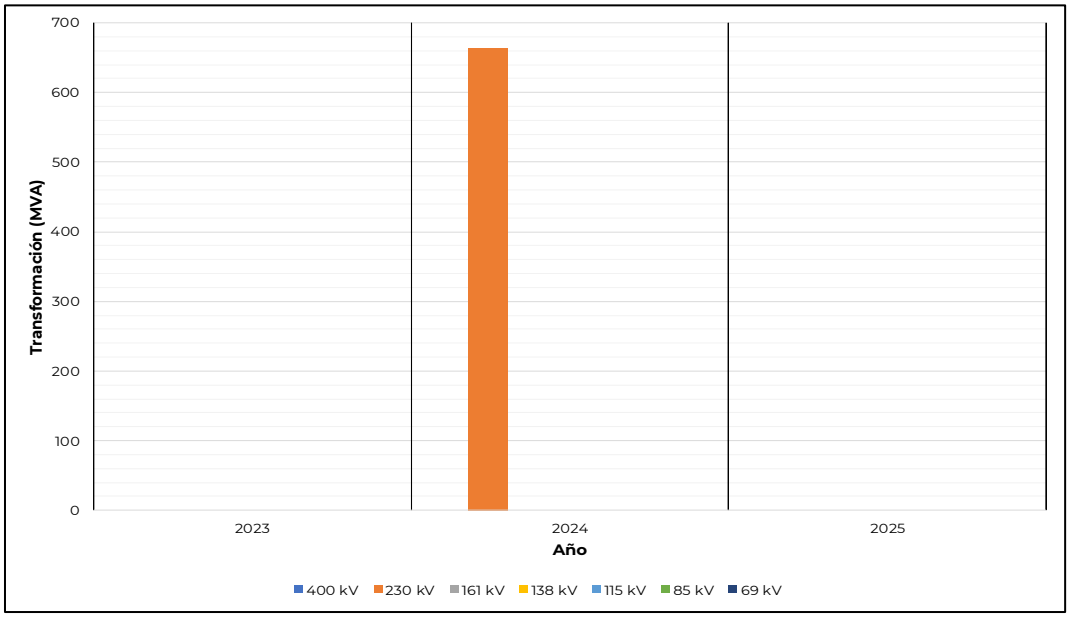
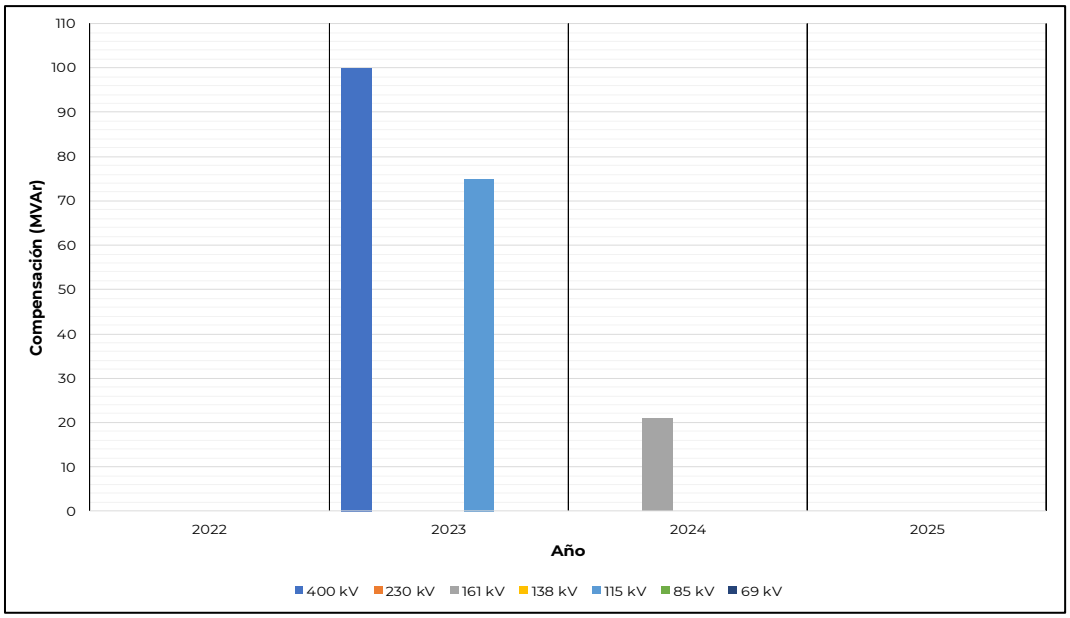


Figura 9.3.21. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAr) instruida por SENER asociada al plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica por Entidad Federativa



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



Al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como Proyecto Elemental Mínimo (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 siguientes se describen las metas físicas de cada proyecto instruido (no se incluyen los proyectos cancelados o fuera de cartera 2020 – 2024) agrupado por PEM, que se desglosa por tipo de obra (Transmisión, Transformación y Compensación). La fecha factible es la proporcionada por CFE Transmisión al inicio del ciclo de planeación del PAMRNT 2022 – 2036, ésta puede cambiar dependiendo del presupuesto asignado anualmente a las empresas productivas subsidiarias de CFE Transmisión y CFE Distribución.

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	feb-27	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	feb-27	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	may-23	Occidental
Santa Fe II MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	may-23	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	may-23	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	may-23	Occidental
Dolores Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-23	Occidental
La Fragua MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-23	Occidental
La Griega MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-23	Occidental
Querétaro Oriente MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-23	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	may-23	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	jul-24	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab / 12	115	1	2.5	jul-19	jul-24	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel / 12	34.5	1	0.1	jul-19	jul-24	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel / 12	13.8	1	18.6	jul-19	jul-24	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	jul-24	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	jul-24	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) / 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	jul-24	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) / 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	jul-24	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	jul-24	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	115	7.5	jul-19	jul-24	Peninsular
Chankanaab II MVAr	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	jul-24	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	jul-24	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	may-23	Baja California
Parque Industrial San Luis MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	may-23	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	may-23	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	may-23	Baja California
Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	may-23	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	may-23	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	12.5	abr-17	may-23	Baja California Sur
Total			**12.5**			

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	may-23	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	oct-22	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	oct-22	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	oct-22	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	oct-22	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) / 25	230	4	4.5	abr-19	sep-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 3	69	2	4.5	abr-19	sep-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 5	69	1	1.8	abr-19	sep-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas	69	1	2.9	abr-19	sep-23	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas - Álamos	69	2	9.0	abr-19	sep-23	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales	69	1	1.7	abr-19	sep-23	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán	69	2	0.2	abr-19	sep-23	Occidental
Total			**24.6**			

3/ Tendido del primer circuito
5/ Recalibración
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-23	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-23	Norte
Torreón Sur entronque Revolución - Allende	115	2	21.0	abr-23	nov-23	Norte
Torreón Sur - Takata / 5	115	1	5.3	abr-23	nov-23	Norte
Takata - Torreón Oriente / 5	115	1	5.2	abr-23	nov-23	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras / 5	115	1	5.0	abr-23	nov-23	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal / 5	115	1	7.2	abr-23	nov-23	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 5	115	1	13.4	abr-23	nov-23	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-23	Norte
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia	230	4	1.2	mar-20	feb-24	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Cholul / 41	115	4	7.6	mar-20	feb-24	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Itzimná / 13	115	4	7.6	mar-20	feb-24	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Izamal / 13	115	4	16.0	mar-20	feb-24	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté / 41	115	4	6.0	mar-20	feb-24	Peninsular
Total			**38.4**			

13/ Tendido del tercer y cuarto circuito
41/ Tendido del primer y segundo circuito

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Chichí Suárez Banco 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	feb-24	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	dic-22	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-16	abr-25	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	nov-25	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	nov-25	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	nov-25	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	sep-24	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	sep-24	Oriental
San Andrés II MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-16	sep-24	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	nov-24	Oriental
Total			**63.5**			

P17-OR4 Suministro de energía 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	jul-23	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-21	jul-23	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	jul-23	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	sep-25	Oriental
Amozoc MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	sep-25	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	nov-24	Oriental
Total			**15.0**			

P17-OR9 Frontera Comalapa MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Frontera Comalapa MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	nov-22	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	sep-23	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	oct-24	Noroeste
Total			**21.0**			

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	jul-23	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**			

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

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

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	jun-25	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	feb-26	Baja California
El Arrajal - San Felipe / 3	115	2	50.0	abr-22	feb-26	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	feb-26	Baja California
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

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	dic-22	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	may-26	Central
Total			**11.8**			

5/ Recalibración

P18-OR1 Suministro de energía 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 - Dos Bocas II	400	2	34.0	abr-17	abr-24	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Temascal II	400	2	196.0	abr-17	abr-24	Oriental
Dos Bocas II entronque J. B. Lobos - Veracruz I (73950)	115	2	14.0	abr-17	abr-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 1) (73V10)	115	4	0.8	abr-17	abr-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 2) (73V10)	115	2	3.0	abr-17	abr-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Veracruz II - Tejar (73490)	115	2	0.2	abr-17	abr-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Tejar - Boca del Río (73530)	115	1	0.4	abr-17	abr-24	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II	230	3	0.675	abr-17	abr-24	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II	115	3	0.675	abr-17	abr-24	Oriental
Total			**249.75**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Dos Bocas II Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-17	abr-24	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible estimada	GCR
Dos Bocas II	Alimentador Nuevo (SF_6)	13	115	abr-17	jun-24	Oriental
Dos Bocas II	Alimentador Nuevo (SF_6)	5	230	abr-17	jun-24	Oriental
Dos Bocas II	Alimentador Nuevo (SF_6)	2	400	abr-17	jun-24	Oriental
Manlio Fabio Altamirano	Alimentador Ampliación	4	400	abr-17	jun-24	Oriental
Temascal III	Alimentador Ampliación	2	400	abr-17	jun-24	Oriental
Paso del Toro	Modernización de equipamiento serie (TC's, otros)	2	115	abr-17	jun-24	Oriental
Tejar	Modernización de equipamiento serie (TC's, interruptores u otros)	2	115	abr-17	jun-24	Oriental
Veracruz II	Modernización de equipamiento serie (interruptores u otros)	10	115	abr-17	jun-24	Oriental
Framboyanes	Modernización de equipamiento serie (interruptores u otros)	2	115	abr-17	jun-24	Oriental
Total		42				

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	feb-27	Oriental
Apizaco II - La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	feb-27	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 (recalibración) / 5	115	2	18.0	abr-18	sep-22	Occidental
Total			**18.0**			

5/ Recalibración

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	sep-22	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac

Líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Conín - Marqués Oriente / 4	115	1	5.0	abr-20	ago-23	Occidental
Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	1	9.5	abr-20	ago-23	Occidental
Total			**14.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

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	jun-26	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	jun-26	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	jun-26	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	jun-26	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	jun-26	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	jun-26	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	jul-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	nov-25	Occidental
Total			**3.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	nov-25	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	nov-25	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	225.0	230/115	abr-20	sep-23	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	133.3	230/115	abr-19	dic-22	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco

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	sep-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	abr-26	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	abr-26	Occidental
Fresnillo Industrial MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-26	Occidental
Jerez MVAr (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-26	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-26	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	ene-28	Occidental
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-21	ene-28	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	ene-28	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	ene-28	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	ene-28	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	ene-28	Occidental
Total			**63.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Parácuaro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	ene-28	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	ene-28	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-28	Occidental
El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5	115	1	4.0	abr-21	abr-28	Occidental
Total			**54.0**			

5/ Recalibración

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-25	Occidental
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	abr-25	Occidental
Lomas MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-25	Occidental
Mojonera MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-25	Occidental
Pinar MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-25	Occidental
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-25	Occidental
Total			**122.1**			

P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Aeroespacial MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-22	Occidental
Campanario MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-22	Occidental
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	dic-22	Occidental
Antea MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-22	Occidental
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	dic-22	Occidental
San Ildefonso MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-21	dic-22	Occidental
Total			**135.0**			

P18-NO1 Quilá MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Quilá MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	dic-22	Noroeste
Total			**15.0**			

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	may-23	Norte
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	may-23	Norte
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3

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	sep-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	sep-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	ago-25	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	ene-26	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	jul-24	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	jul-24	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	jul-24	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	jul-24	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	jun-23	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	jun-23	Noreste
Total			**125.0**			

P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Jiménez MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-22	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-22	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	dic-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	nov-23	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	nov-23	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	4	13.2	abr-21	nov-23	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	nov-23	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	nov-23	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	nov-23	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	ago-25	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	ago-25	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	dic-23	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	jul-25	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	12.5	abr-19	ago-25	Baja California Sur
Total			**12.5**			

P17-BS1 Loreto MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Loreto MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-19	ago-25	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**			

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	jul-24	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	jul-24	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	4.0	abr-25	jul-24	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza	230	2	17.0	abr-25	jul-24	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	28.0	abr-25	jul-24	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	jul-24	Central
Jilotepec Potencia Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-25	jul-24	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	jul-24	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de bus 2)	Reactor	400	50.0	abr-25	jul-24	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-25	jul-24	Central
Jilotepec Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-25	jul-24	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	ago-25	Oriental
Total			**0.2**			

P19-OR3 Suministro de energía 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	oct-23	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) /50(Cap.)	jun-19	oct-23	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	may-25	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	may-25	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	may-25	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	abr-24	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	dic-23	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.) /300(Cap.)	abr-23	dic-23	Occidental
El Marqués MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	dic-23	Occidental
Potrerillos MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-23	Occidental
Santa Fe MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-23	dic-23	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	abr-23	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
Nogales Aeropuerto - Industrial San Carlos / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Industrial San Carlos - Nogales / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Dynatech - Rolando García Urrea / 12	115	1	7.0	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Cinco - Dynatech / 12	115	1	1.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis / 12	115	1	2.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Portales / 12	115	1	0.4	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Dos / 12	115	1	5.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Misión / 12	115	1	4.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Loma - Pueblitos / 12	115	1	0.1	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Nueve - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	7.0	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Seis - Hermosillo Misión / 12	115	1	3.6	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Uno - Hermosillo Nueve / 12	115	1	0.1	abr-19	dic-29	Noroeste
Hermosillo Uno - Rolando García Urrea / 12	115	1	9.8	abr-19	dic-29	Noroeste
Portales - Hermosillo Dos / 12	115	1	6.5	abr-19	dic-29	Noroeste
Bácum - Ciudad Obregón Dos / 12	115	1	4.2	abr-19	dic-29	Noroeste
Bácum - Providencia / 12	115	1	0.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Ciudad Obregón Cuatro - Obregón Uno / 12	115	1	11.0	abr-19	dic-29	Noroeste
Ciudad Obregón Dos - Providencia / 12	115	1	4.1	abr-19	dic-29	Noroeste
Ciudad Obregón Tres - Tetabiate / 12	115	1	2.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Louisiana - Centenario / 12	115	1	3.6	abr-19	dic-29	Noroeste
Louisiana - Mochis Centro / 12	115	1	3.7	abr-19	dic-29	Noroeste
Culiacán Cuatro - Costa Rica / 12	115	1	1.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Culiacán Tres - Culiacán Centro / 12	115	1	2.2	abr-19	dic-29	Noroeste
Culiacán Tres - Isla Musalá / 12	115	1	1.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Isla Musalá - Culiacán Oriente / 12	115	1	3.0	abr-19	dic-29	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Uno / 12	115	1	5.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Mazatlán Aeropuerto - Subestación Eléctrica Villa Unión / 12	115	1	1.2	abr-19	dic-29	Noroeste
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto / 12	115	1	10.5	abr-19	dic-29	Noroeste
Mazatlán Dos - Subestación Eléctrica Villa Unión / 12	115	1	9.3	abr-19	dic-29	Noroeste
Mazatlán Norte - Del Mar / 12	115	1	3.6	abr-19	dic-29	Noroeste
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro / 12	115	1	2.5	abr-19	dic-29	Noroeste
Total			**121.5**			

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	abr-23	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	may-24	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-23	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	ago-23	Noreste
Total			**7.2**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Derramadero MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	ago-23	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	ago-23	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	nov-23	Noreste
Total			**48.0**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Ladrillera MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	Noreste
Lajas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	Noreste
Linares MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-23	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	sep-23	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	sep-23	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	sep-23	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valles	115	1	2.0	abr-21	sep-23	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	sep-23	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	dic-23	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	dic-23	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace / 12	115	1	1.4	abr-20	dic-23	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	dic-23	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen / 5	115	2	29.1	abr-20	dic-23	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	dic-23	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	dic-23	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	dic-23	Peninsular
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-20	dic-23	Peninsular
Balam MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Cancún MVAr (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Bonampak MVAr (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Riviera Maya MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-23	Peninsular
Zac Nicté MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	dic-23	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	ago-23	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	abr-26	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	abr-27	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	abr-27	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	dic-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	dic-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
Laguna de Sayula entronque Manzanillo - Atequiza (A3240)	400	2	0.2	abr-26	abr-28	Occidental
Laguna de Sayula entronque Centro Logístico Jalisco - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-28	Occidental
Laguna de Sayula entronque Tapalpa - Teocuitatlán (73OC0)	115	2	0.2	abr-26	abr-28	Occidental
Laguna de Sayula - Sayula	115	1	28.0	abr-26	abr-28	Occidental
Laguna de Sayula - Centro Logístico (recalibración)	115	1	26.0	abr-26	abr-28	Occidental
Total			**54.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna de Sayula Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-28	Occidental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Laguna de Sayula MVAr (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	abr-28	Occidental
Tuxpan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-28	Occidental
Tecolotlán MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-28	Occidental
Mezquitán MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-28	Occidental
Tecomates MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-28	Occidental
Total			**97.5**			

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 entronque Guadalajara II - Atequiza (93730)	230	2	0.4	abr-20	dic-26	Occidental
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0	abr-20	dic-26	Occidental
El Salto Jalisco - Parque Industrial	69	1	9.5	abr-20	dic-26	Occidental
Total			**15.9**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
El Salto Jalisco Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-20	dic-26	Occidental
Total			**300.0**				

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	abr-27	Occidental
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente - San Luis Potosí	230	2	0.4	abr-25	abr-27	Occidental
Laguna San Vicente II entronque La Pila - Maniobras WTC y La Pila - Barracuda	115	4	9.8	abr-25	abr-27	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik	115	1	3.7	abr-25	abr-27	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik (parques industriales)	115	1	4.7	abr-25	abr-27	Occidental
Modernización San Luis Industrial San Luis Potosí	115	1	1.2	abr-25	abr-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	abr-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-26	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.1	abr-24	dic-26	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.3	abr-24	dic-26	Noroeste
Oriente entronque Mar de Cortés - Puerto Peñasco	115	2	4.3	abr-24	dic-26	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-26	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-26	Noroeste
Mar de Cortés MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	21.0	abr-24	dic-26	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	dic-26	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 1) / 4	115	2	1.5	abr-24	dic-26	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 2) / 12	115	1	1.0	abr-24	dic-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	dic-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	abr-23	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-24	ago-25	Noroeste
Total			**15.0**			

P20-NO5 Pericos MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Subestación Eléctrica Pericos MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-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-27	Noroeste
Hermosillo Uno - Río Sonora / 12	115	1	5.9	abr-20	abr-27	Noroeste
Río Sonora - Hermosillo Cuatro / 12	115	1	2.8	abr-20	abr-27	Noroeste
Pueblitos - Ladrilleras / 12	115	1	0.1	abr-24	abr-27	Noroeste
Tetabiate - Obregón Uno / 12	115	1	3.2	abr-24	abr-27	Noroeste
Banderas - Ciudad Obregón Tres / 12	115	1	0.5	abr-24	abr-27	Noroeste
Los Mochis Tres - Centenario / 4, 12	115	1	12.1	abr-24	abr-27	Noroeste
Culiacán Milenium - La Higuera	115	1	2.5	abr-24	abr-27	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Milenium / 12	115	1	3.4	abr-24	abr-27	Noroeste
Culiacán Uno - Tres Ríos	115	1	0.2	abr-24	abr-27	Noroeste
Mazatlán del Mar - Mazatlán Centro / 12	115	1	4.4	abr-24	abr-27	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-27	Noreste
Matamoros Potencia - Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	abr-27	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-27	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-27	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	abr-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	abr-27	Peninsular
Ticul Potencia - Ticul I / 5	115	1	1.2	abr-23	abr-27	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	dic-23	Peninsular
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-23	dic-23	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché / 3, 12	115	2	7.0	abr-23	dic-23	Peninsular
Leona Vicario - Kekén / 3, 12	115	2	10.6	abr-23	dic-23	Peninsular
Canek - Kohunlich / 5	115	1	5.7	abr-23	dic-23	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	dic-23	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	dic-23	Peninsular
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.) /200(Cap.)	abr-23	dic-23	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	dic-25	Baja California Sur
Buena Vista MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	dic-25	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-26	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-26	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-24	abr-26	Baja California Sur
Total			**100.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

CFE20-VAC 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	dic-23	Peninsular
Total			**100.0**			

CFE20-MDC 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	dic-23	Peninsular
Poniente - Caucel Potencia (73590) / 5	115	1	4.9	ene-24	dic-23	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	dic-23	Peninsular
Sur MVAr	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	dic-23	Peninsular
Total			**75.0**			

CFE20-GCC 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, 7	400	2	112.0	sep-22	ene-24	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3	230	2	16.0	sep-22	ene-24	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	sep-22	ene-24	Baja California
Total			**128.4**			

3/ Tendido del primer circuito
7/ Operación Inicial en 230 kV

CFE20-ESL 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	ene-24	Baja California
Ruiz Cortines entronque Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46	230	2	6.0	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46, 47	230	1	-	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial - Hidalgo / 46, 47	230	1	-	oct-23	ene-24	Baja California
Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines / 47, 48	230	1	2.0	oct-23	ene-24	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	ene-24	Baja California
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225.0	230/161	oct-23	ene-24	Baja California
Parque Industrial Banco 3 (sustitución)	1	T	40.0	230/13.8	oct-23	ene-24	Baja California
Total			**565.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Paredones Potencia MVAr (traslado)	Capacitor	161	21.0	oct-23	ene-24	Baja California
Total			**21.0**			

CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. 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	feb-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-27	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	ago-27	Oriental
Huixtla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	ago-27	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-26	Oriental
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Tepalcingo (73150)	115	2	2.0	abr-20	dic-26	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-26	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-27	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	dic-26	Occidental
Satélite - La Loma (73110) (repotenciación)	115	1	0.8	abr-21	dic-26	Occidental
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-21	dic-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-26	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-26	Occidental
Tepatitlán MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	dic-26	Occidental
Peñuelas MVAr (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	dic-26	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	ago-26	Occidental
Minas – Entronque Amatitán -Tala (actual Tala - Santa Rosa 63980)	69	2	0.2	abr-22	ago-26	Occidental
Total			**0.4**			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	GCR
Minas MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-22	ago-26	Occidental
La Vega MVAr	Capacitor	69	5.0	abr-22	ago-26	Occidental
Estancita MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-22	ago-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	dic-27	Occidental
Otomí - Colinas de Apaseo / 1	115	2	5.10	abr-27	dic-27	Occidental
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) (repotenciación)	115	1	1.40	abr-27	dic-27	Occidental
Otomí entronque La Loma - Querétaro Poniente (73860)	115	2	10.32	abr-27	dic-27	Occidental
Conín - Zibata / 1	115	2	9.96	abr-27	dic-27	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	dic-27	Occidental
Conín Banco 3	3	AT	225.0	230/115	abr-27	dic-27	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-26	Occidental
León Oriente - San Carlos / 2	115	1	5.15	abr-24	dic-26	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-26	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-28	Occidental
Vallejo entronque Vallarta Potencia - Nuevo Vallarta	230	2	40.0	abr-22	dic-28	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-28	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-28	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	ago-26	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	ago-26	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	abr-26	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	abr-26	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	abr-24	Noroeste
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos / 1	400	2	268.0	abr-21	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos - Tepic Dos / 1	400	2	252.0	abr-21	abr-24	Noroeste
Tepic Dos - Cerro Blanco / 1	400	2	46.0	abr-21	abr-24	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	abr-24	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	abr-24	Noroeste
Culiacán Poniente MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-21	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	Noroeste
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	Occidental
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	abr-24	Noroeste
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	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-27	Noreste
Güémez - Libertad (73560) (recalibración)	115	1	20.0	abr-21	dic-27	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-26	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	ago-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-26	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador
1/ Operación Inicial 230/69 kV

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 2022 – 2036 cuya construcción 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[56], 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 2022 – 2036

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	P22-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	abr-21	2022	Los Ríos/ Chiapas y Tabasco
	P22-OR2	Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	abr-25	2022	Villahermosa / Tabasco
	P22-OR3	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	abr-21	2022	Tehuacán / Puebla
Occidental	P22-OC1	Atención al suministro en la zona Vallarta	abr-25	2022	Vallarta / Nayarit y Jalisco
	P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato	abr-26	2022	Irapuato / Guanajuato
	P22-OC3	Compensación reactiva para la zona Santiago	abr-26	2022	Santiago / Nayarit
Noroeste	P22-NO1	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	abr-27	2022	Guasave y Los Mochis / Sinaloa y Sonora
	P22-NO2	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	abr-27	2022	Culiacán / Sinaloa
	P22-NO3	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	abr-26	2022	Hermosillo y Santa Ana / Sonora
Norte	P22-NT1	Paso del Norte Banco 2	abr-26	2022	Juárez / Chihuahua
	P22-NT2	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	abr-24	2022	Chihuahua / Chihuahua
	P22-NT3	Soporte de tensión en la zona Camargo	abr-24	2022	Camargo / Chihuahua
Noreste	P22-NE1	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	abr-23	2022	Piedras Negras / Coahuila
Baja California	P22-BC1	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California
	P22-BC2	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California

[56] Las metas físicas y costos de inversión pueden variar al desarrollar la Ficha de Información de Proyecto y el caso de negocio de CFE Transmisión, para su propuesta de aprobación de las bases del proceso competitivo a presentar a la SENER y Consejos Administrativos de CFE.

En el cuadro 9.4.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2022 – 2036, indicando aquellos que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

Cuadro 9.4.2. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2022 – 2036 para los proyectos identificados

Proyectos de Ampliación de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Atención al suministro en la zona Vallarta	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Atención al suministro de la zona Irapuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación reactiva para la zona Santiago	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Paso del Norte Banco 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de tensión en la zona Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de tensión en la zona Camargo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Refuerzo de transformación en la zona Piedras Negras	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Principales Proyectos del PAMRNT 2022 – 2036

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: CdR 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 VIII.

Cuadro 9.4.3. Principales proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2022 – 2036

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	Oriental	P22-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	abr-21	2022	Los Ríos/ Chiapas y Tabasco
2	Occidental	P22-OC1	Atención al suministro en la zona Vallarta	abr-25	2022	Vallarta / Nayarit y Jalisco
3	Norte	P22-NT1	Paso del Norte Banco 2	abr-26	2022	Juárez / Chihuahua
4	Noreste	P22-NE1	Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras	abr-22	2022	Piedras Negras / Coahuila
5	Occidental	P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato	abr-26	2022	Irapuato / Guanajuato
6	Baja California	P22-BC2	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California
7	Baja California	P22-BC1	Compensación capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California
8	Norte	P22-NT2	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	abr-24	2022	Chihuahua / Chihuahua
9	Oriental	P22-OR3	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	abr-21	2022	Tehuacán / Puebla
10	Noroeste	P22-NO2	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	abr-27	2022	Culiacán / Sinaloa

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 2022 – 2036 constituyen de un total de 78.9 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa y Guanajuato. En la Figura 9.4.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para Sinaloa la contribución en la adición de líneas de transmisión corresponde al proyecto identificado “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis” con 44.0 km-c.

Para el estado de Guanajuato es debida al proyecto identificado “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato”

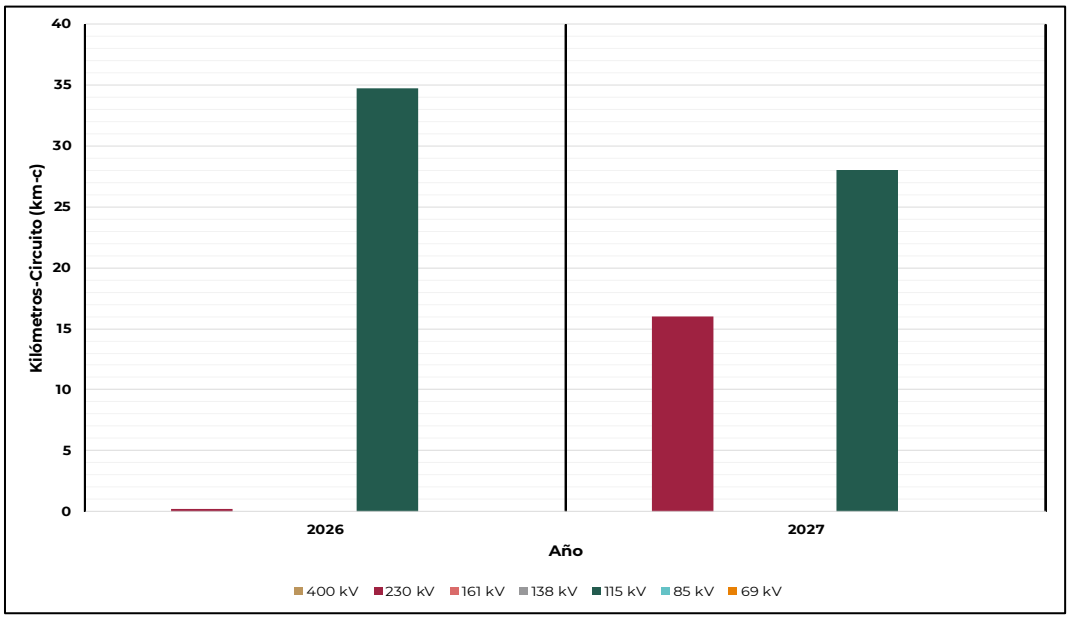
En la Figura 9.4.2 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año y nivel de tensión.

Solo se adiciona Red Eléctrica de transmisión en 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2027 con 16.0 km-c en 230 kV y 28.0 km-c en 115 kV motivados por el proyecto “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis”.

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 de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 1,525.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Guanajuato, Sinaloa y Chihuahua con 375, 300 y 300 MVA respectivamente. En la Figura 9.4.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Respeto al estado de Guanajuato se tiene el proyecto “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato”, en el estado de Sinaloa el proyecto “P22-NO2 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis” y para el estado de Chihuahua el proyecto “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis”.

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 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 375 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 1,150 MVA de capacidad.

En 2026 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,225 MVA, seguido por 2027 con 300 MVA.

Figura 9.4.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por Entidad Federativa

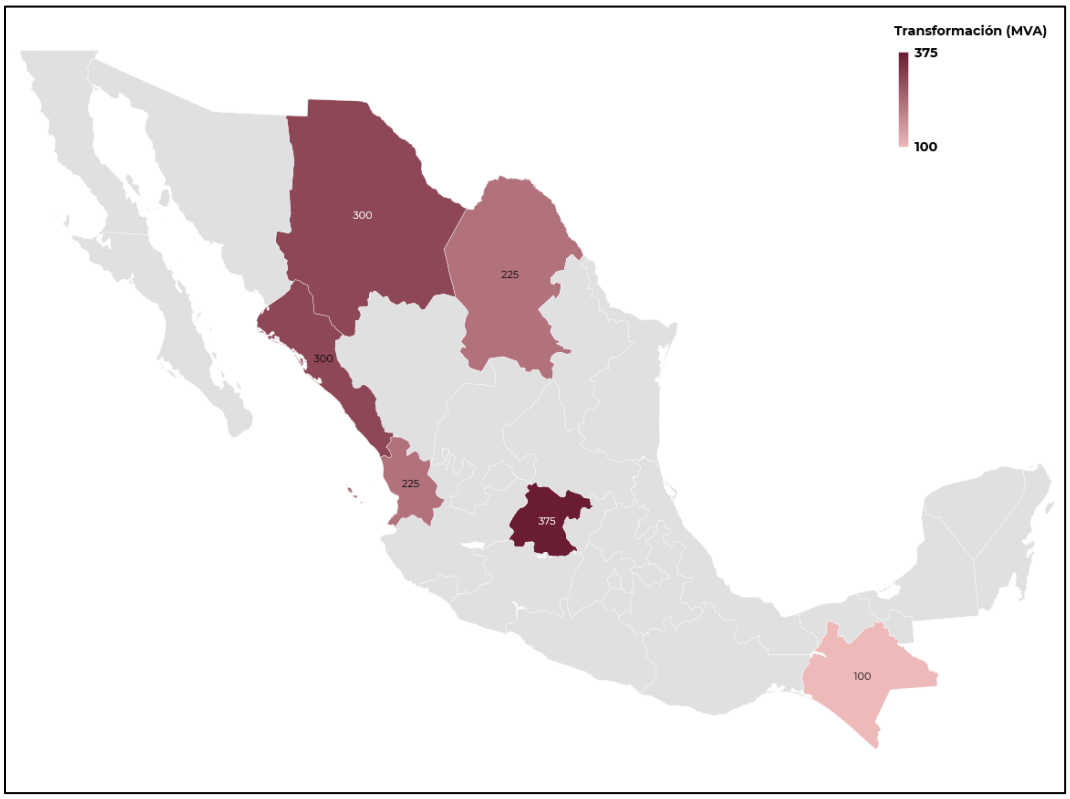
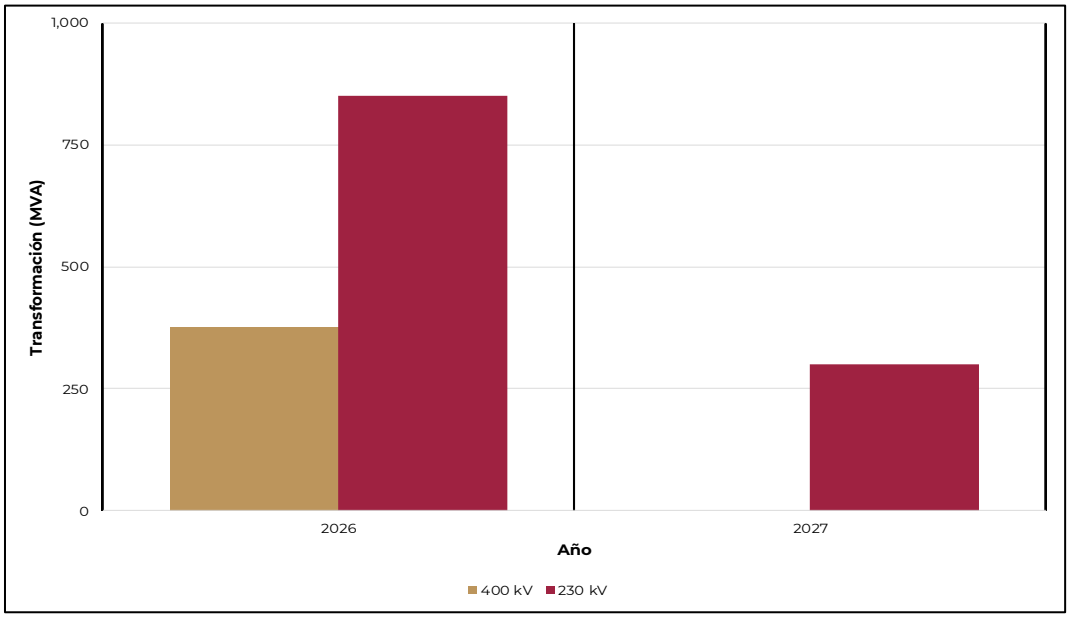


Figura 9.4.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



En el rubro de compensación, los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 636.8 MVAr de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua y Baja California. En la Figura 9.4.5 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Chihuahua las contribuciones corresponden a los proyectos "P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua", "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2" y P22-NT3 Soporte de tensión en la zona Camargo" con un monto total de 385 MVAr.

Para Baja California se tiene el proyecto identificado "P22-BC2 Compensación Capacitiva en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana" aportando 52.5 MVAr a la RNT.

En la Figura 9.4.6 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 115 kV se adicionarán 531.5 MVAr y en 69 kV un monto de 105.3 MVAr.

En 2026 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 516.8 MVAr.

Figura 9.4.5. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAr) identificados por Entidad Federativa

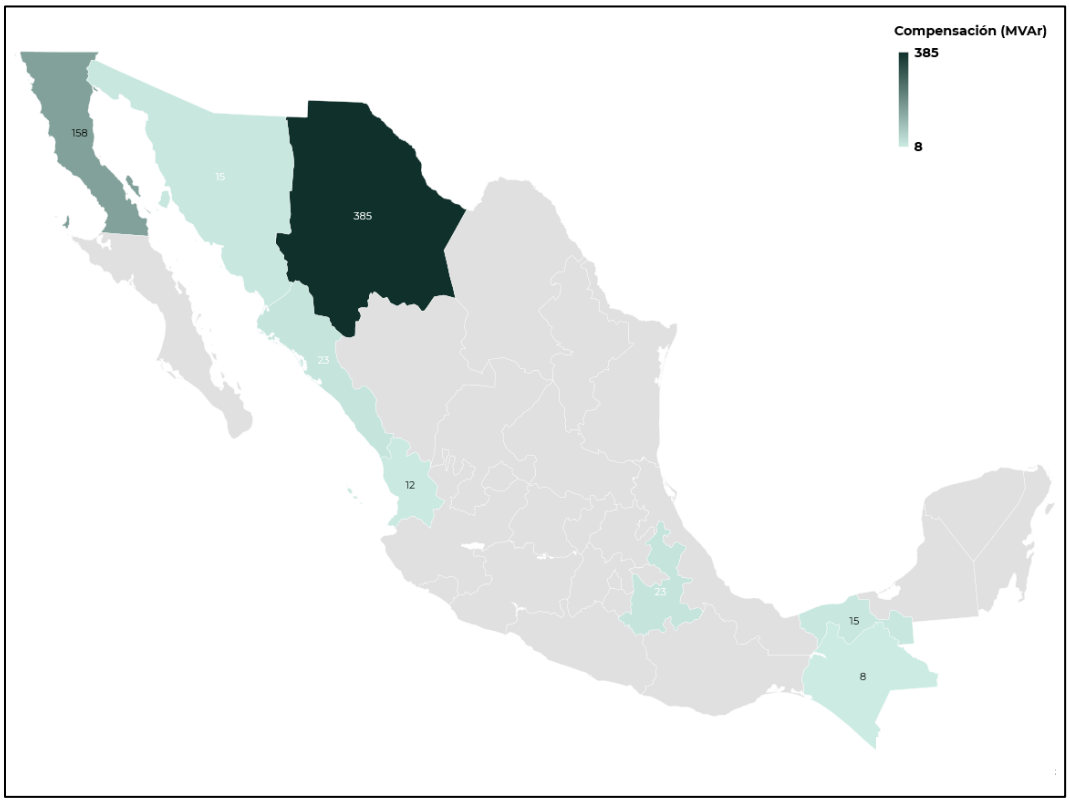
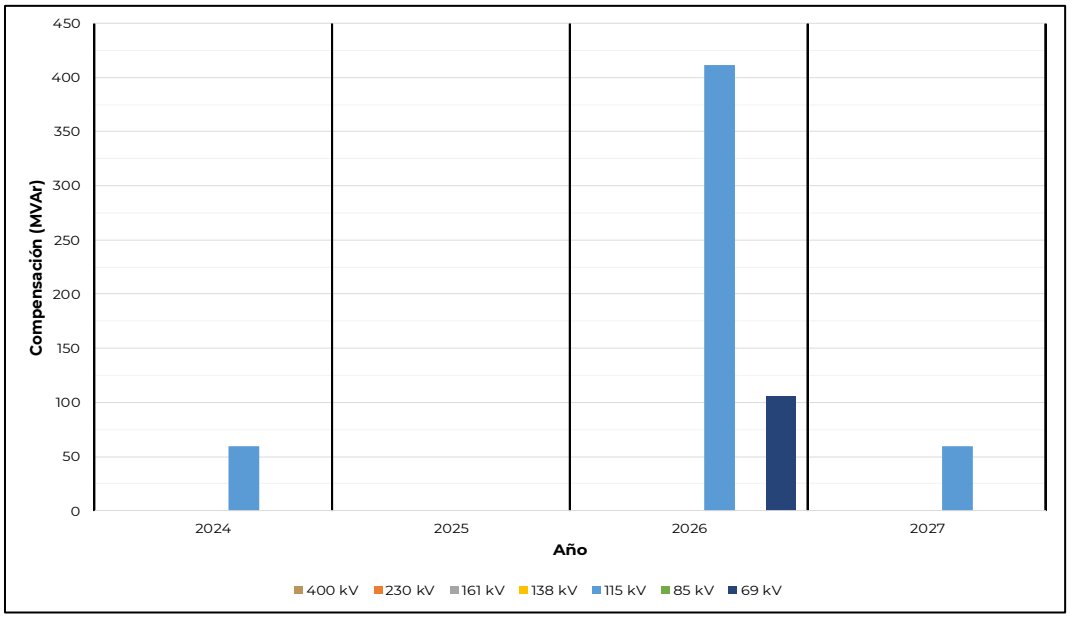


Figura 9.4.6. Capacidad (MVAr) de Compensación de Potencia Reactiva identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



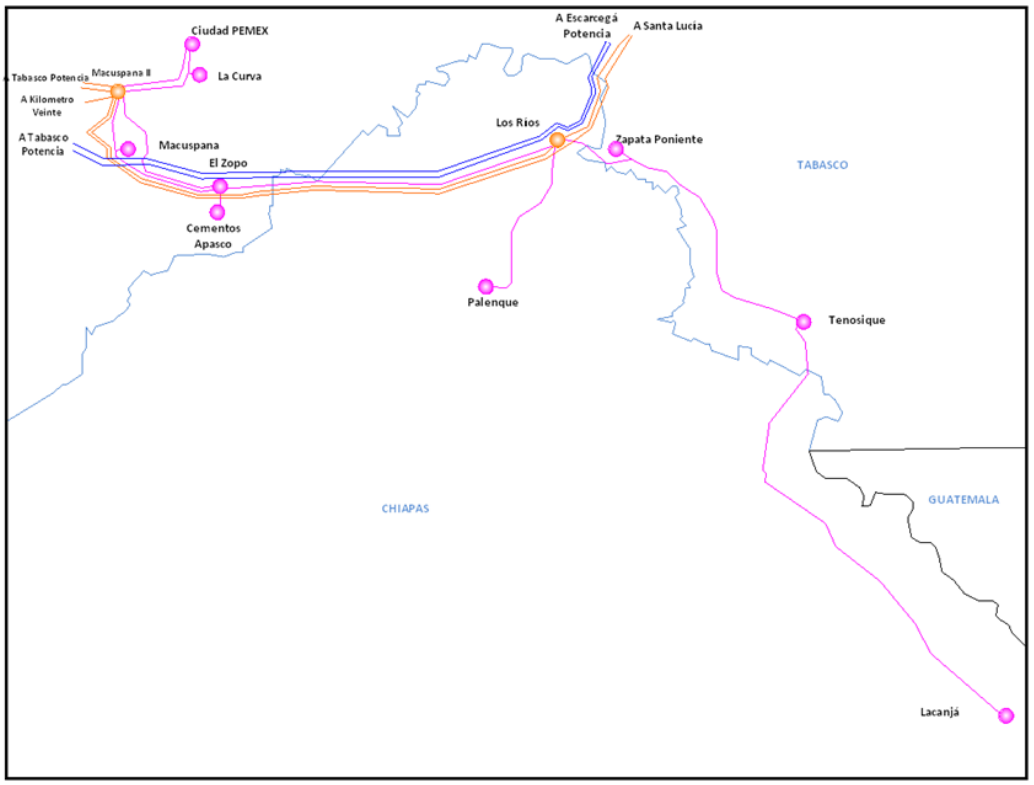
Diagnóstico operativo.

El área de influencia de la ZC Los Ríos se encuentra ubicada al sur del estado de Tabasco y norte del estado de Chiapas, la Red Eléctrica que suministra energía eléctrica en esta zona depende del corredor de transmisión que interconecta la GCR Oriental y la GCR Peninsular en el nivel de tensión de 230 kV.

La Red Eléctrica en 115 kV de la ZC Los Ríos se alimenta por medio de dos Subestaciones Eléctricas, la primera es la SE Macuspana II que cuenta dos bancos de transformación de 100 MVA cada uno y la segunda es la SE Los Ríos con un banco de 100 MVA de capacidad-

La ZC se enlaza hacia la Zona Villahermosa por medio de cuatro LT: Dos desde la SE Macuspana II hacia Tabasco Potencia (93830 y 93840) y dos desde la SE Macuspana II hacia Kilómetro Veinte (93850 y 73230) en 230 y 115 kV. Por otro lado, la ZC se enlaza hacia la Zona Campeche por medio de dos LT: Uno de la SE Macuspana II hacia Santa Lucia y otro desde la SE Los Ríos hacia Santa Lucia. En la figura 9.4.1.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia que considera la ZC Los Ríos.

Figura 9.4.1.1. Diagrama unifilar simplificado de la Zona de Carga Los Ríos año 2021[57]



[57] Ibidem 52

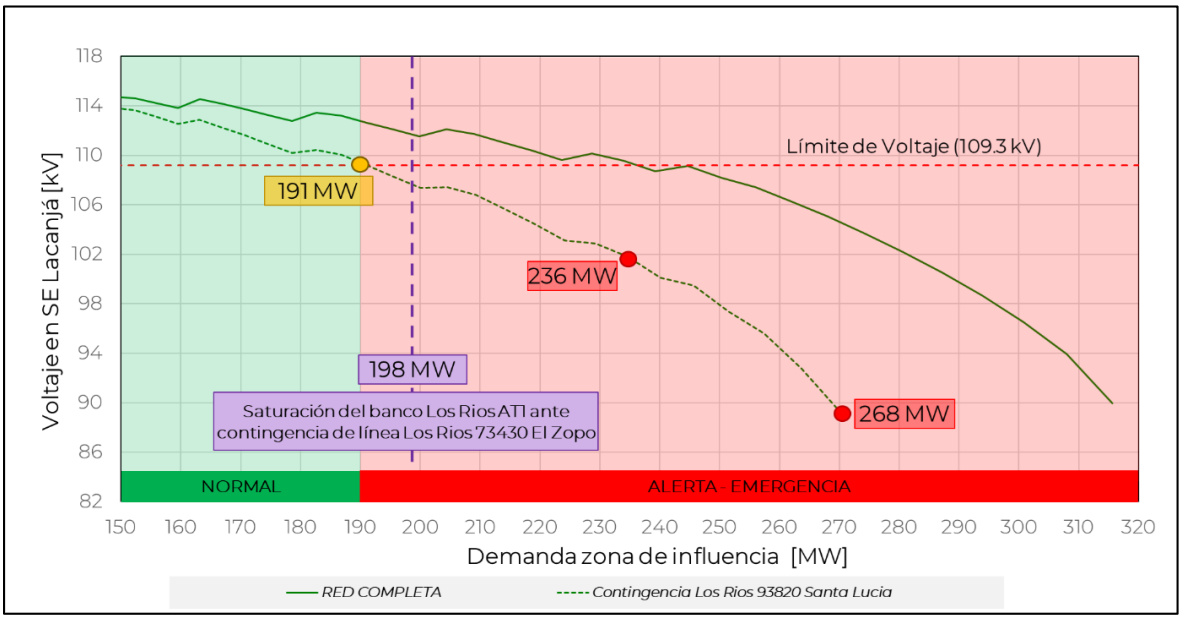
La CE más cercana corresponde al CCC Campeche que está interconectado en la SE Santa Lucía, y como se observa en la figura 1, la topología de la Red Eléctrica depende de fuentes de suministro lejanas, asimismo se tienen circuitos radiales de gran longitud en 115 kV.

En función a lo mencionado, la problemática principal en la ZC los Ríos corresponde al control de voltaje, y ante falla de algún elemento de transmisión el colapso de voltaje en las SE más lejanas, adicionalmente, se observa que se presentará la saturación de transformación. Ante la salida de operación de AT1 de la SE Los Ríos, se activan EAR que corresponden a la desconexión de carga, con el fin de evitar la afectación total en la ZC por colapso de voltaje. De igual forma, ante contingencia sencilla de la LT Los Ríos – 93820 – Santa Lucia, solo es posible suministrar hasta 191 MW, pues ante una demanda mayor, se violarían los límites de tensión establecidos en el CdR.

La principal fuente de potencia reactiva de la ZC Los Ríos para el soporte de voltaje proviene de la SE Macuspana II y derivado de las grandes longitudes que se tiene en Red Eléctrica de 230 kV y 115 kV, se originan bajos voltajes en SE de 115 kV principalmente en Tenosique y Lacanjá.

En la Figura 9.4.1.2 se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) referida a la SE Lacanjá con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de la LT Los Ríos – 93820 – Santa Lucía.

Figura 9.4.1.2. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla (n-1) del enlace Los Ríos 93820 Santa Lucia (Condición sin Proyecto)



Adicionalmente, ante contingencia sencilla de la LT, Los Ríos – 73430 – El Zopo en 115 kV, solo se pueden suministrar hasta 198 MW ya que con este valor de demanda se presenta sobrecarga del 10% en el banco de transformación AT1 de la SE Los Ríos. En esta condición, el AT1, funge como única fuente de suministro de las SE Zapata II, Palenque, Emiliano Zapata Poniente, Tenosique y Lacanjá.

Considerando que la CSS en la zona de influencia corresponde a la salida de la LT Los Ríos – 93820 – Santa Lucia en 230 kV, el

límite de demanda es de 191 MW. En el año 2020 se superó este valor durante 84 horas del año (1.0 %) y en 2021 se superó durante 184 horas (2.0 %) con un máximo de demanda registrada de 214 MW. Por lo tanto, no es posible soportar la CSS ante la demanda máxima.

De acuerdo con el PDS, se estima que para 2024, la demanda habrá alcanzado valores de hasta 225 MW superado el límite durante el 18% del año.

Al 2026, se pronostica alcanzar hasta 240 MW de carga en condiciones de demanda máxima en la ZC Los Ríos, que representa 49 MW por arriba del límite ante falla de la LT Los Ríos – 93820 – Santa Lucia, así como 42 MW por arriba del límite (198 MW) de saturación del banco Los Ríos AT1 ante la contingencia de la LT Los Ríos – 73430 – El Zopo y 4 MW arriba del límite del 12% previo al punto colapso de voltaje (236 MW) en Red Eléctrica completa, lo que representa un riesgo inminente en la Confiabilidad del suministro en la ZC Los Ríos.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2026, se han identificado dos Alternativas para resolver la problemática expuesta, así como incrementar la Confiabilidad del suministro eléctrico y atender el crecimiento de la demanda de la ZC Los Ríos; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Macuspana II – 93810 – Santa Lucia en la SE Los Ríos. (1)

Transformación:

- Un banco de transformación de 100 MVA de capacidad, compuesto por tres unidades monofásicas de 33.3 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Los Ríos. (2)

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Lacanjá. (3)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Los Ríos para la conexión con el entronque de la LT Macuspana Dos – 93810 – Santa Lucia. (4)

Alternativa 2

Transmisión:

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 2.0 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Macuspana II – 93810 – Santa Lucia en una nueva SE denominada Zapata Potencia. (1)
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Los Ríos – 73420 – Tenosique en la nueva SE Zapata Potencia. (2)

Transformación:

- Un banco de transformación[58] de 100 MVA de capacidad, compuesto por cuatro unidades monofásicas de 33.33 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Zapata Potencia. (3)

Compensación:

[58] El COPAR considera en los bancos de transformación sus alimentadores en ambos niveles de tensión.

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Lacanjá. (4)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Zapata Potencia para la conexión con el entronque de la LT Macuspana Dos – 93810 – Santa Lucia. (5)
- Dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Zapata Potencia para la conexión con el entronque de la LT Los Ríos – 73420 – Tenosique. (6)

- Interruptores de amarre en 115 y 230 kV para los arreglos de Barra Principal y Barra Auxiliar.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las figuras 9.4.1.3 y 9.4.1.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.4.1.3. Diagrama unifilar simplificado con Alternativa 1

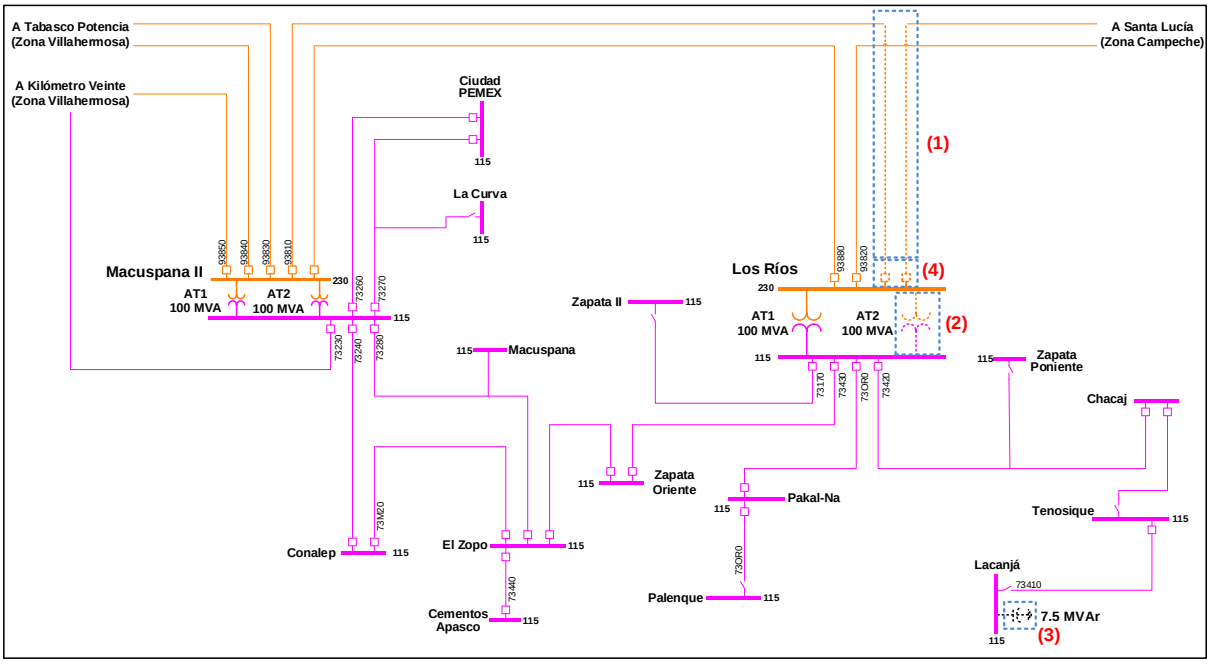
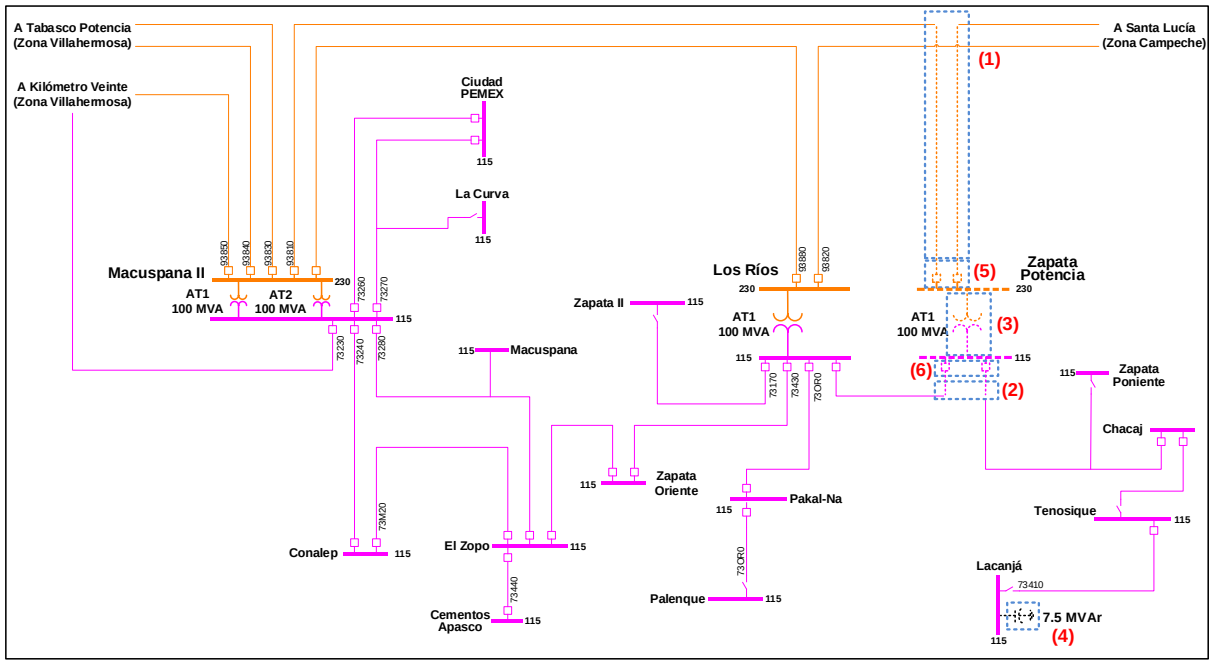


Figura 9.4.1.4. Diagrama unifilar simplificado con Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **215.577 millones de pesos de 2021** (10.66 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene un equipo de transformación con 100 MVA de capacidad en 230/115 KV, la construcción de una LT en 230 kV con longitud de 0.2 km-c y compensación reactiva de 7.5 MVAr en 115 kV,

Los cuadros 9.4.1.1 al 9.4.1.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.1.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Ríos entronque Macuspana II – Santa Lucia (93810)	230	2	0.1	abr-21	abr-26
Total			0.2		

Cuadro 9.4.1.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Ríos Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-21	abr-26
Total			**100.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.1.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Lacanjá MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-21	abr-26
Total			**7.5**		

Cuadro 9.4.1.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Ríos ampliación	Alimentador ampliación	2	230	abr-21	abr-26
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **397.115 millones de pesos de 2021** (19.65 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de la construcción de una nueva SE denominada Zapata Potencia, un equipo de compensación reactiva de 7.5 MVAr en 115 kV, un autotransformador de 100 MVA con fase de reserva relación 230/115 kV y la construcción de línea de transmisión con longitudes de 4.0 km-c en 230 kV y 0.2 km-c en 115 kV.

Los cuadros 9.4.1.5 al 9.4.1.8 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.1.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Zapata Potencia entronque Macuspana II – Santa Lucía (93810)	230	2	2.0	abr-21	abr-26
Zapata Potencia entronque Los Ríos – Tenosique (73420)	115	2	0.1	abr-21	abr-26
Total			**2.1**		

Cuadro 9.4.1.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Zapata Potencia Banco 1	4	AT	133.33	230/115	abr-21	abr-26
Total			**133.33**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.1.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Lacanjá MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-21	abr-26
Total			**7.5**		

Cuadro9.4.1. 8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Zapata Potencia	Alimentador nuevo	2	230	abr-21	abr-26
Zapata Potencia	Alimentador nuevo	2	115	abr-21	abr-26
Total					

En las figuras 9.4.1.5 y 9.4.1.6 se muestran las curvas P-V referidas a la SE Lacanjá (LCJ) con los límites de inyección de potencia activa a la zona en estudio para las dos Alternativas.

En condiciones ante contingencia, la Alternativa 1, alcanza un límite de 289 MW, mientras que la Alternativa 2 alcanza 300 MW.

En figuras 9.4.1.7 y 9.4.1.8 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2026 sin proyecto de refuerzo, condición de demanda máxima de zona y ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión, en los diagramas se observan violaciones de flujo en el banco Los Ríos AT1 incluso en Red Eléctrica completa, por otro lado, ante contingencia sencilla se presentan violaciones a los criterios operativos de tensión en la SE Los Ríos en 230 kV así como en las SE Palenque, Zapata Poniente, Chakaj ,Tenosique y Lacanjá en 115 kV.

En las figuras 9.4.1.9 a 9.4.1.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la Red Eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2026 con las Alternativas de solución 1 y 2, respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica de ambas Alternativas demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la línea de transmisión más severa no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la Red Eléctrica de la zona de influencia.

Figura 9.4.1.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Los Ríos 93820 Santa Lucia (Alternativa 1)

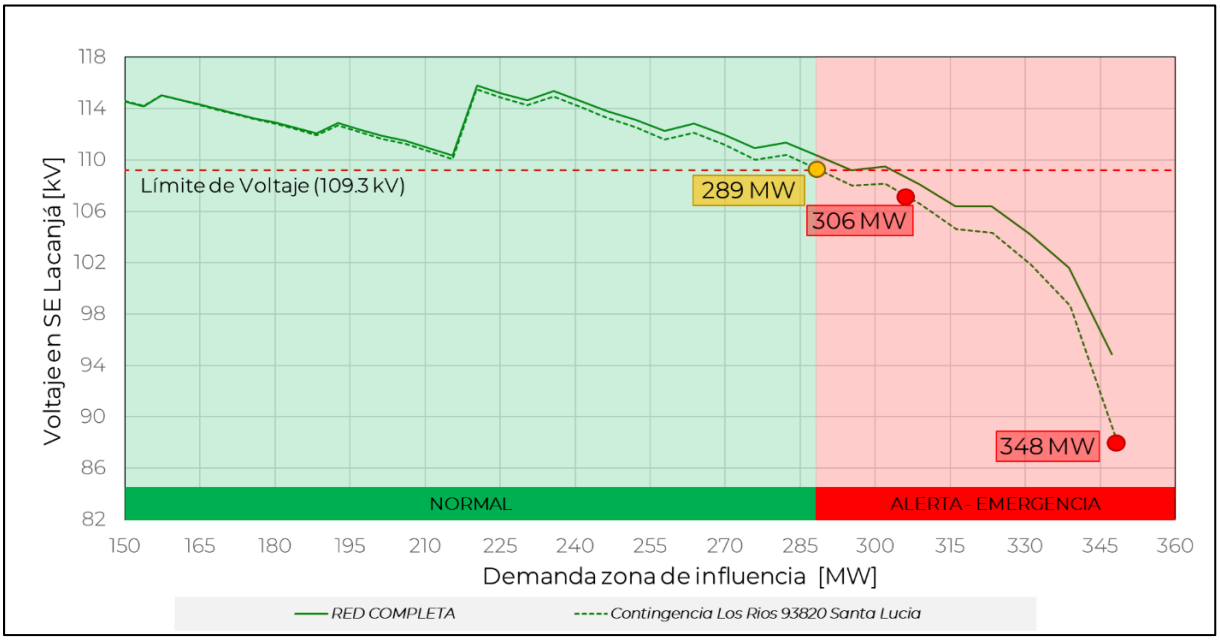


Figura 9.4.1.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Los Ríos 93820 Santa Lucia (Alternativa 2)

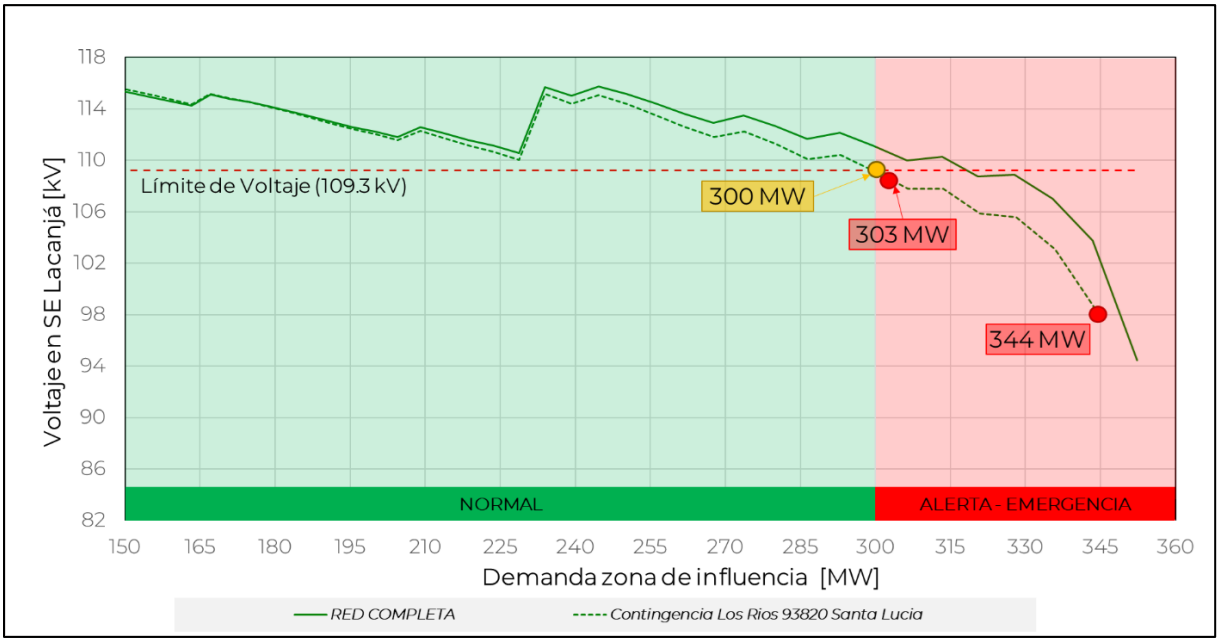


Figura 9.4.1.7. Escenario de demanda máxima de 2026, condiciones operativas sin proyecto

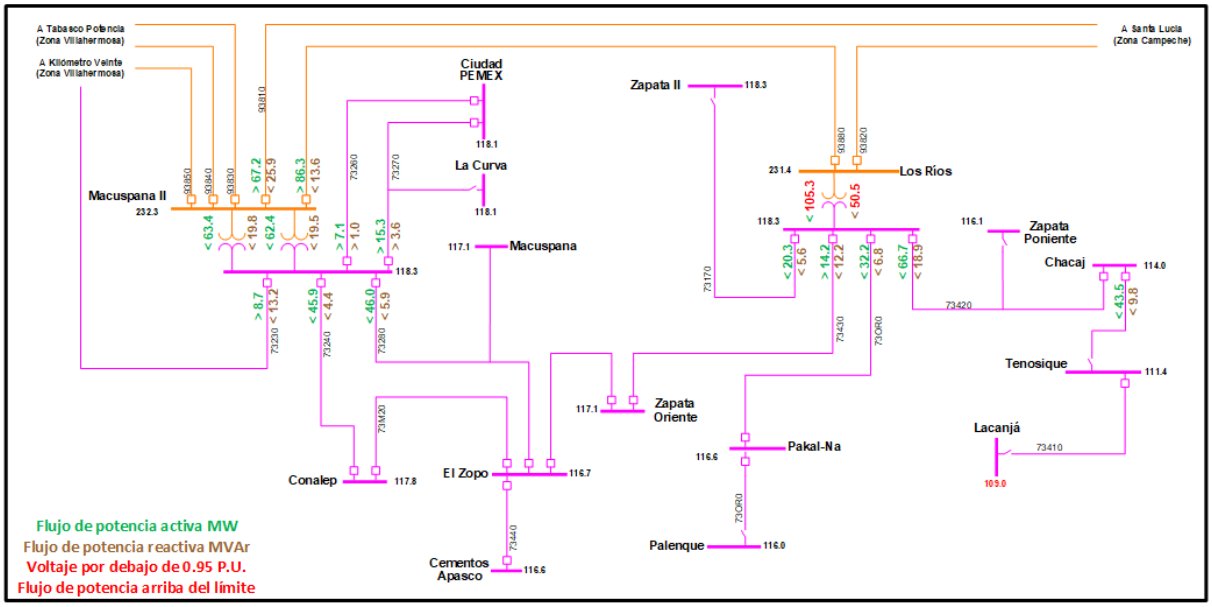


Figura 9.4.1.8. Condiciones operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2026

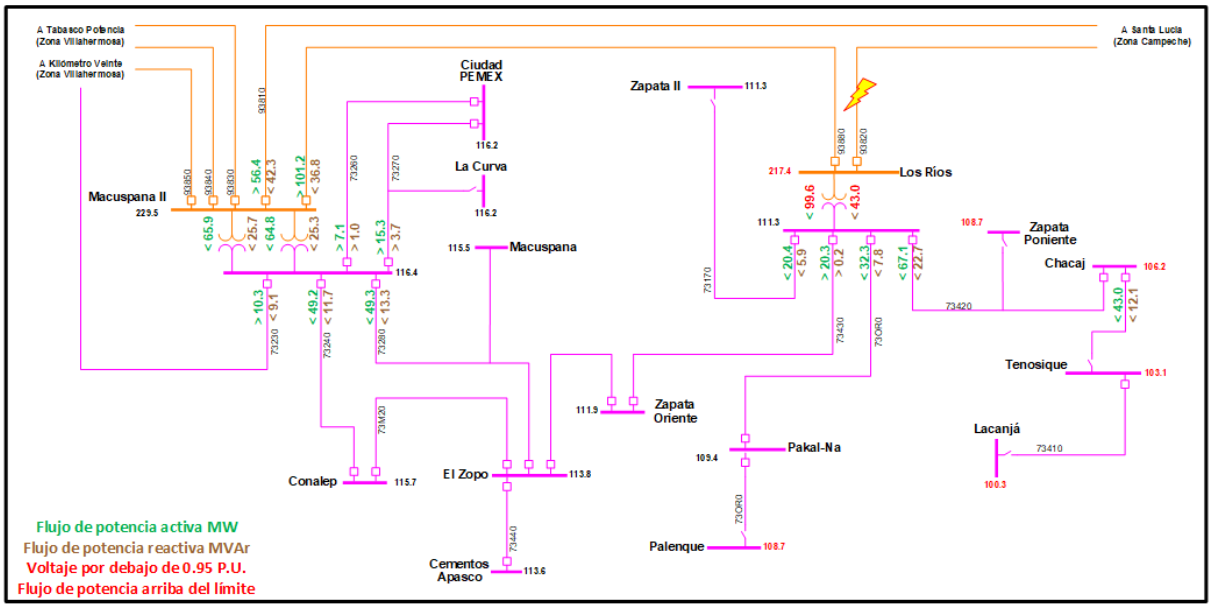


Figura 9.4.1.9. Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2026

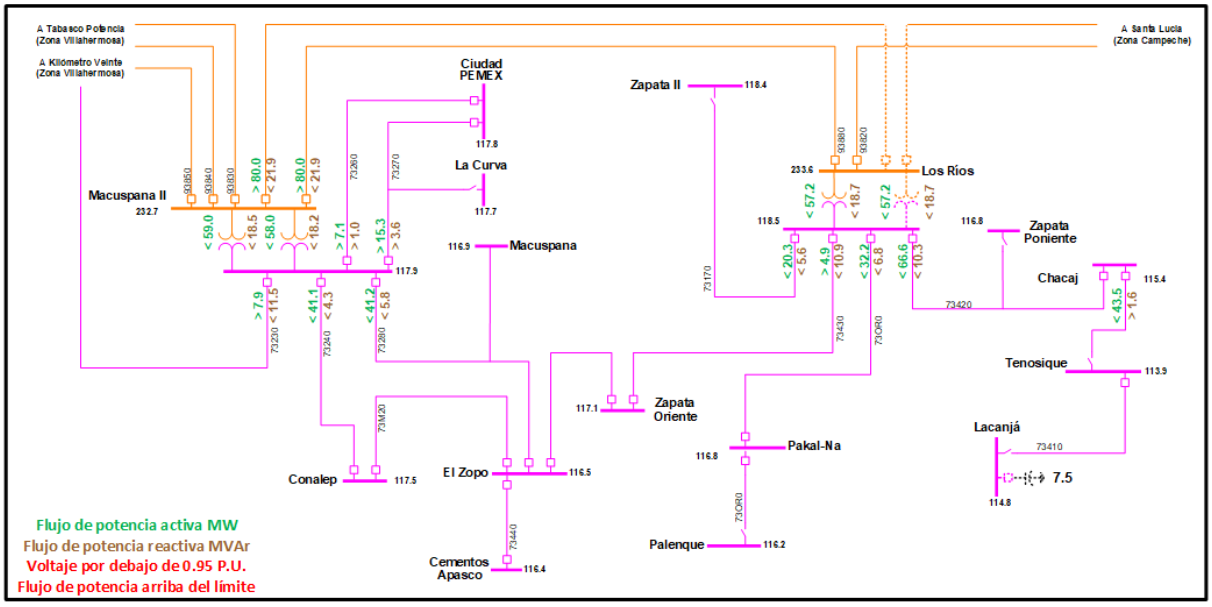


Figura 9.4.1.10. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2026

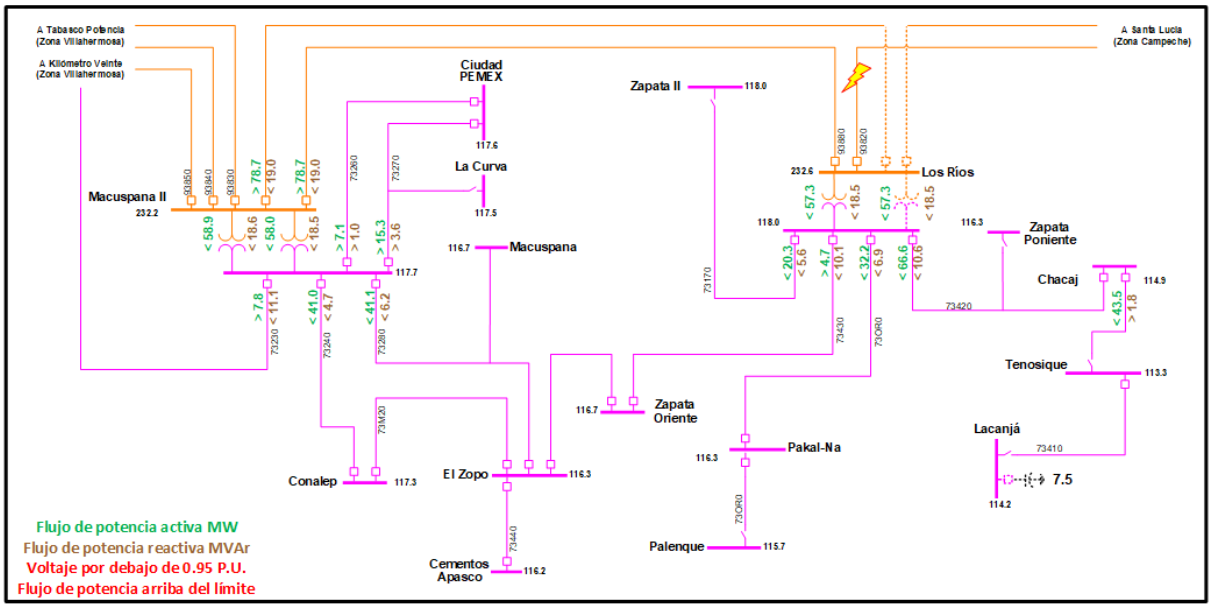


Figura9.4.1.11. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2026

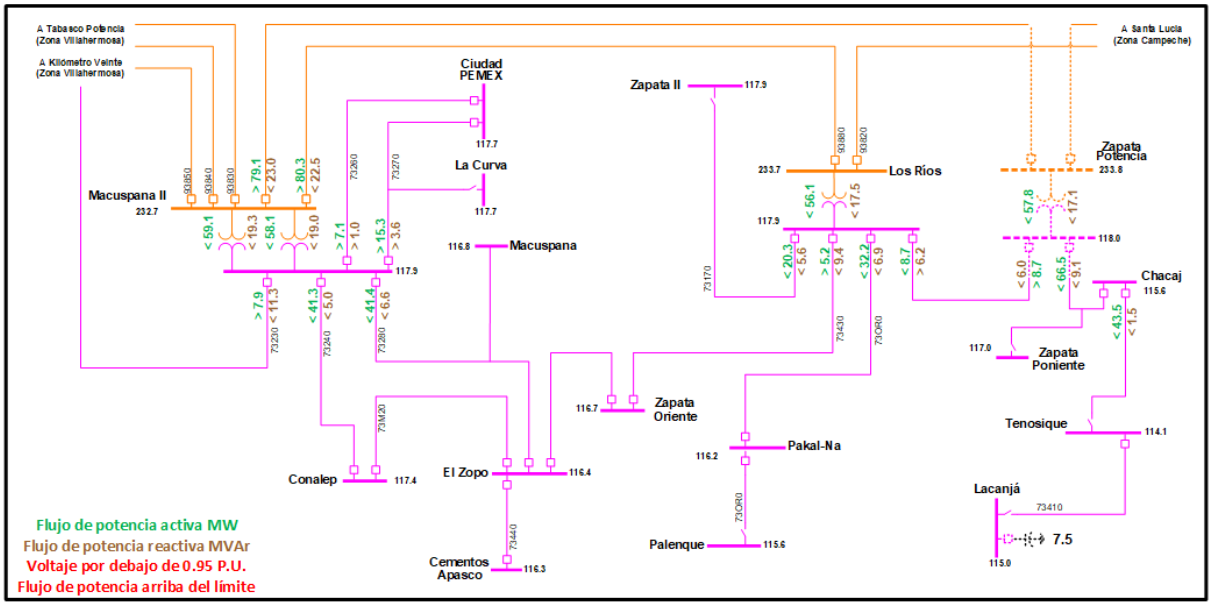
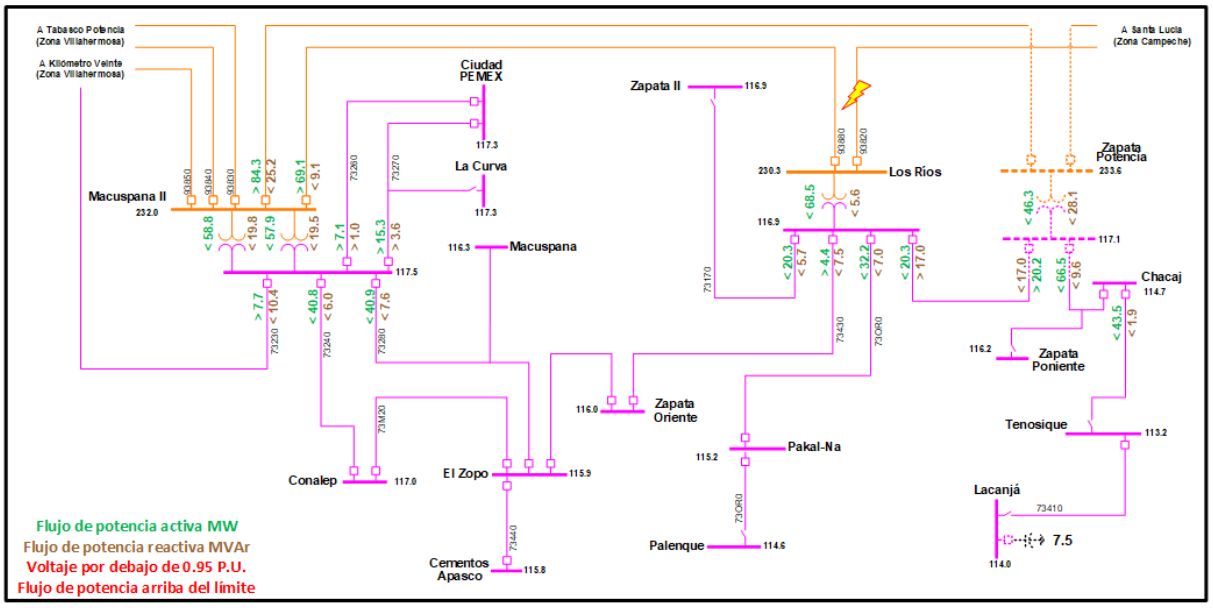


Figura 9.4.1.12. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2026



Cuadro 9.4.1.9. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
4,099.83	7.72	30.81	4,138.35	2,594.40	200.56	1,543.95	7.70

Cuadro 9.4.1.10. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
5,666.32	46.30	26.49	5,739.11	3,593.37	369.46	2,145.74	5.81

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.1.11 presenta una comparativa de las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa que la Alternativa 1 tiene un incremento de 98 MW en la demanda de saturación N-1, mientras que la Alternativa 2 tiene una ganancia de 109 MW. A pesar de que la Alternativa 2 muestra una ganancia de 11 MW en comparación a la Alternativa 1 en condiciones N-1, se puede observar en los cuadros 5 al 8 que la infraestructura necesaria es mayor. No obstante, ambas opciones mejoran la Confiabilidad en el suministro de energía en la zona.

Cuadro 9.4.1.11. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	214 MW	191 MW
Alternativa 1	299 MW	289 MW
Alternativa 2	318 MW	300 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.1.10 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.1.12. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2022)	212.609	397.115
Relación Beneficio Costo	7.7	5.81

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 Los Ríos.

P22-OR2 Compensación capacitiva en la zona Villahermosa

Diagnóstico operativo.

La ZC Villahermosa se encuentra localizada en el estado de Tabasco y se encarga del suministro de energía eléctrica para la Ciudad de Villahermosa capital de estado.

Se compone de Red Eléctrica de transmisión en 400., 230 y 115 kV. El suministro de energía en la Red Eléctrica troncal de 400 kV lo aporta la SE Tabasco Potencia, y alimenta la Red Eléctrica de 230 kV hacia las SE Kilómetro Veinte y Villahermosa Norte.

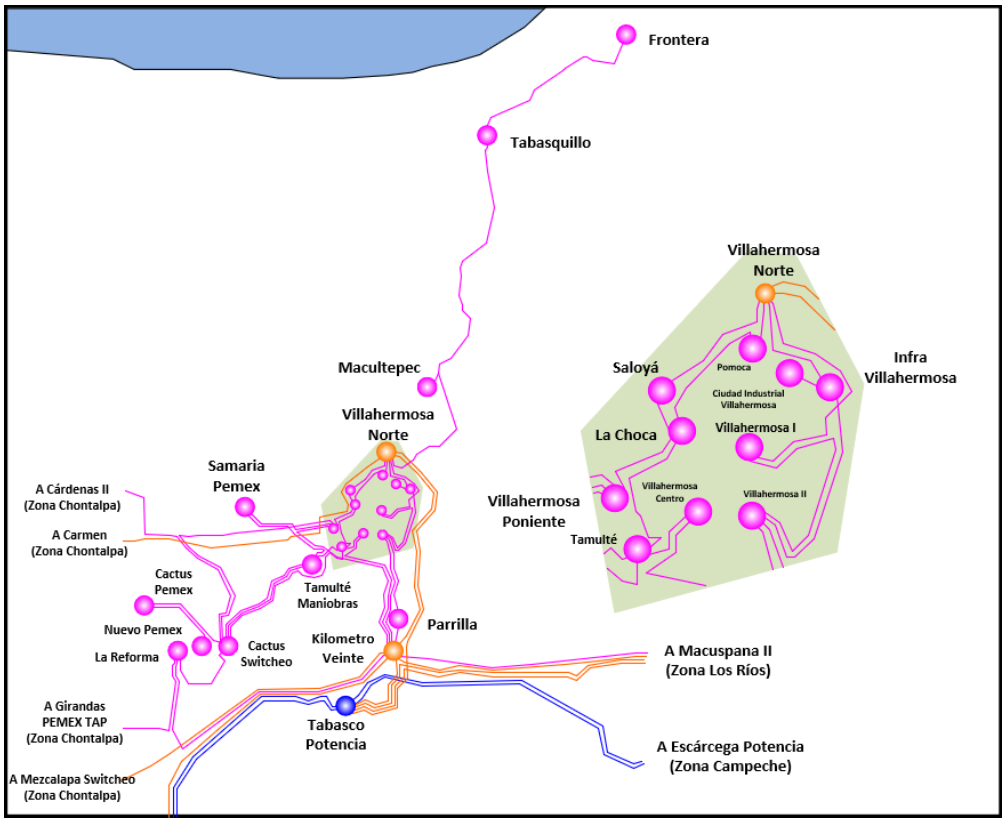
La capacidad de transformación para el suministro de la Red Eléctrica de 115 kV en las SE Kilómetro Veinte y Villahermosa Norte es de 450 MVA y 225 MVA respectivamente

La topología de Red Eléctrica en la ZC Villahermosa está formada por SE en 115 kV conectadas en anillos, sin embargo, se tiene Red Eléctrica en este nivel de tensión radial, la cual alimenta cargas lejanas al norte de Villahermosa.

La demanda de la ZC es de tipo industrial, comercial y residencial, y algunas de las SE que principalmente alimentan carga industrial son Cactus Pemex, Ciudad Nuevo PEMEX, Samaria, Ciudad Industrial e Infra Villahermosa

En la Figura 9.4.2.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia que considera la ZC Villahermosa.

Figura 9.4.2.1. Diagrama unifilar simplificado de la Zona de Carga al año 2021[59]



[59] Ibidem 52

Además de la Red Eléctrica que permite alimentar la zona a través de las SE Villahermosa Norte y Kilómetro Veinte, se tiene otra fuente de suministro que corresponde a la generación en la Central Termoeléctrica Ciudad Nuevo Pemex que tiene una capacidad total neta de 367.4 MW.

La CSS de la ZC es la salida de la LT Carmen – 93700 – Villahermosa Norte ante la cual solo es posible suministrar una demanda eléctrica de 639 MW, la restricción es debido al abatimiento del perfil de tensión en las SE radiales de 115 kV en la región norte de la ZC. Durante el año 2021 no se superó este límite, ya que de la demanda máxima registrada fue de 593 MW.

Durante la CSS, las principales aportaciones de potencia reactiva para el soporte de voltaje provienen del AT1 instalado en la SE Villahermosa Norte, la CT Ciudad Nuevo Pemex, y la compensación reactiva capacitiva en derivación de las SE La Choca, Villahermosa I, Ciudad Industrial y Villahermosa II.

De acuerdo con el PDS 2022-2036, la demanda esperada en la ZC Villahermosa para el año 2025 es de 642 MW por lo que teniendo en cuenta la condición actual de la red, ante el disparo de la LT Carmen – 93700 – Villahermosa Norte se comprometerá la Confiabilidad del suministro de energía en la ZC Villahermosa, requiriendo la implementación de algún EAR para mitigar posibles problemas de colapso de voltaje.

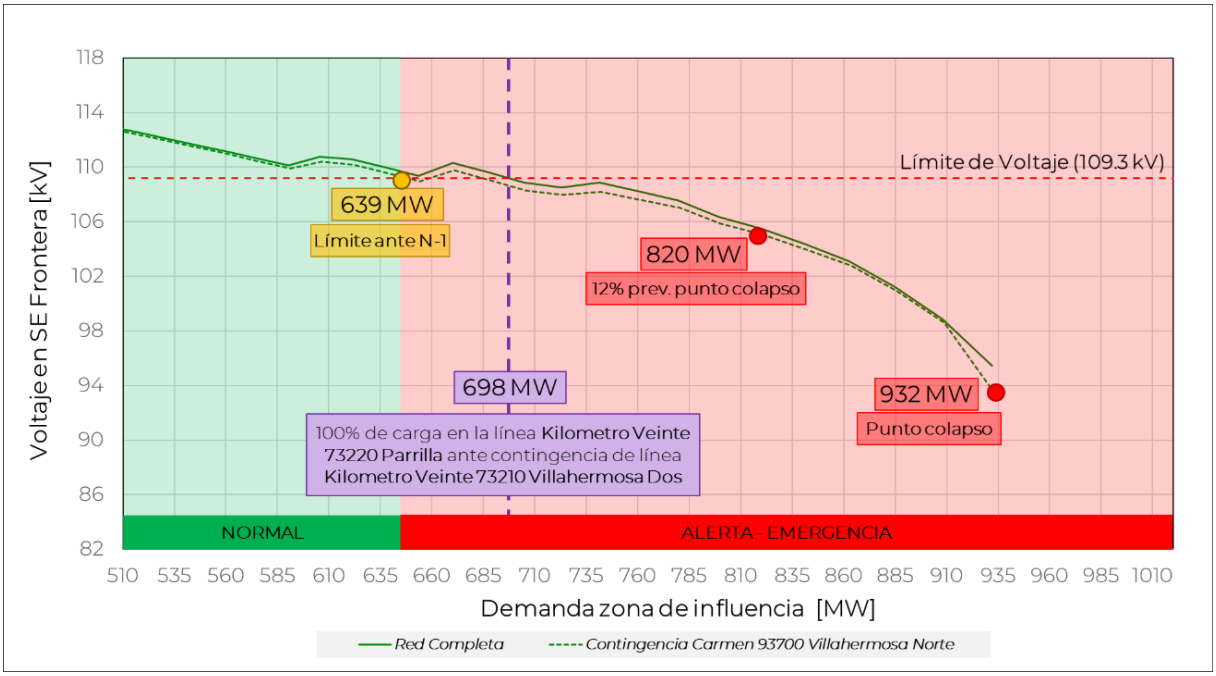
En la Figura 9.4.2.2, se muestra la curva característica Potencia – Voltaje (P-V) referida a la SE Frontera con Red Eléctrica completa y ante la CSS de la zona. En ella es posible observar que en caso de presentarse demandas superiores a 639 MW y ante el disparo de la LT Carmen – 93700 – Villahermosa Norte el voltaje en la SE Frontera en 115 kV cae por debajo de 0.95 PU (109.3 kV) que es el mínimo permitido por el CdR. ante la demanda máxima esperada para 2025

De forma similar, se espera que ante la contingencia sencilla de la LT Kilómetro Veinte – 73210 – Villahermosa II y con el nivel de carga pronosticado para 2030 en la ZC Villahermosa, el flujo en la LT Kilometro Veinte – 73220 – Parrilla será mayor al 100% de su capacidad actual (107 MVA). De acuerdo con información reportada por CFE Transmisión la limitante está definida por el calibre del bus “1” de la SE Parrilla con calibre 336 kcmil.

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 la Zona Villahermosa; las cuales consisten en las siguientes obras:

Figura 9.4.2.2. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Carmen – 93700 – Villahermosa Norte (Sin Proyecto)



Alternativa 1

Compensación[60]:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Frontera. (1) y (3)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Tabasquillo. (2) y (4)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Recalibración bus y puentes de 115 kV en la SE Parrilla a un calibre 795 kcmil tipo ACSR. (5)

Alternativa 2

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Frontera. (1) y (3)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Maculteepec. (2) y (4)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Considera la adquisición de predio aledaño para su construcción.
- Recalibración bus y puentes de 115 kV en la SE Parrilla a un calibre 795 kcmil tipo ACSR. (5)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las figuras 9.4.2.3 y 9.4.2.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

[60] En COPAR, los bancos de Capacitores incluyen en inversión física Suministros (incluye Interruptor de Potencia), Obra Civil, Obra Electromecánica, Puesta en Servicio e Ingeniería de detalle, así como la Ingeniería y Supervisión.

Figura 9.4.2.3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

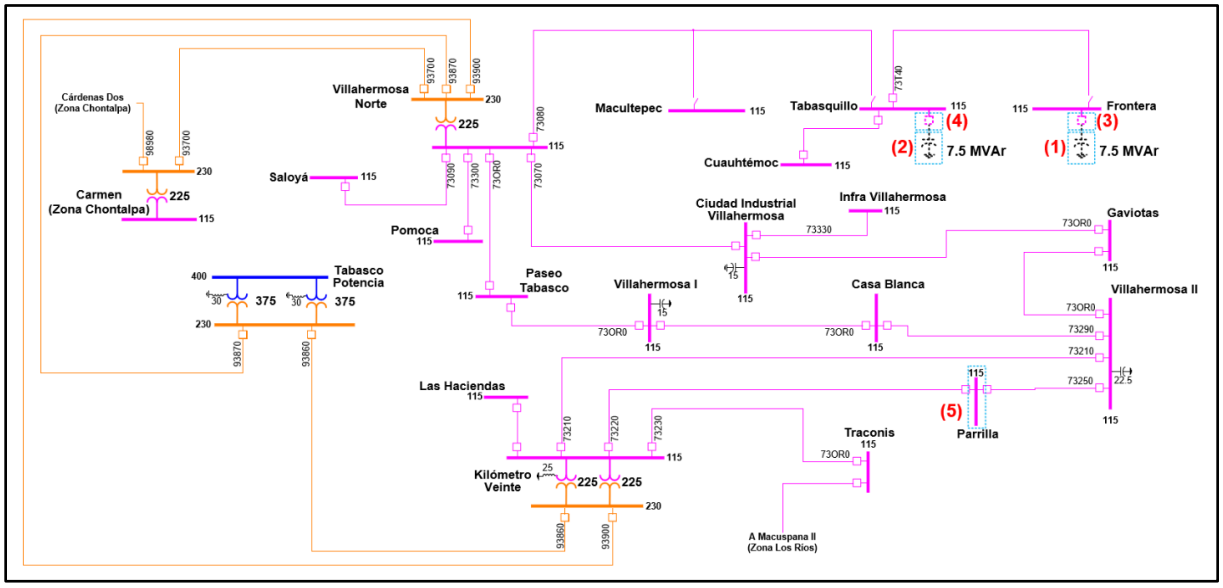
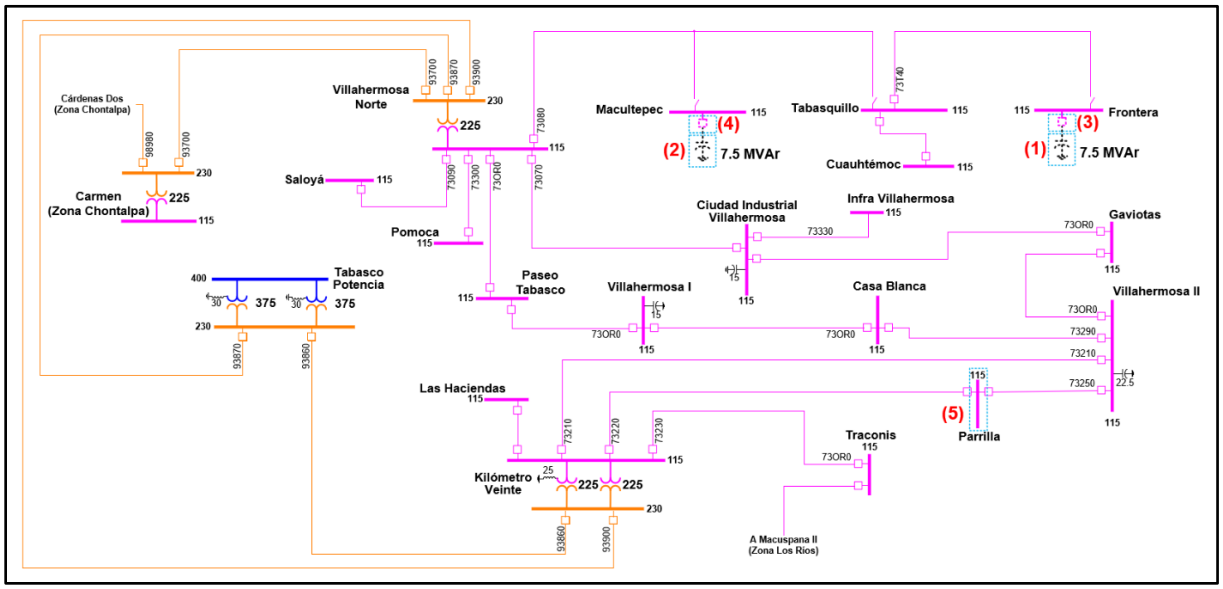


Figura 9.4.2.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **34.747 millones de pesos de 2021** (1.7 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de dos equipos de compensación reactiva de 7.5 MVAr en 115 kV y la recalibración de un bus de 115 kV a un calibre 795 kcmil tipo ACSR.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.2.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Frontera MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-27
Tabasquillo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-27
Total			**15.0**		

Cuadro 9.4.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parrilla /1	Recalibración de bus	1	115	abr-25	abr-27
Total		1			

1/ Recalibrar bus actual (336 kcmil) a un calibre 795 kcmil tipo ACSR

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **37.51 millones de pesos de 2021** (1.8 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de dos equipos de compensación reactiva de 7.5 MVAr en 115 kV y la recalibración de un bus de 115 kV a un calibre 795 kcmil tipo ACSR.

Los cuadros 9.4.2.3 y 9.4.2.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.2.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Frontera MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-27
Macultepec MVAr 1/	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-27
Total			**15.0**		

Cuadro 9.4.2.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Parrilla /2	Recalibración de bus	1	115	abr-25	abr-27
Total					

2/ Recalibrar bus actual (336 kcmil) a un calibre 795 kcmil tipo ACSR

Indicadores técnicos y económicos

En las figuras 9.4.2.5 y 9.4.2.6 se muestran las curvas P-V referidas a la SE Frontera con los límites de inyección de potencia activa a la ZC Villahermosa para las dos Alternativas. En condiciones ante contingencia, las Alternativas 1 y 2, alcanzan un límite de 755 MW.

En figuras 9.4.2.7 y 9.4.2.8 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2027 sin proyecto de refuerzo, condición de demanda máxima de zona y ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión, en los diagramas se observa que ante contingencia sencilla se presentan violaciones a los criterios operativos mínimos de tensión en la SE Frontera en 115 kV.

Figura 9.4.2.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Carmen - 93700 – Villahermosa Norte (Alternativa 1)

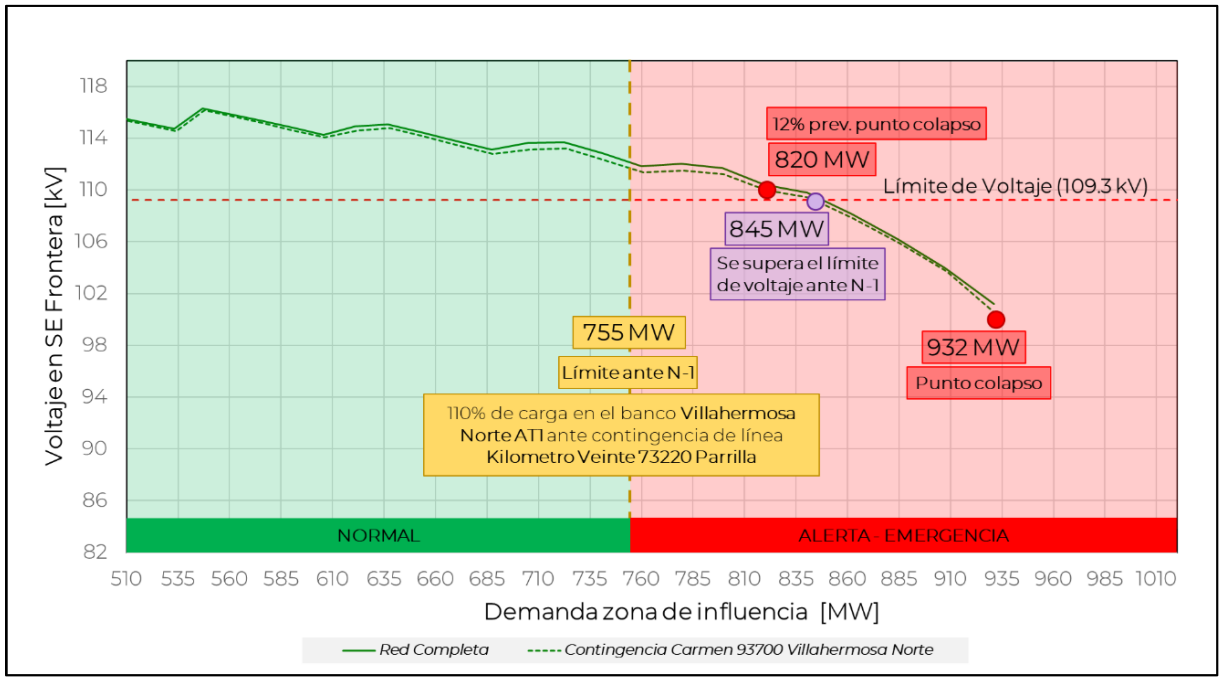


Figura 9.4.2.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Carmen – 93700 – Villahermosa Norte (Alternativa 2)

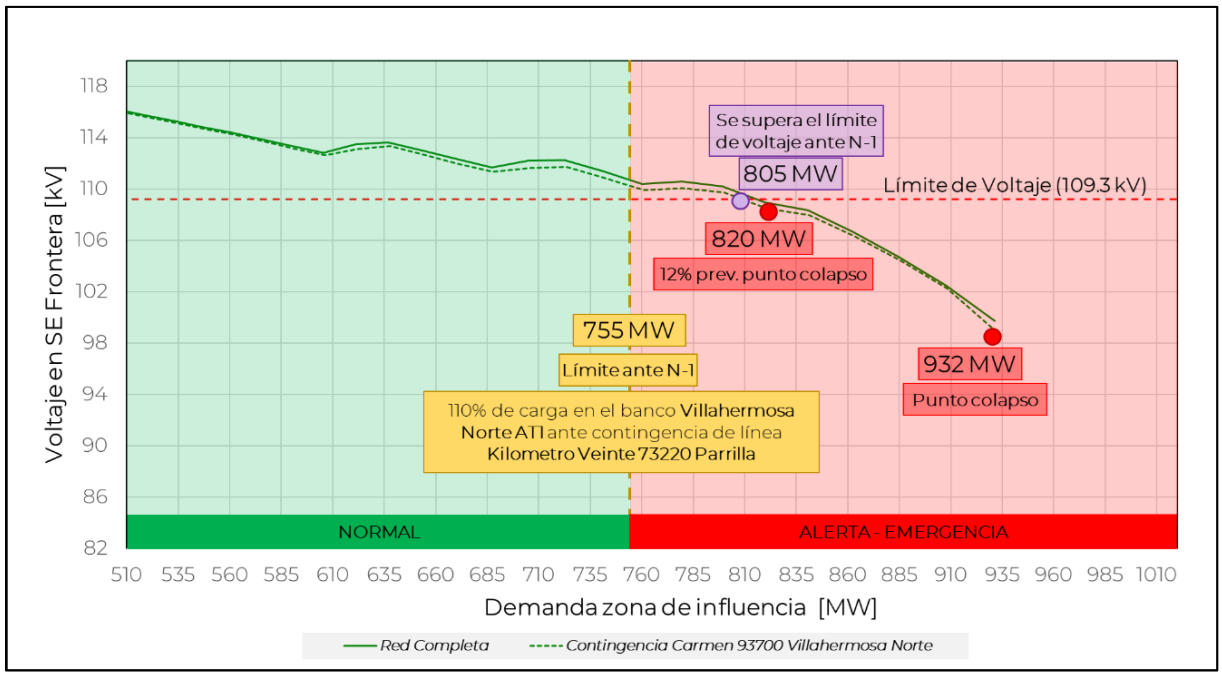


Figura 9.4.2.7. Escenario de demanda máxima de 2027, condiciones operativas sin proyecto

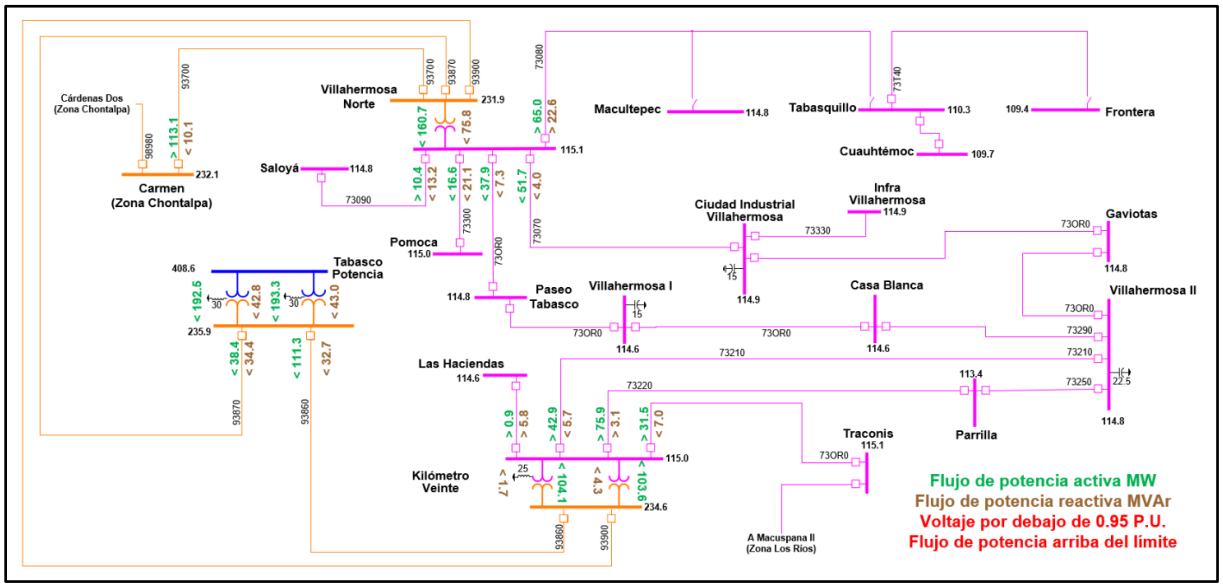
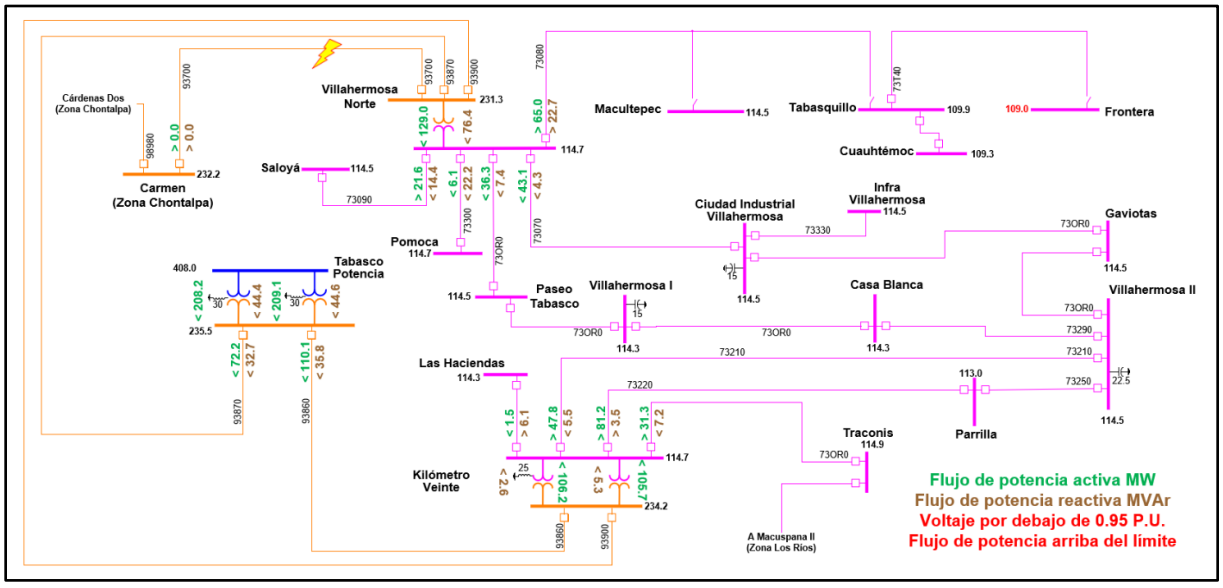


Figura 9.4.2.8. Condiciones operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2027



En las figuras 9.4.2.9 a 9.4.2.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la Red Eléctrica durante la condición operativa esperada para el año 2027 con las Alternativas de solución 1 y 2, respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica de ambas Alternativas demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la línea de transmisión más severa no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la Red Eléctrica de la zona de influencia, sin embargo, se puede observar que la Alternativa 1 presenta un mejor perfil de tensión en las SE Frontera, Tabasquillo y Cuauhtémoc comparada con la Alternativa 2.

Figura 9.4.2.9. Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2027

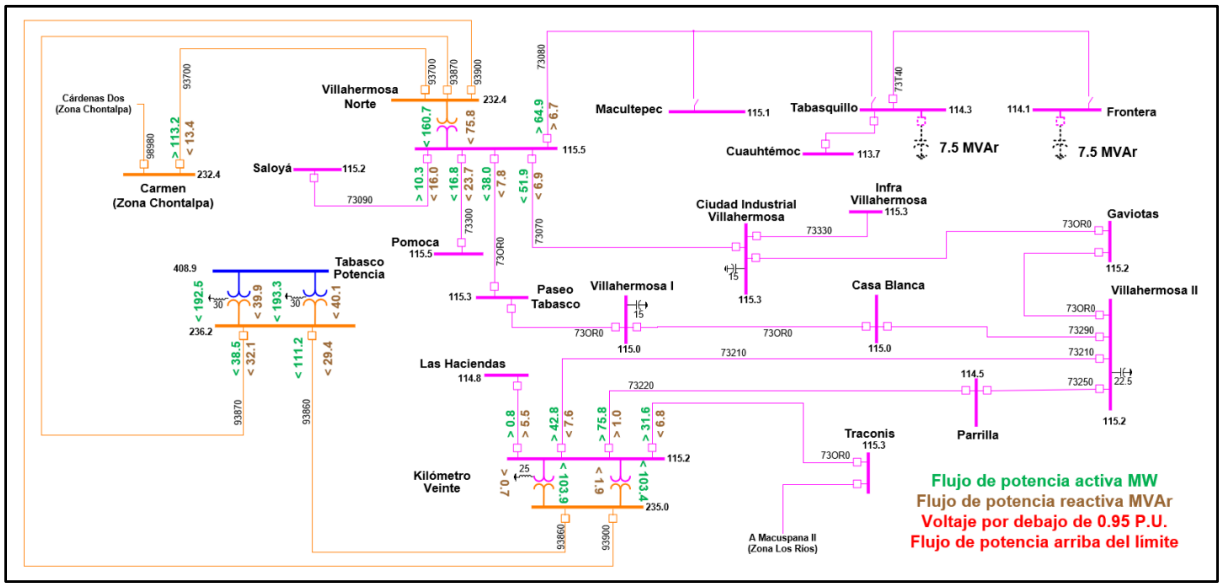


Figura 9.4.2.10. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2027

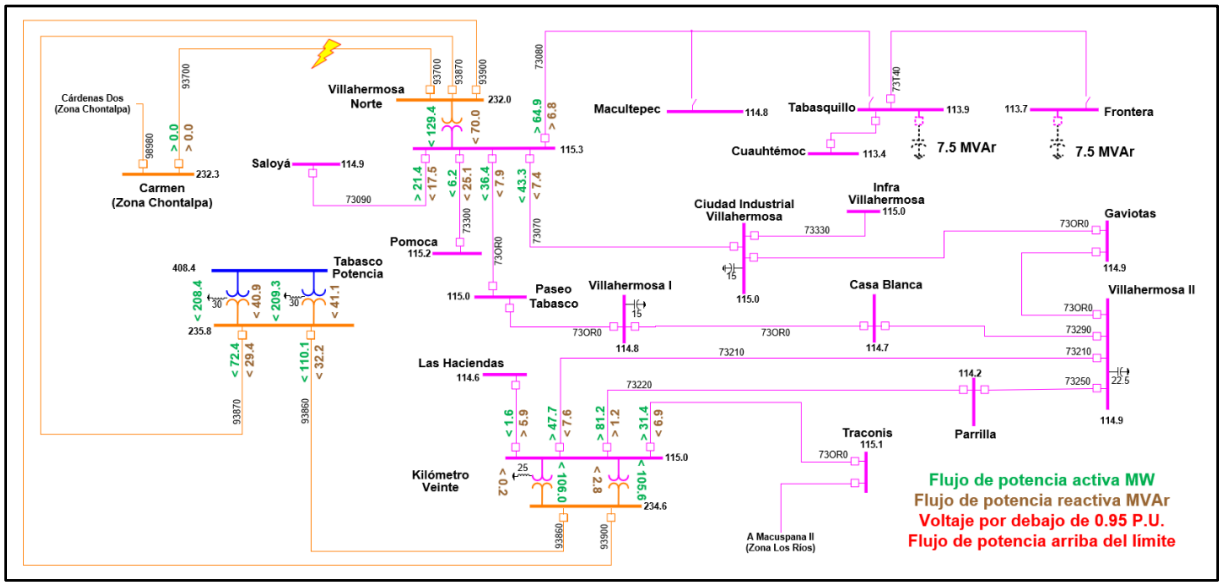


Figura 9.4.2.11. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2027

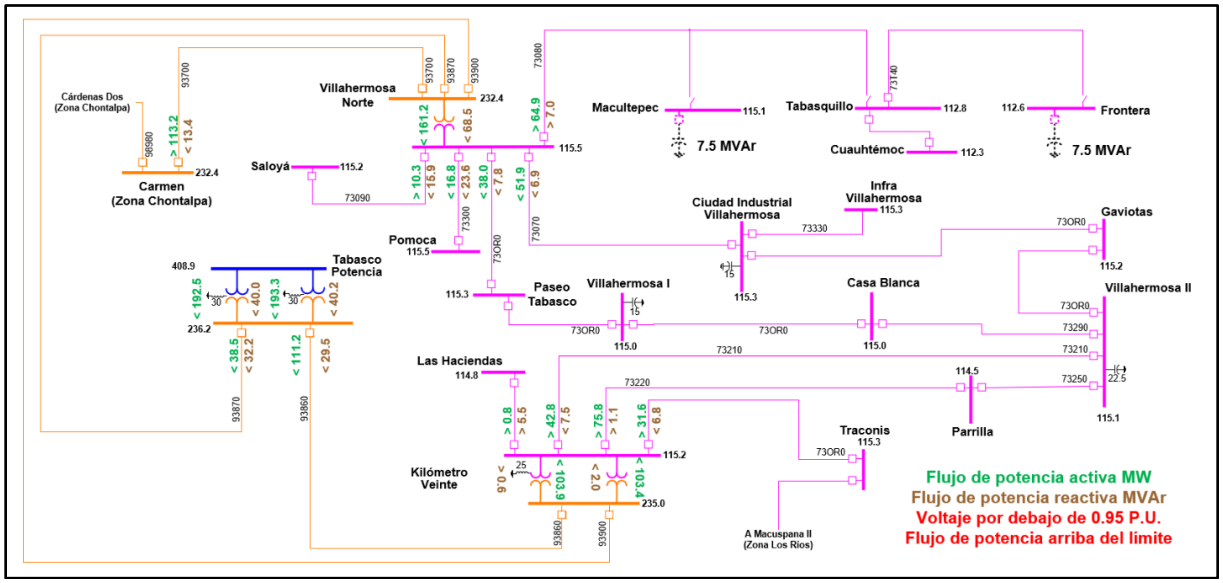
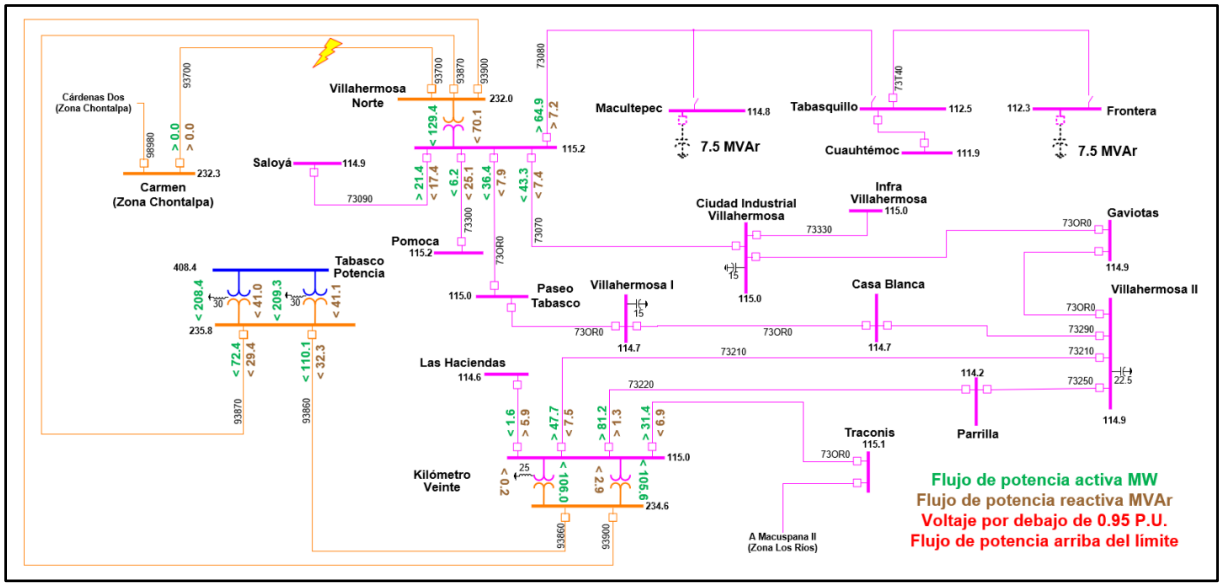


Figura 9.4.2.12. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2027



En los cuadros 9.4.2.5 y 9.4.2.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas con la metodología de evaluación por demanda incremental.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión.

Cuadro 9.4.2.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
71.66	25.58	110.69	207.94	47.74	31.77	160.19	5.04

Cuadro 9.4.2.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
71.66	25.58	110.69	207.94	47.96	34.29	159.97	4.66

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.2.7 presenta una comparativa de las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas.

Ambas opciones mejoran la Confiabilidad en el suministro de energía en la zona de influencia, permitiendo el crecimiento económico y social en la Zona Villahermosa.

Cuadro 9.4.2.7. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	720 MW	639 MW
Alternativa 1	763 MW	755 MW
Alternativa 2	763 MW	755 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.2.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.2.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	34.74	37.51

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 Villahermosa.

P22-OR3 Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica del Suroriente de Puebla, específicamente en la ZC Tehuacán, se realiza a través de la Red Eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV.

Para el suministro de energía eléctrica la ZC Tehuacán cuenta con tres líneas de transmisión en el nivel de tensión de 115 kV, las cuales son, LT Ojo de Agua Potencia – 73010 – Coapan, Tecamachalco – 73530 Tehuacán y Esperanza – 73270 – Tehuacán, con longitudes de 75, 55 y 39 km respectivamente. Dentro de la ZC de la SE Coapan se alimenta Red Eléctrica radial hacia las SE Proteínas El Calvario, Zinacatepec, Tilapa y Huautla de Jiménez, el circuito radial tiene una distancia aproximada de 80 km.

Adicionalmente se cuenta con la generación en la Central Eólica Pier II Quecholac que tiene una capacidad total neta de 66 MW, la cual se interconecta en la SE Esperanza en el ámbito de influencia de la ZC Tecamachalco.

En la figura 9.4.3.1 se presenta el diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia del proyecto en la que se observa la trayectoria de las líneas de transmisión que operan como fuente de suministro en el año 2021.

Debido a la configuración actual de la Red Eléctrica con líneas de transmisión radiales de gran longitud y lejano a fuentes cercanas para el soporte de voltaje, se tienen problemáticas para el control de voltaje ante condiciones de demanda máxima.

De acuerdo con mediciones de tensión para Subestaciones Eléctricas disponibles en la zona, durante el año 2021, las SE Coapan y Zinacatepec en 115 kV han operado, por debajo de 0.95 P.U. que es el límite mínimo que se indica en el CdR durante un lapso de 29 y 211 horas, respectivamente, ver figura 9.4.3.2.

La problemática de bajos voltajes se agravó el 29 de diciembre del 2021 ante el disparo del transformador Ojo de Agua Potencia T1 lo que activó la operación del Esquema de Acción Remedial de Disparo Automático de LT de Ojo de Agua Potencia el cual dispara las LT Ojo de Agua Potencia – 73T20 – Esperanza y Ojo de Agua Potencia – 73010 – Coapan. Lo anterior generó una trayectoria radial de 90 km desde la SE Tehuacán en 115 kV hasta la SE Huautla de Jiménez en 69 kV.

En esta condición, la fuente de potencia activa más cercana a la SE Tehuacán encontraba la SE Tecali que tiene bancos de transformación que permite el flujo de energía de la Red Eléctrica troncal de transmisión pues tiene transformación 400/115 kV y está ubicada a otros 80 km de distancia.

Además, derivado de que no se cuenta con compensación reactiva capacitiva en las SE que operan radiales, se presentaron voltajes de hasta 106.1 kV en la SE Coapan y 105.7 kV en la SE Zinacatepec (3.1 y 3.5 kV por debajo del límite de 0.95 P.U. de la tensión nominal en 115 kV), ver figura 9.4.3.2.

Adicionalmente, con el evento del 29 de diciembre de 2021 y de acuerdo con las mediciones de potencia disponibles, la LT Tehuacán – 73280 – Coapan operó arriba del 100% de su Límite Operativo de 60 MVA, definido por los TC en la SE Tehuacán de una relación de 300/5.

Figura 9.4.3.1. Diagrama unifilar simplificado de la zona de influencia año 2021[61]

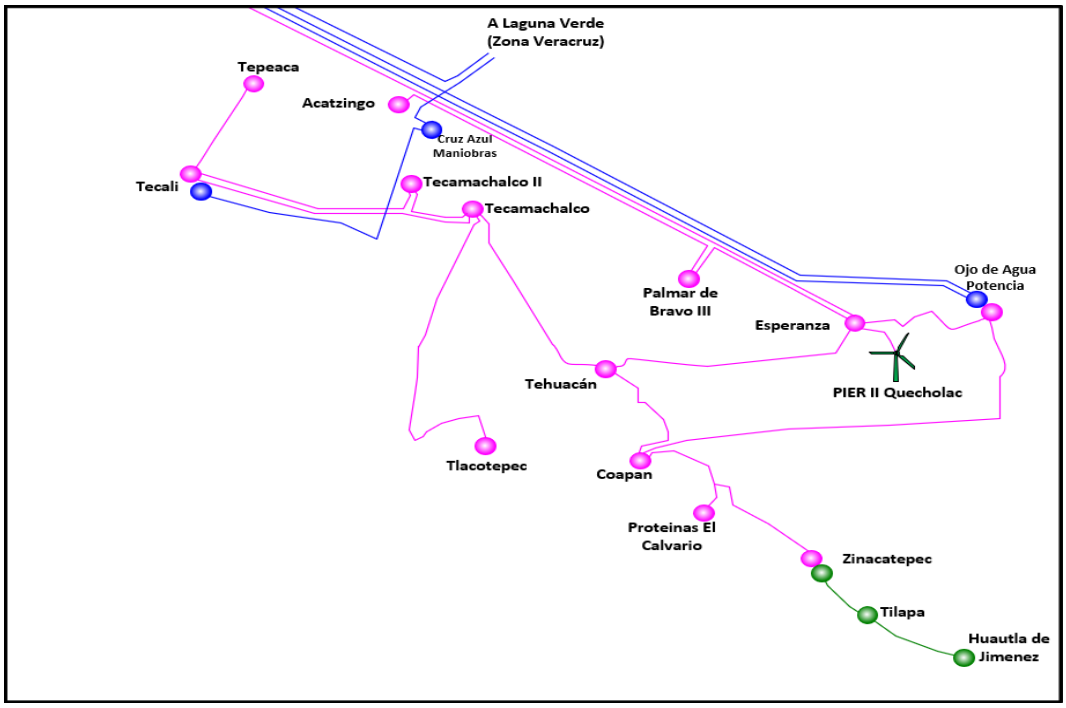
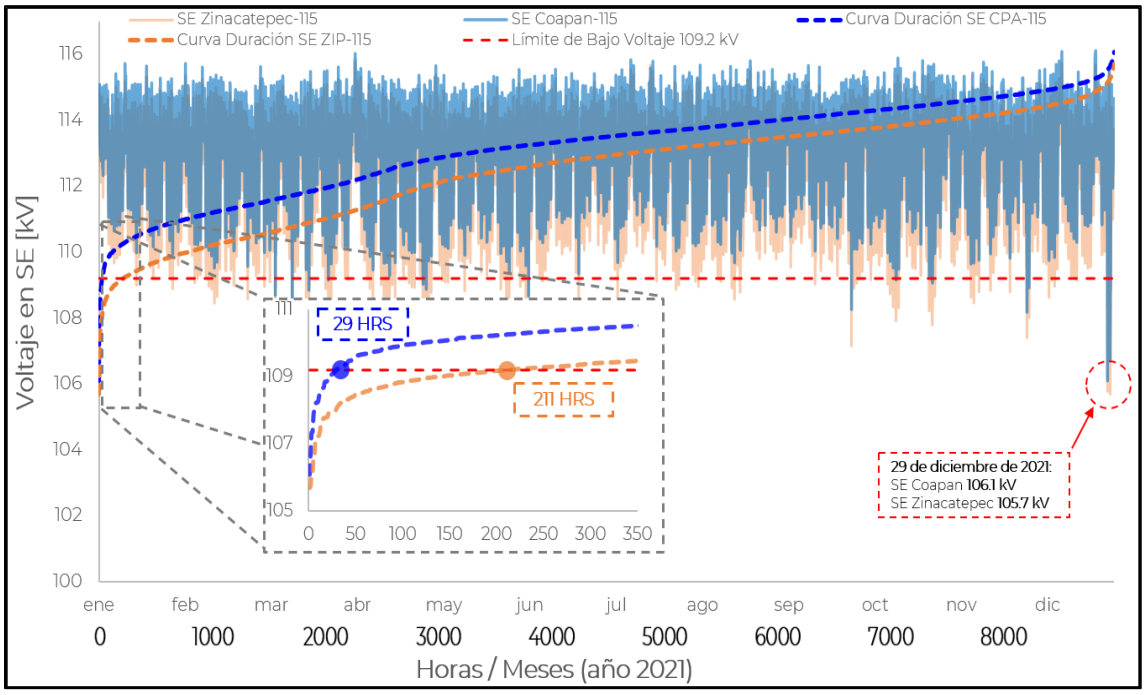


Figura 9.4.3.2. Comportamiento histórico del voltaje en las SE Coapan (CPA) y Zinacatepec (ZIP) en 115 kV durante el año 2021.



El límite de demanda para soportar la contingencia sencilla de la LT Tehuacán – 73280 – Coapan es 74 MW, en el año 2021 se superó dicho límite durante el 53% del año

[61] Ibidem 52

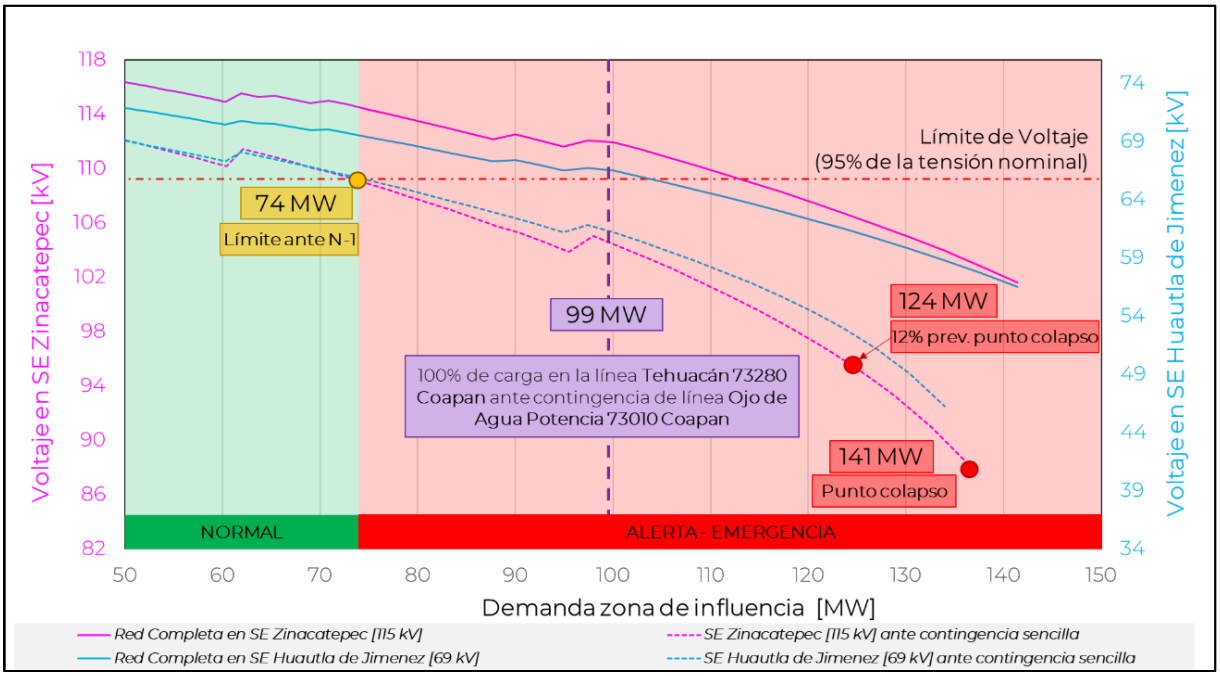
(4628 horas) y el monto máximo de demanda alcanzado fue de 103 MW.

Considerando el crecimiento esperado de demanda en las zonas indicado en el PDS 2022-2036, para el año 2027, se habrá superado el límite ante contingencia sencilla durante el 69% del año (6059 horas), rebasando el mismo hasta por 41 MW en el escenario de demanda máxima.

La primera limitante al crecimiento de la demanda, como ya se mencionó es por bajo nivel de tensión en Subestaciones Eléctricas de 115 y 69 kV. En la figura 9.4.3.3, se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 (falla de la LT Tehuacán 73280 Coapan), si tomamos en consideración la demanda máxima durante el año 2021 (103 MW), en la gráfica se puede observar que no se soporta la contingencia, dado que la demanda está por arriba del límite por bajo voltaje (74 MW) donde la tensión en la SE Zinacatepec en 115 kV se encuentra por debajo del el criterio mínimo permisible del CdR ante falla de la LT Tehuacán – 73280 – Coapan.

Al 2027, se espera alcanzar hasta 115 MW en condiciones de demanda máxima en la zona de influencia, que representa 41 MW por arriba del límite (74 MW) permitido por bajo voltaje (falla de la LT Tehuacán 73280 Coapan), lo que representa un riesgo inminente en la Confiabilidad del suministro en la zona de influencia.

Figura 9.4.3.3. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Tehuacán – 73280 – Coapan (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 la zona de influencia; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Coapan. (1) y (3)
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Zinacatepec. (2) y (4)

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Sustitución de TC´s en la SE Tehuacán para incrementar el límite de la LT Tehuacán 73280 Coapan al menos a 120 MVA. (5)

Alternativa 2

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Coapan. (1) y (3)
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Zinacatepec. (2) y (4)
-

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Sustitución de TC´s en la SE Tehuacán para incrementar el límite de la LT Tehuacán 73280 Coapan al menos a 120 MVA. (5)

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las figuras 9.4.3.4 y 9.4.3.5 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada Alternativa analizada. 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 **36.21 millones de pesos de 2021** (1.79 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consta de dos equipos de compensación reactiva de 7.5 y 15 MVAr en 115 kV y sustitución de TC´s de 115 kV.

Los cuadros 9.4.3.1 y 9.4.3.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Figura 4. Diagrama unifilar simplificado con la Alternativa 1

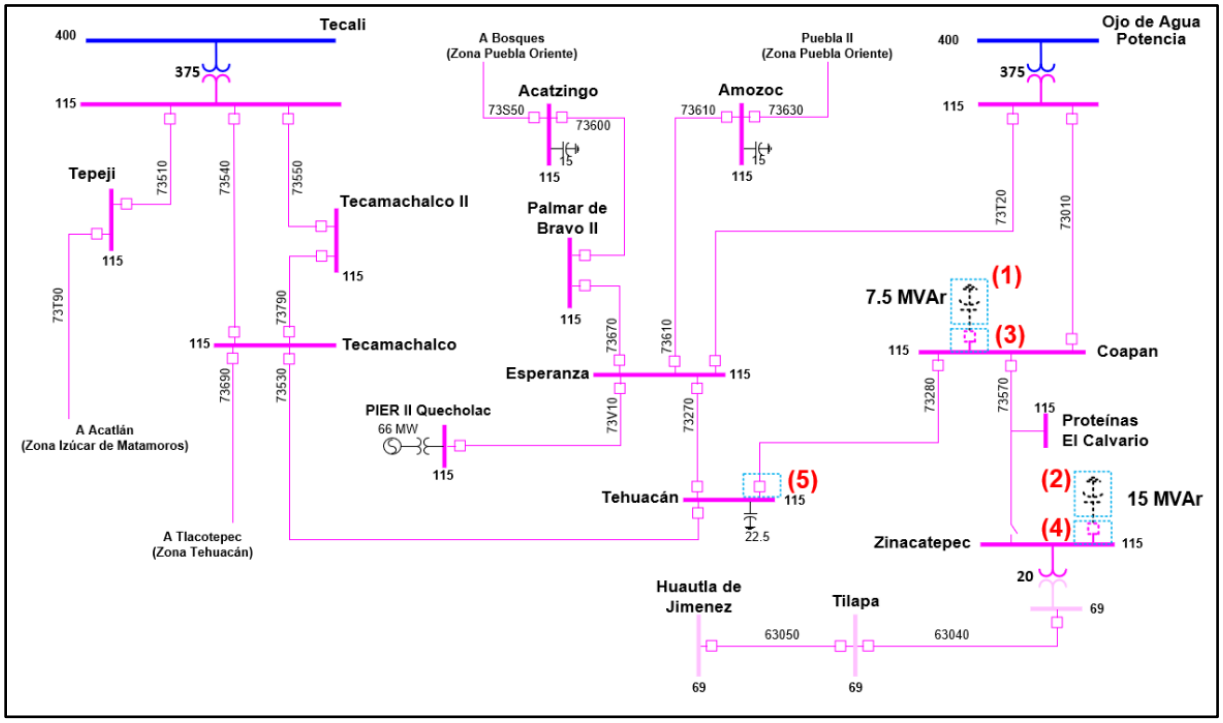
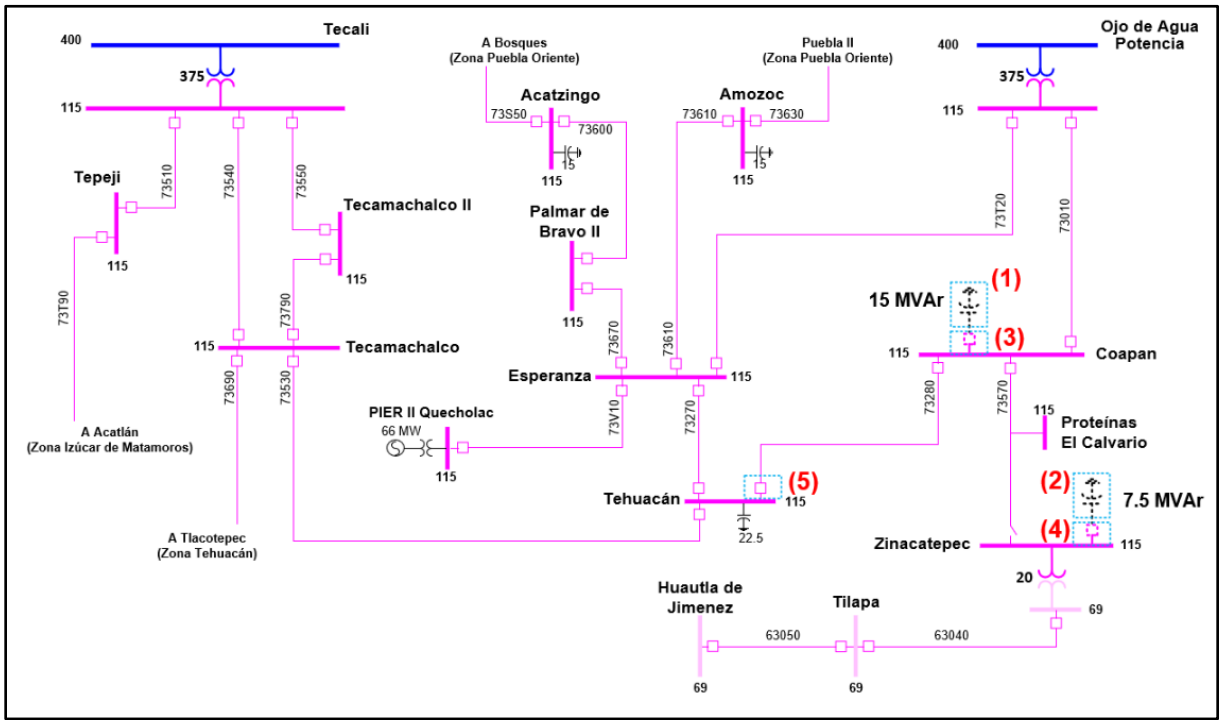


Figura 5. Diagrama unifilar simplificado con la Alternativa 2



Cuadro 1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Coapan MVAr 1/	Capacitor	115	7.5	abr-21	abr-27	18.14
Zinacatepec MVAr	Capacitor	115	15	abr-21	abr-27	15.91
Total			**22.5**			**34.06**

1/ Se requiere la adquisición de predio aledaño para su ampliación

Cuadro 2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Sustitución de TC´S de la LT Tehuacán – 73280 – Coapan en la SE Tehuacán /2	Sustitución de TC´s ampliación	3	115	abr-21	abr-27	2.15
Total						**2.15**

2/ Sustitución de TC´S a relación 600/5

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **36.31** (1.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.48 pesos por dólar).

Esta Alternativa consta de dos equipos de compensación reactiva de 15 y 7.5 MVAr en 115 kV y sustitución de TC´s de 115 kV.

Los cuadros 9.4.3.3 y 9.4.3.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.3.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Coapan MVAr 1/	Capacitor	115	15	abr-21	abr-27	18.78
Zinacatepec MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-21	abr-27	15.37
Total			**22.5**			**36.31**

1/ Se requiere la adquisición de predio aledaño para su ampliación

Cuadro 9.4.3.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Sustitución de TC´S de la LT Tehuacán 73280 Coapan en la SE Tehuacán /2	Sustitución de TC´s ampliación	3	115	abr-21	abr-27	2.15
Total						**2.15**

2/ Sustitución de TC´S a relación 600/5

Indicadores técnicos y económicos

En las figuras 9.4.3.6 y 9.4.3.7 se muestran las curvas P-V referidas a las SE Zinacatepec en 115 kV y Huautla de Jiménez en 69 kV, incluyendo los límites de inyección de potencia activa a la zona en estudio para las dos Alternativas.

En condiciones ante contingencia, las Alternativas 1 y 2, alcanzan un límite de 110 y 109 MW, respectivamente, ya que se alcanza el límite del 95% de la tensión nominal establecido en el CdR para la SE Huautla de Jiménez en 69 kV.

En las figuras 9.4.3.8 y 9.4.3.9 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2027 sin proyecto de refuerzo y ante la demanda máxima de zona. Como se puede observar se presentan violaciones a los criterios operativos mínimos de tensión en las SE Zinacatepec en 115 kV y Huautla de Jiménez

en 69 kV incluso en Red Eléctrica completa. Por otro lado, ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión, se observa que la condición operativa empeora y además de las violaciones previamente citadas, se presentan violaciones a los criterios operativos de tensión en las SE Coapan, Proteínas El Calvario en 115 kV y Tilapa en 69 kV.

En las figuras 9.4.3.10 a 9.4.3.13 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la Red Eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2027 con las Alternativas de solución 1 y 2, respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia de ambas Alternativas demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la CSS, se tienen abatimientos de tensión en la Red Eléctrica de la zona de influencia. Sin embargo, se puede observar que ambas Alternativas presentan una condición operativa con mejores perfiles de tensión en las SE Tehuacán, Coapan, Proteínas el Calvario y Zinacatepec en 115 kV y en las SE Zinacatepec, Tilapa y Huautla de Jiménez en 69 kV comparada con la condición al año 2027 sin proyecto.

Figura 9.4.3.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Ojo de Agua Potencia 73010 Coapan (Alternativa 1)

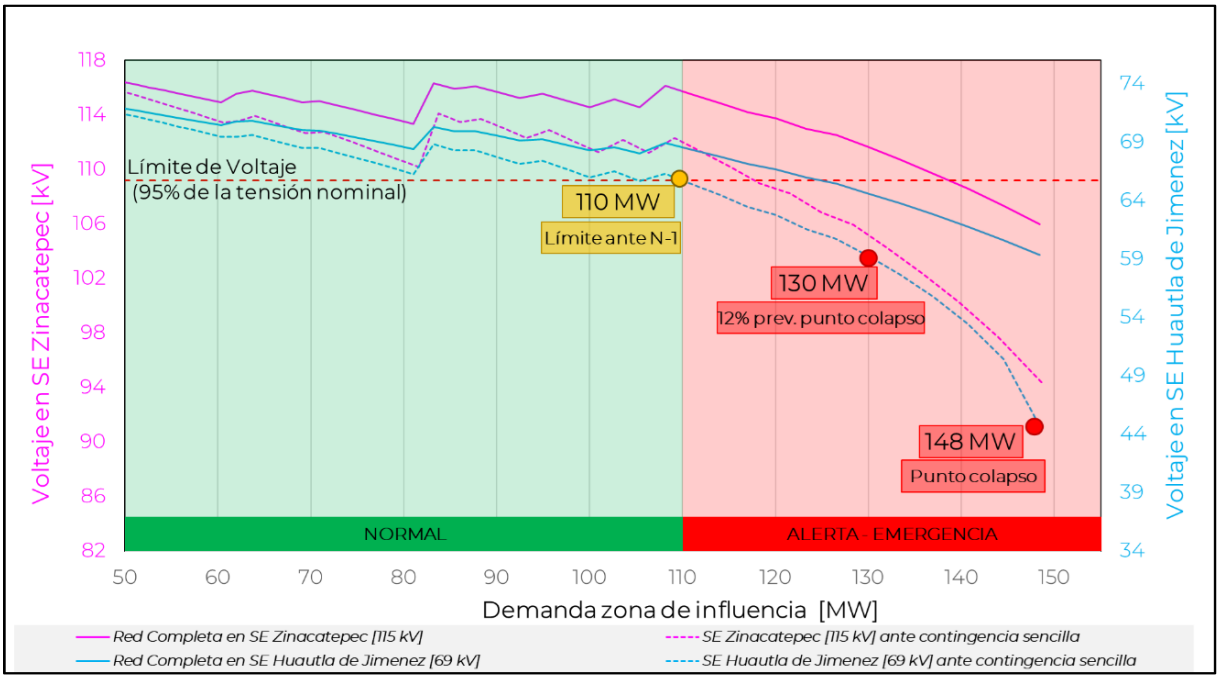


Figura 9.4.3.7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Red Eléctrica completa y ante la contingencia n-1 del enlace Ojo de Agua Potencia 73010 Coapan (Alternativa 2)

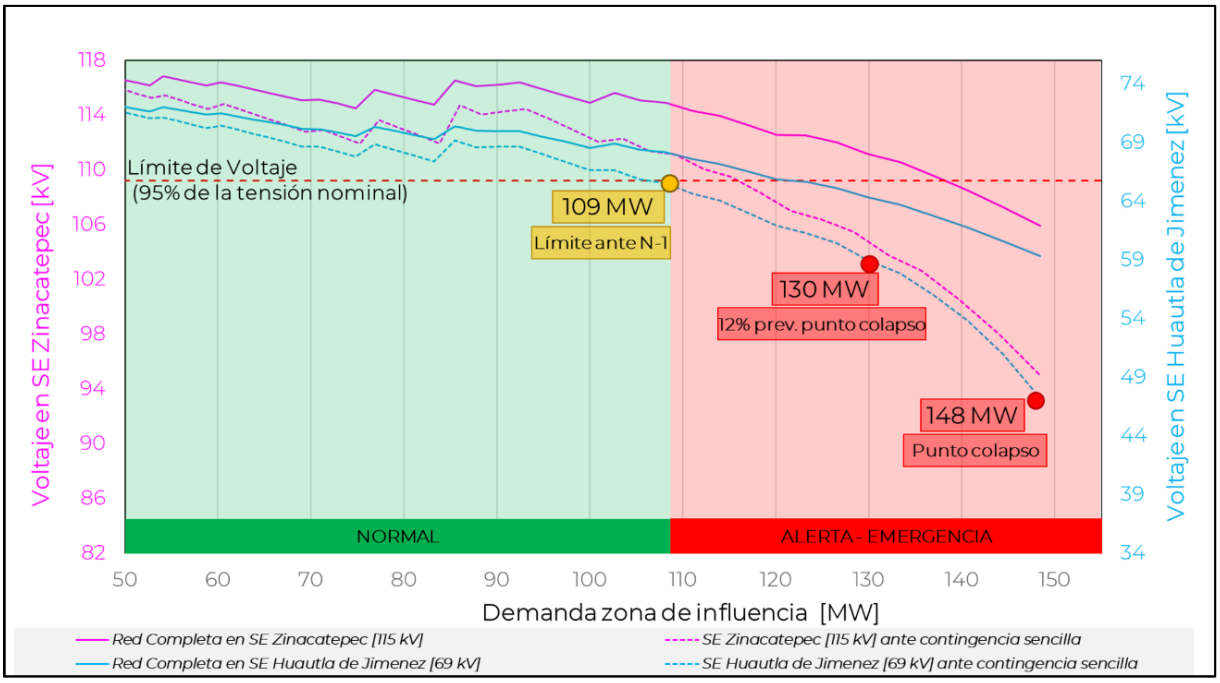


Figura 9.4.3.8. Escenario de demanda máxima de 2027, condiciones operativas sin proyecto

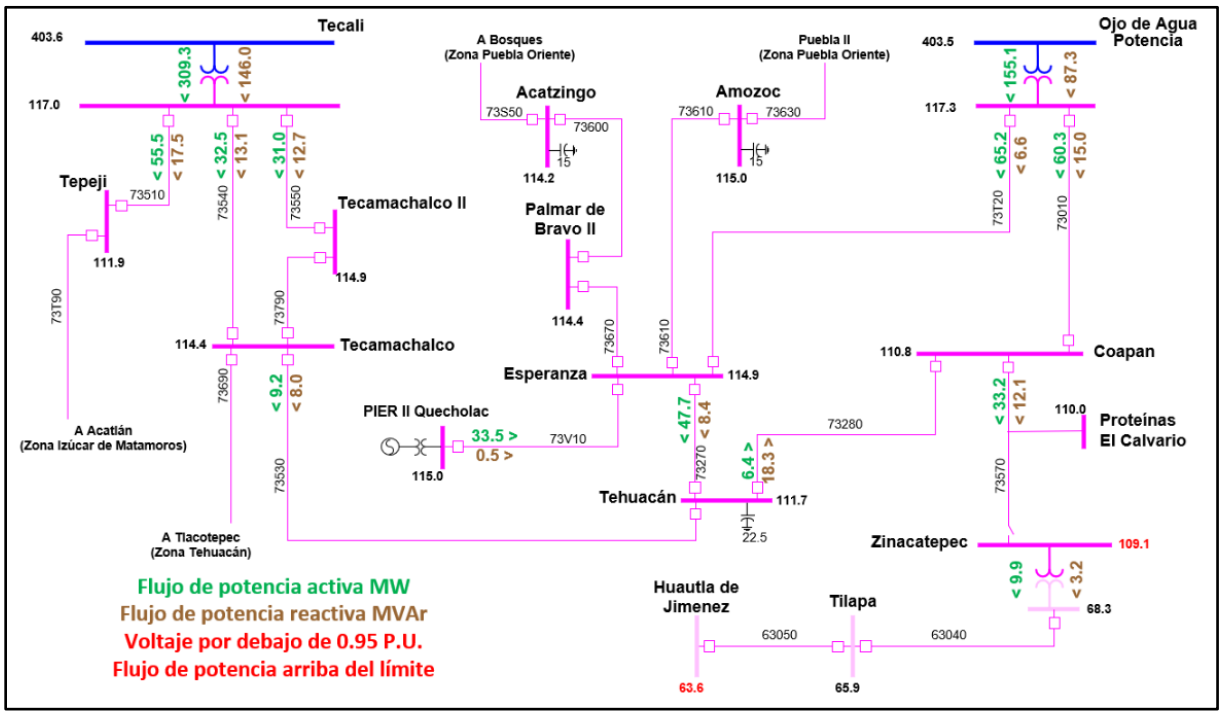
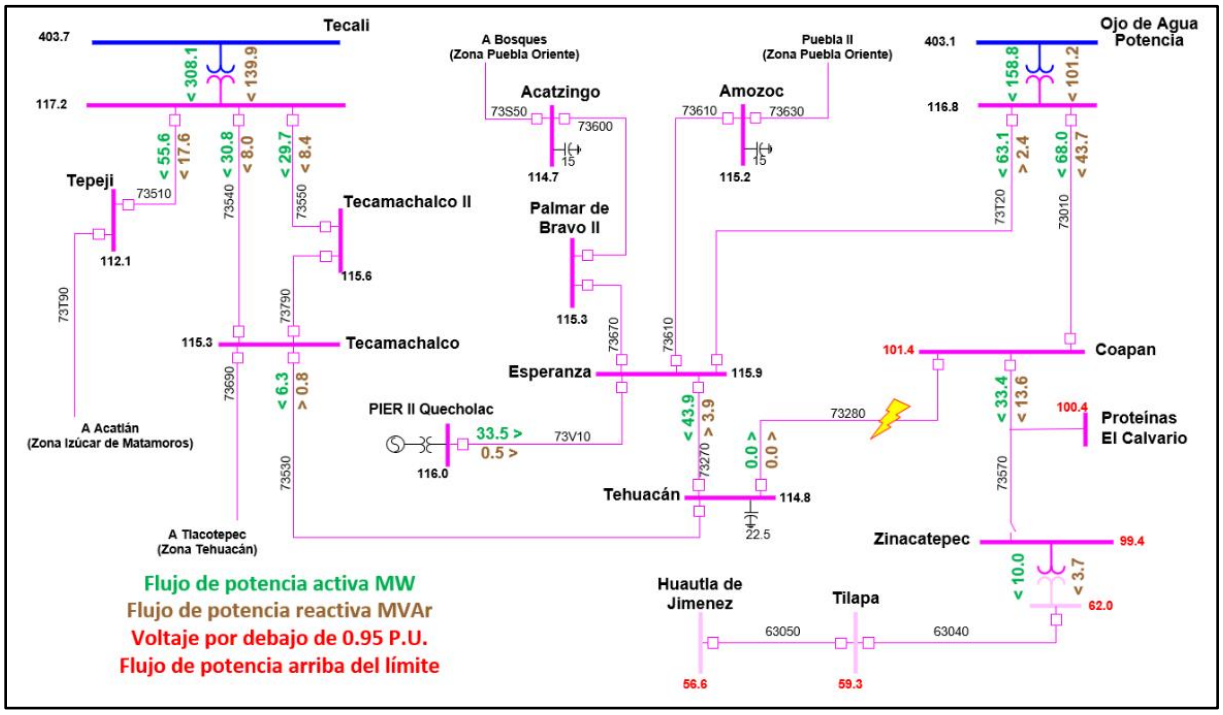


Figura 9.4.3.9. Condiciones operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2027



En las figuras 9.4.3.10 a 9.4.3.13 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la Red Eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2027 con las Alternativas de solución 1 y 2, respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica de ambas Alternativas demuestran que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la LT más severa, se tienen abatimientos de tensión en la Red Eléctrica de la zona de influencia. Sin embargo, se puede observar que ambas Alternativas presenta una condición operativa con mejores perfiles de Tensión en las SE Tehuacán, Coapan, Proteínas el Calvario y Zinacatepec en 115 kV y en las SE Zinacatepec, Tilapa y Huautla de Jiménez en 69 kV comparada con la condición al año 2027 sin proyecto.

Figura 10 Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2027

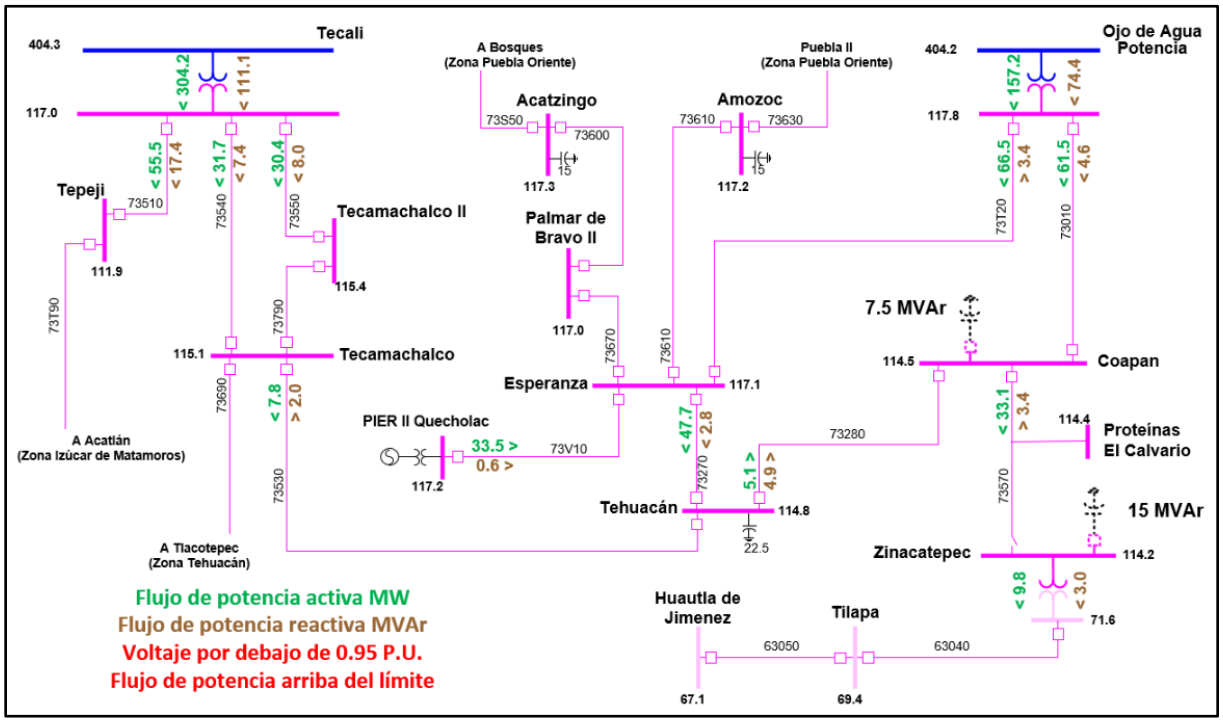


Figura 11. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2027

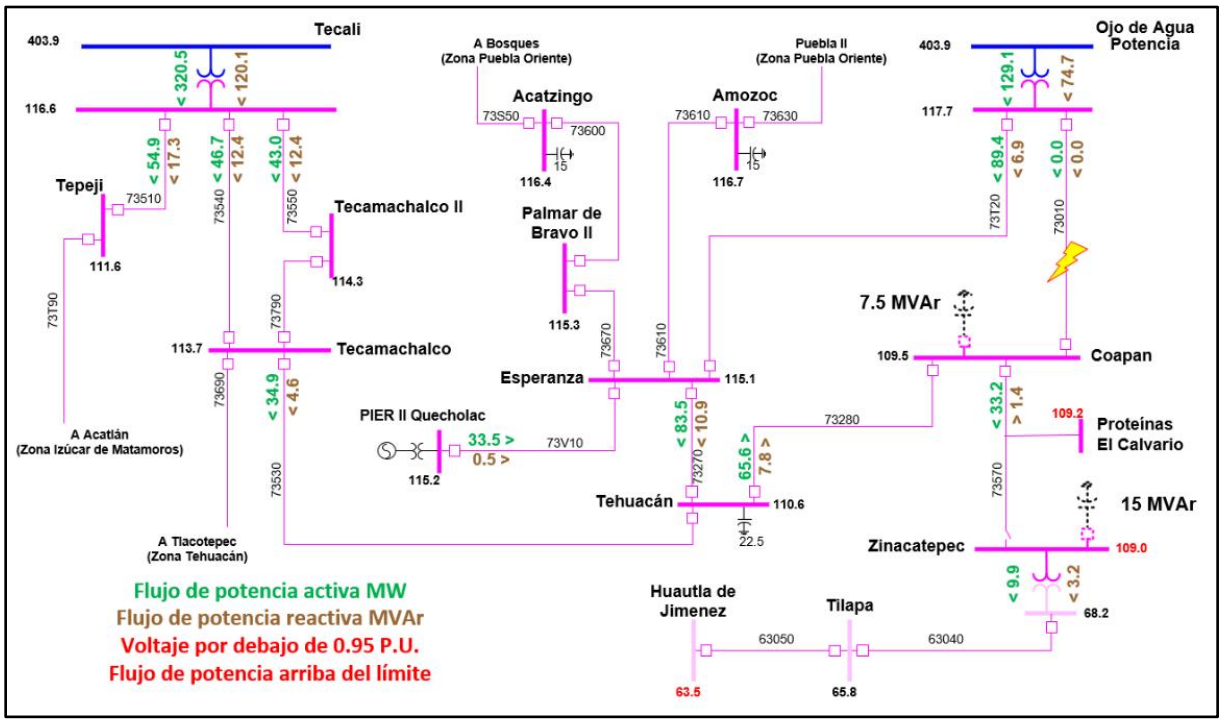


Figura 12. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2027

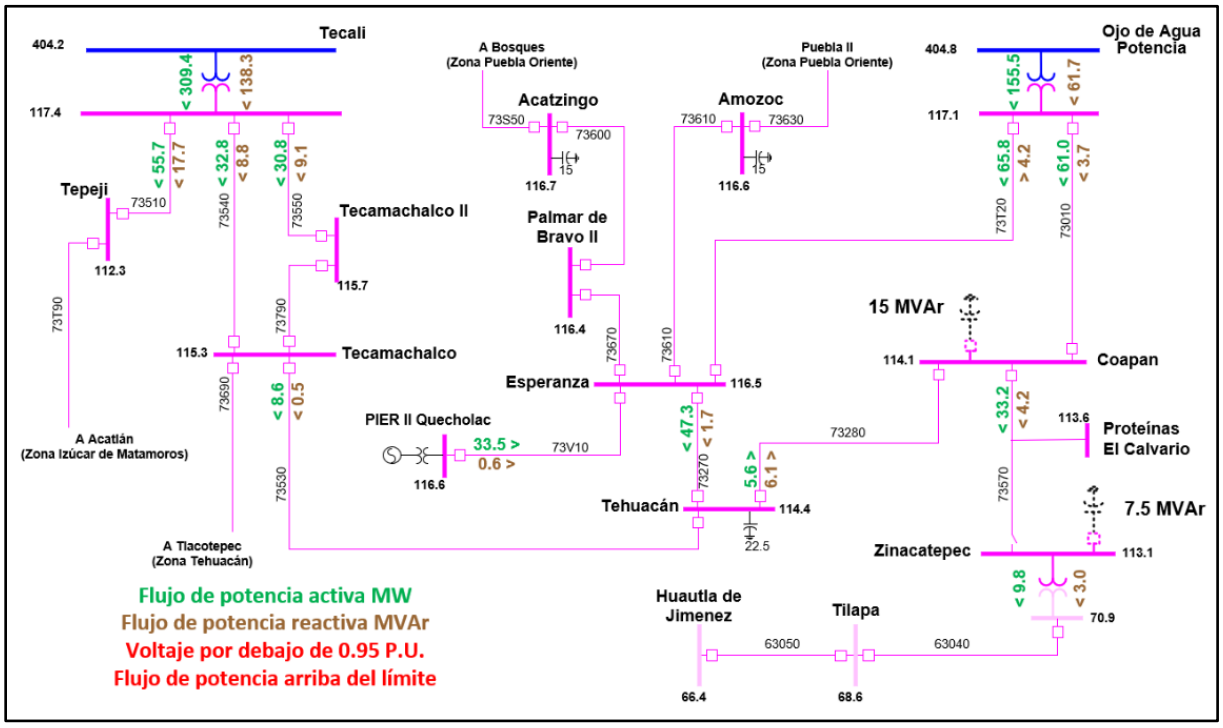
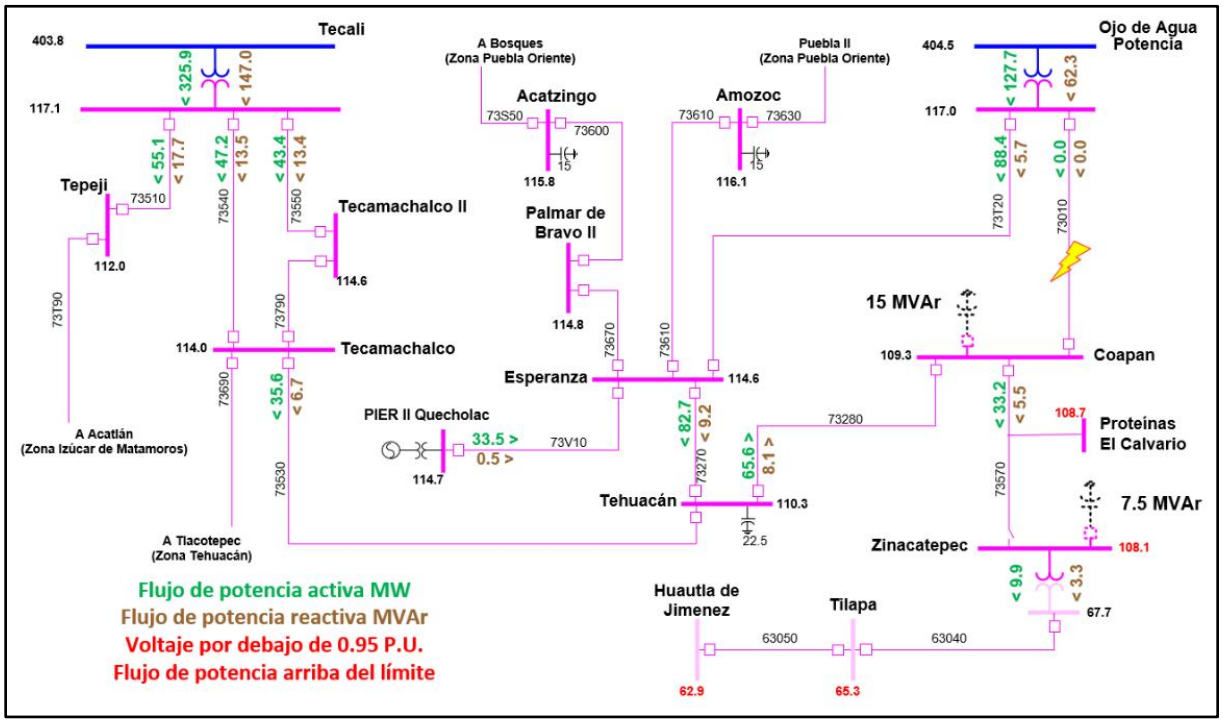


Figura 9.4.3.13. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2027



En los cuadros 9.4.3.5 y 9.4.3.6 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas con la metodología de evaluación por demanda incremental.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión.

Cuadro 9.4.3.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
357.81	7.44	31.46	396.71	227.77	33.05	168.93	5.11

Cuadro 9.4.3.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2. Metodología demanda incremental

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio por Demanda Incremental	Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
357.81	7.44	31.46	396.71	228.78	33.13	168.93	5.10

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.3.7 presenta una comparativa de las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas.

En el cuadro se observa que la Alternativa 1 y la Alternativa 2 tienen incrementos de 36 y 35 MW, respectivamente, en comparación con la demanda de saturación N-1 del escenario sin proyecto. El beneficio en cuanto a las demandas de saturación es similar en ambas opciones y también las dos mejoran la Confiabilidad en el suministro de energía en la zona de influencia, permitiendo el crecimiento económico y social en la zona.

La Alternativa 1 muestra un mejor perfil de tensión en las Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de 115 y 69 kV en la zona de influencia en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla N-1, tal como se puede observar en las figuras 9.4.3.10 a 9.4.3.13.

Cuadro 9.4.3.7. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	105 MW	74 MW
Alternativa 1	127 MW	110 MW
Alternativa 2	125 MW	109 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.4.3.8 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

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 influencia.

Cuadro 9.4.3.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	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 2020)	33.05	33.13

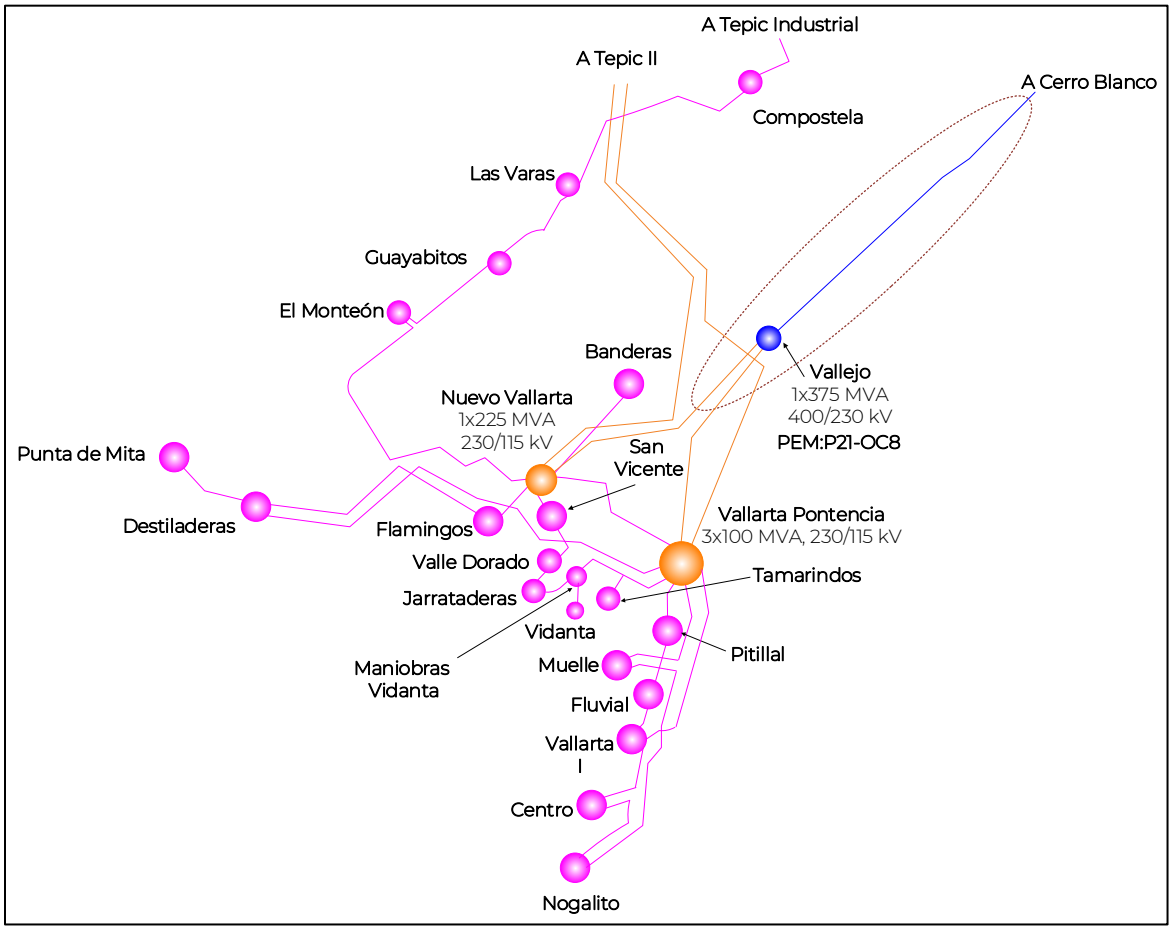
P22-OC1 Atención al suministro en la zona Vallarta

Diagnóstico operativo.

La zona Vallarta, destacada principalmente por sus actividades turísticas y comerciales, actualmente se suministra de energía por medio de los transformadores 230/115 kV de las SE Nuevo Vallarta y Vallarta Potencia. Cuenta con un enlace en 115 KV hacia la zona de Tepic por medio de la LT Compostela – 73870 – Guayabitos, la cual se opera normalmente abierta.

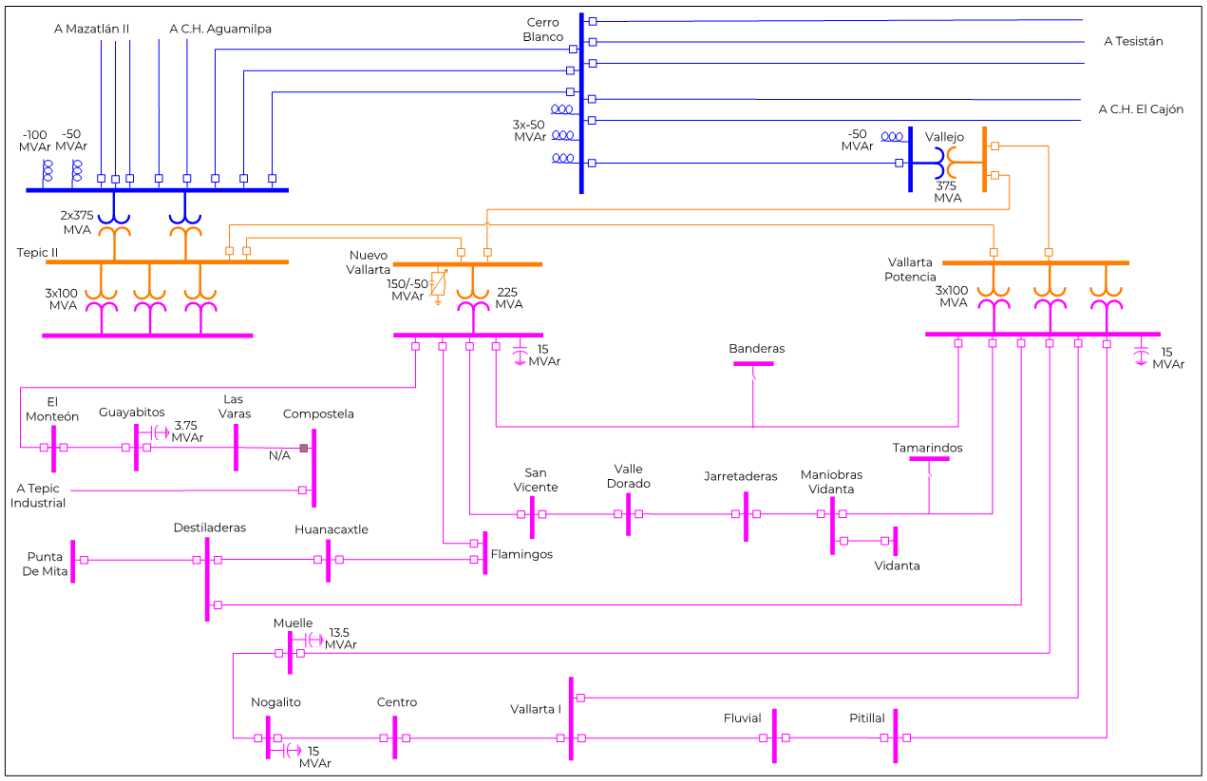
En las Figuras 9.4.4.1 y 9.4.4.2 se muestran de forma de diagrama unifilar simplificado la zona con las principales Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica del área de influencia y el diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica con la topología esperada para el año 2026.

Figura 9.4.4.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Vallarta[62]



[62] Ibidem 52

Figura 9.4.4.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Vallarta para el año 2026



Debido al crecimiento de la demanda que ha tenido la zona Vallarta en los últimos años, y al incremento de demanda esperado en la zona para el año 2026, en escenarios de alta demanda existen problemáticas de sobrecarga en elementos de transformación ante contingencia, donde la salida del AT 230/115 kV de la SE Nuevo Vallarta es la CSS para la zona, sobrecargando los AT 230/115 kV de la SE Vallarta Potencia, por encima de los límites permitidos para bancos de transformación por pérdida de bancos de transformación (120%).

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas esperadas, ante contingencia del AT 230/115 kV de 225 MVA en la SE Nuevo Vallarta, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica del área de influencia y atender el crecimiento de la demanda de la zona Vallarta, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Nuevo Vallarta.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Vallarta I para que la LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Pitillal para que la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Vallarta I – 73610 –

Vallarta Potencia con una relación de transformación 800/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia con una relación de transformación 1000/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Vallarta Potencia con una relación de transformación 800/5 A. para que la LT Cuadro de Maniobras Vidanta – 73670 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 129.6 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE San Vicente con una relación 1000/5 A. para que la LT San Vicente – 73660 – Nuevo Vallarta alcance una cargabilidad mínima de 180 MVA.

Condiciones Operativas:

- Cambio de estado operativo de normalmente abierto (N/A) a normalmente cerrado (N/C) para la LT Compostela – 73870- Las Varas.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT de doble circuito con una longitud estimada de 2 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Vallejo – Vallarta Potencia (Actual Nuevo Vallarta – 93D20-Vallarta Potencia) en la nueva SE Getsemaní.
- LT de doble circuito con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Vallarta Potencia – 73880 – Nuevo Vallarta en la nueva SE Getsemaní.
- LT de doble circuito con una longitud estimada de 3 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Vallarta Potencia – 73670 – Cuadro de Maniobras Vidanta en la nueva SE Getsemaní.

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la nueva SE Getsemaní.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE Getsemaní para el entronque de la LT Vallejo – Vallarta Potencia.
- Dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Getsemaní para el entronque de la LT Vallarta Potencia – 73880 – Nuevo Vallarta.
- Dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Getsemaní para el entronque de la LT Vallarta Potencia – 73670 – Cuadro de Maniobras Vidanta.
- Un interruptor de amarre en 230 kV en la nueva SE Getsemaní.
- Un interruptor de amarre en 115 kV en la nueva SE Getsemaní.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Vallarta I para que la LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Pitillal para que la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia con una relación de transformación 800/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia con una relación de transformación 1000/5 A. para alcanzar una cargabilidad mínima de 180 MVA.

Condiciones Operativas:

- Cambio de estado operativo de N/A a N/C para la LT Compostela – 73870- Las Varas.
-

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las Figuras 9.4.4.3 y 9.4.4.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. Remarcando las obras de cada Alternativa.

Figura 9.4.4.3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1.

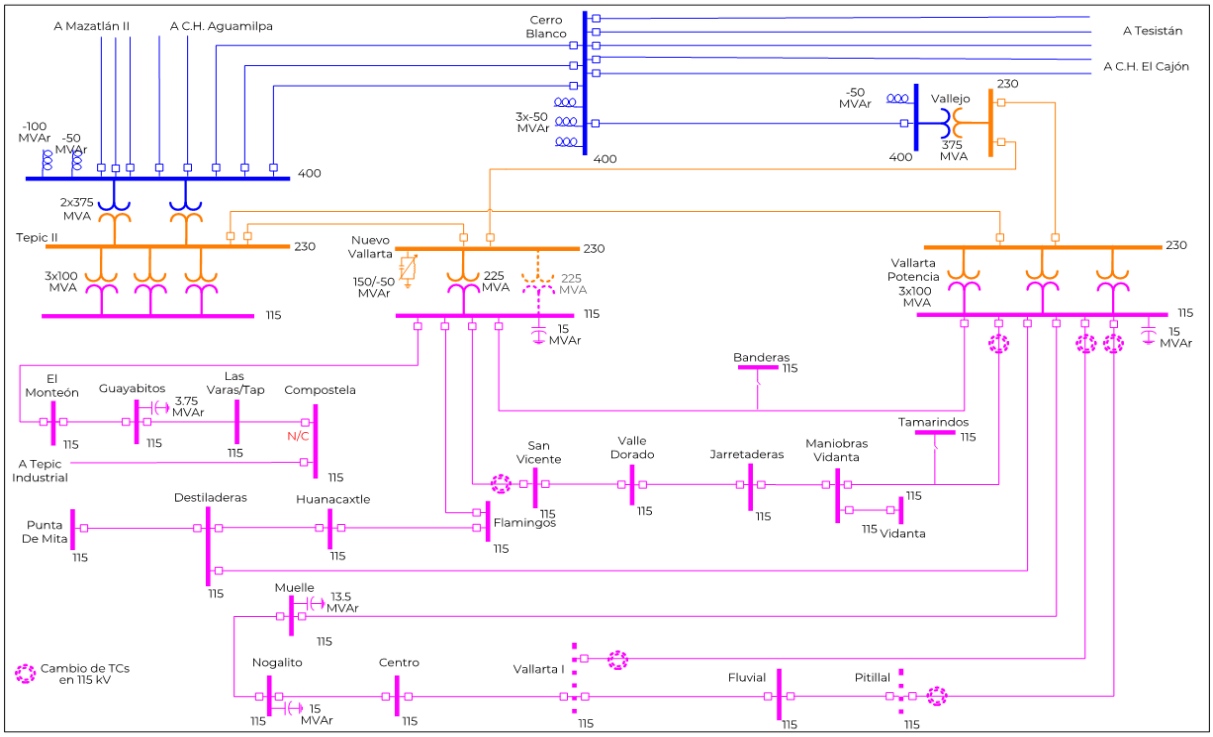
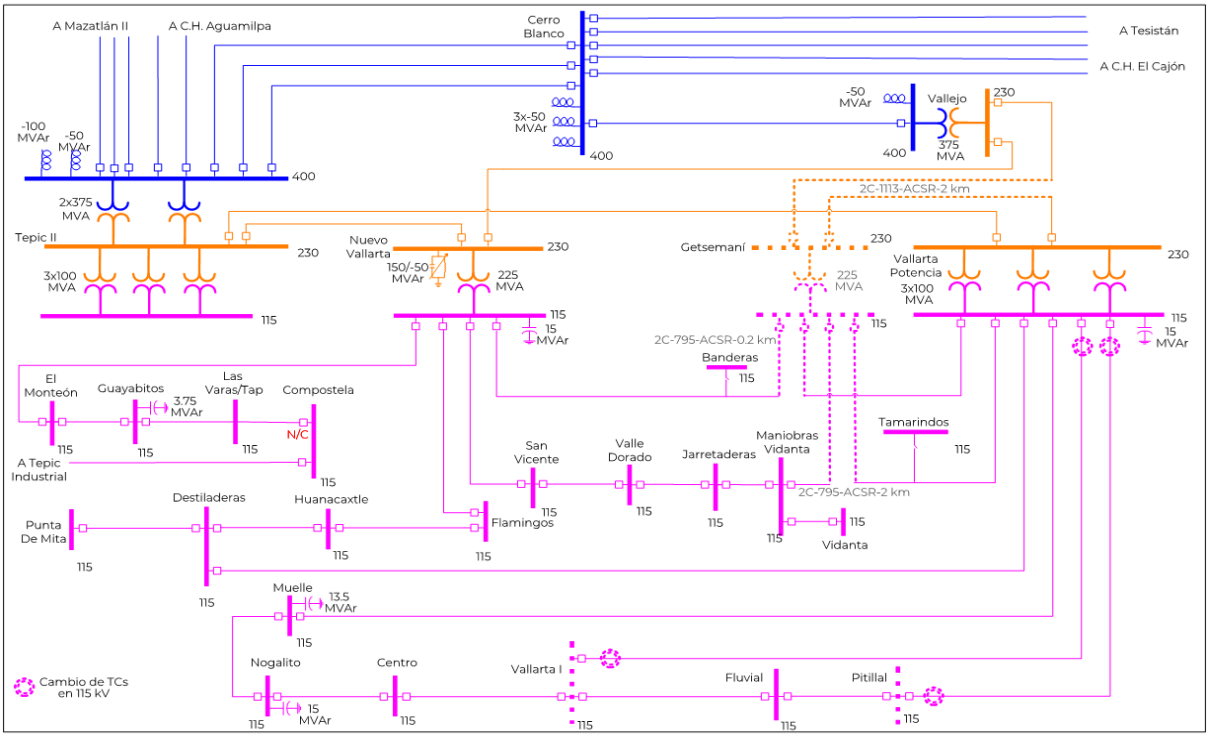


Figura 9.4.4.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **177.8 millones de pesos de 2021** (8.8 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 225 MVA de transformación, sustitución de bus en las SE Vallarta I y Pitillal, el reemplazo de TC's en ambos extremos de la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia, reemplazo de TC's en la SE San Vicente de la LT San Vicente – 73660 – Nuevo Vallarta y reemplazo de TC's en la SE Vallarta Potencia de la LT Cuadro de Maniobras Vidanta – 73670 – Vallarta Potencia. Adicionalmente, se contempla el cambio operativo de la LT Compostela – 73870-Guayabitos de N/A a N/C.

Los cuadros 9.4.4.1 y 9.4.4.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **561.76 millones de pesos de 2021** (27.8 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 10.4 km-c de línea de transmisión, 2 alimentadores en 230 kV, 4 alimentadores en 115 kV, un interruptor de amarre en 230 kV, un interruptor de amarre en 115 kV, 225 MVA de transformación, sustitución de bus en las SE Vallarta I y Pitillal el reemplazo de TC's en ambos extremos de las LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia y LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia.

Al igual que en la Alternativa 1, se contempla el cambio operativo de la LT Compostela – 73870- Guayabitos de N/A a N/C.

Los cuadros 9.4.4.3 a 9.4.4.5 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.4.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nuevo Vallarta Banco 2	3	AT	75	230/115	abr-25	abr-26
Total			**225.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.4.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Vallarta I	Bus sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Pitillal	Bus sustitución	1	115	abr-25	abr-26
San Vicente	TC sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Vallarta I	TC sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Pitillal	TC sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Vallarta Potencia	TC sustitución	3	115	abr-25	abr-26
Total					

Cuadro 9.4.4.3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Getsemaní entronque Vallejo – Vallarta Potencia	230	2	4	abr-25	abr-26
Getsemaní entronque Vallarta Potencia – Nuevo Vallarta (73880)	115	2	0.4	abr-25	abr-26
Getsemaní entronque Vallarta Potencia – Cuadro de Maniobras Vidanta (73670)	115	2	6	abr-25	abr-26
Total			**10.4**		

Cuadro 9.4.4.4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Getsemaní Banco 1	4	AT	75	230/115	abr-25	abr-26
Total			**300.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.4.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Getsemaní	Alimentador nuevo	2	230	abr-25	abr-26
Getsemaní	Alimentador nuevo	4	115	abr-25	abr-26
Getsemaní	Interruptor de amarre nuevo	1	230	abr-25	abr-26
Getsemaní	Interruptor de amarre nuevo	1	115	abr-25	abr-26
Vallarta I	Bus sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Pitillal	Bus sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Vallarta I	TC sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Pitillal	TC sustitución	1	115	abr-25	abr-26
Vallarta Potencia	TC sustitución	2	115	abr-25	abr-26
Total					

Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima del área de influencia pronosticada para el año 2026 es de 362.7 MW. En esta condición operativa, en Red Eléctrica completa, no se observan problemáticas de sobrecarga, sin embargo, ante contingencia del banco de transformación de la SE Nuevo Vallarta se presenta sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Vallarta Potencia, con lo cual se limita la capacidad de suministro de energía.

En la figura 9.4.4.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2026 en la Red Eléctrica de transmisión de 230 kV y 115 kV del área de influencia, considerando la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto. Se puede observar que, en condición de Red Eléctrica completa no se tienen problemáticas de sobrecarga en los elementos de la Red Eléctrica. Por otra parte, ante contingencia del transformador de la SE Nuevo Vallarta, se presenta sobrecarga en los bancos 230/115 kV de la SE Vallarta Potencia, superando el límite permitido de sobrecarga estos equipos ante salida de banco de transformación (120%), por lo que se tendría que limitar la carga (Figura 9.4.4.6).

En las figuras 9.4.4.7 a 9.4.4.10 se presentan las condiciones operativas con ambas Alternativas, en donde se observa que la contingencia más crítica para la Alternativa 1 es la falla de la LT Vallarta Potencia – 73630 – Pitillal, sin embargo, ante dicha condición no se presentan problemáticas de sobrecarga en los elementos del área de influencia, donde los bancos de transformación de la SE Vallarta Potencia tendrían un nivel de carga inferior al 65% de su capacidad. Para la Alternativa 2, la CSS es la falla de la LT Vallejo – Getsemaní en 230 kV, y ante esta contingencia, el banco de transformación en el área de influencia que tendría el mayor nivel de carga es el banco de la SE Nuevo Vallarta, con un nivel de carga inferior del 91% de su capacidad nominal.

Adicionalmente, las Alternativas propuestas tienen una ventaja operativa importante debido a que presentan una mayor flexibilidad para la regulación de potencia reactiva en la zona, con lo cual se aumenta la Confiabilidad en el área de influencia, además de agregar flexibilidad para el mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas del área de influencia, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia de la Red Eléctrica asociada. Por otra parte, la Alternativa 1 representa un costo menor de inversión en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.4.4.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

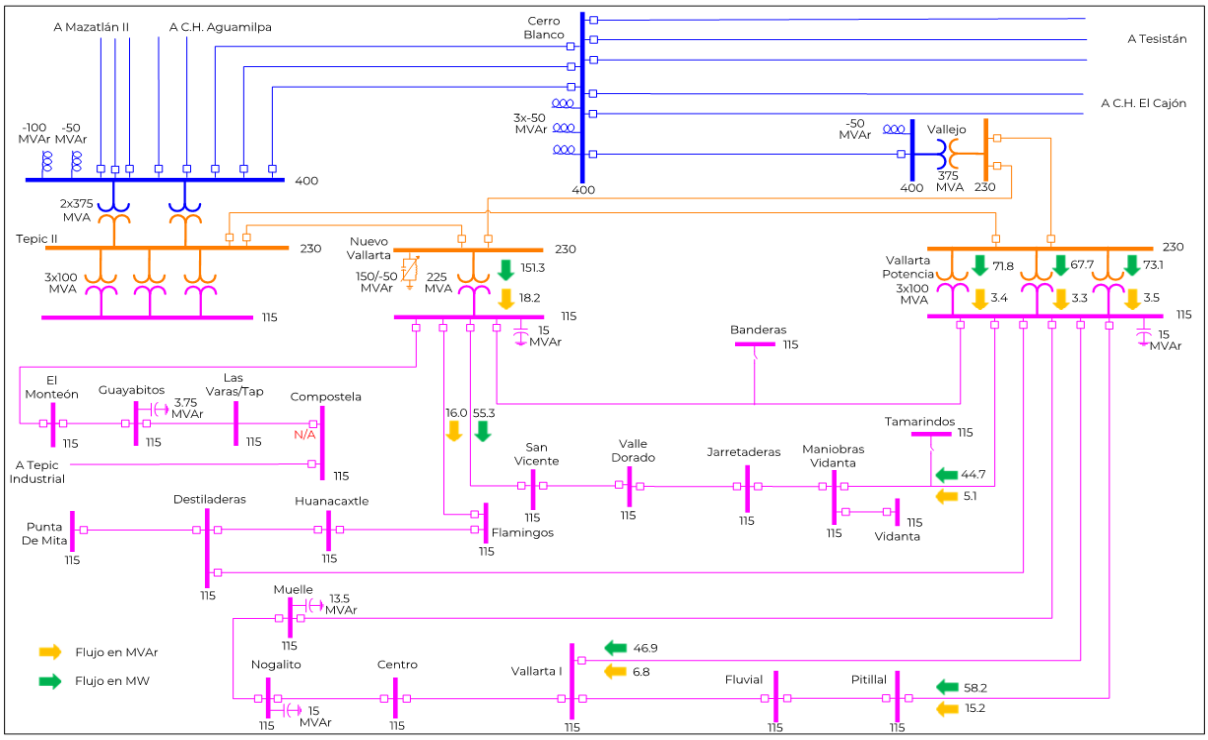


Figura 9.4.4.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

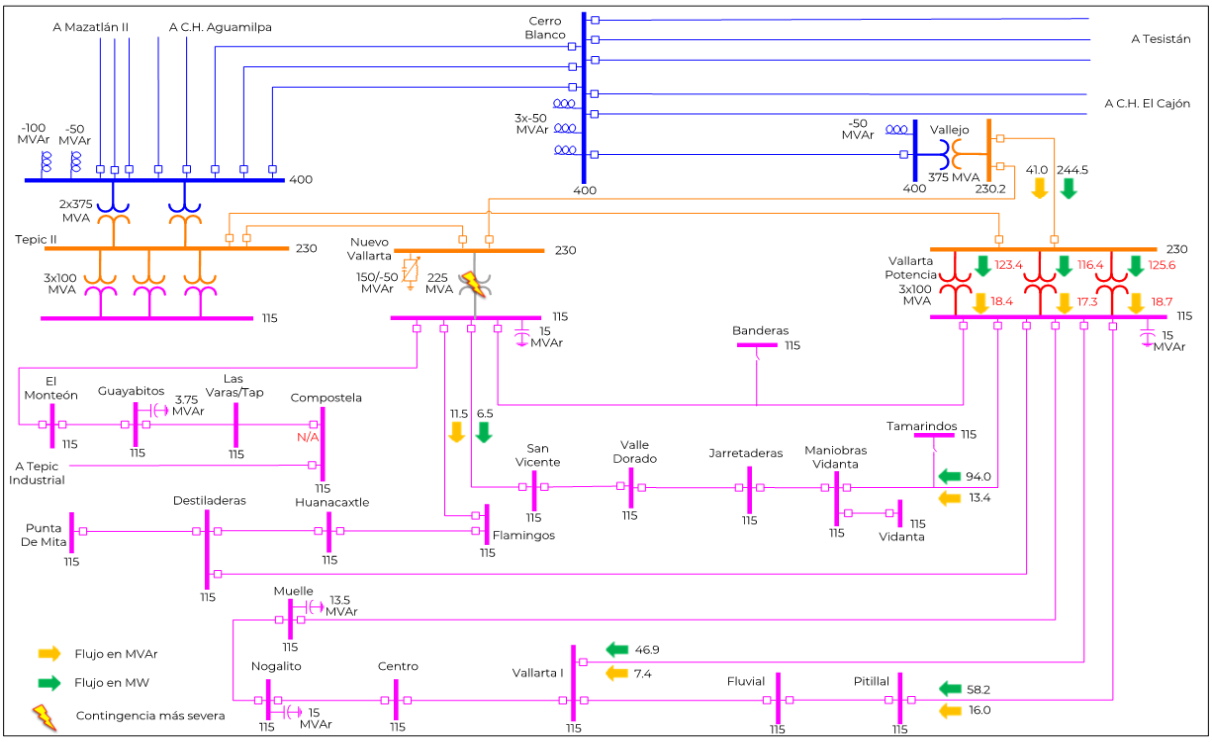


Figura 9.4.4.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

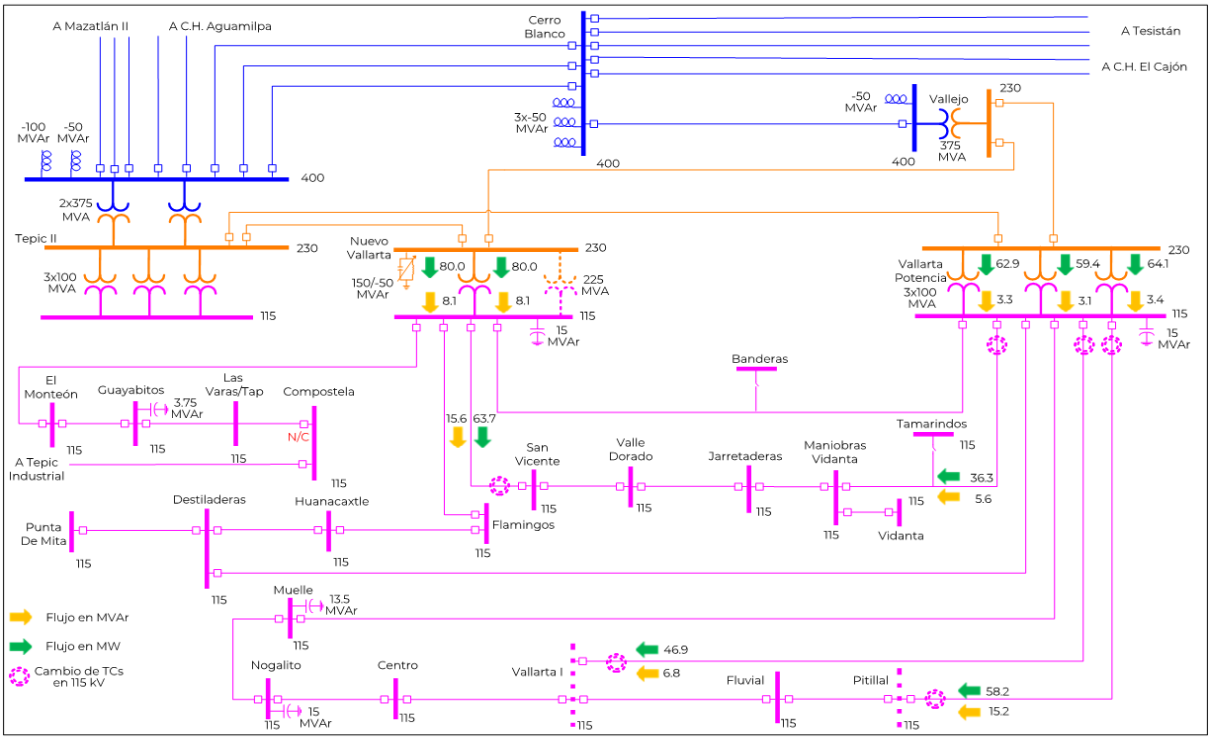


Figura 9.4.4.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

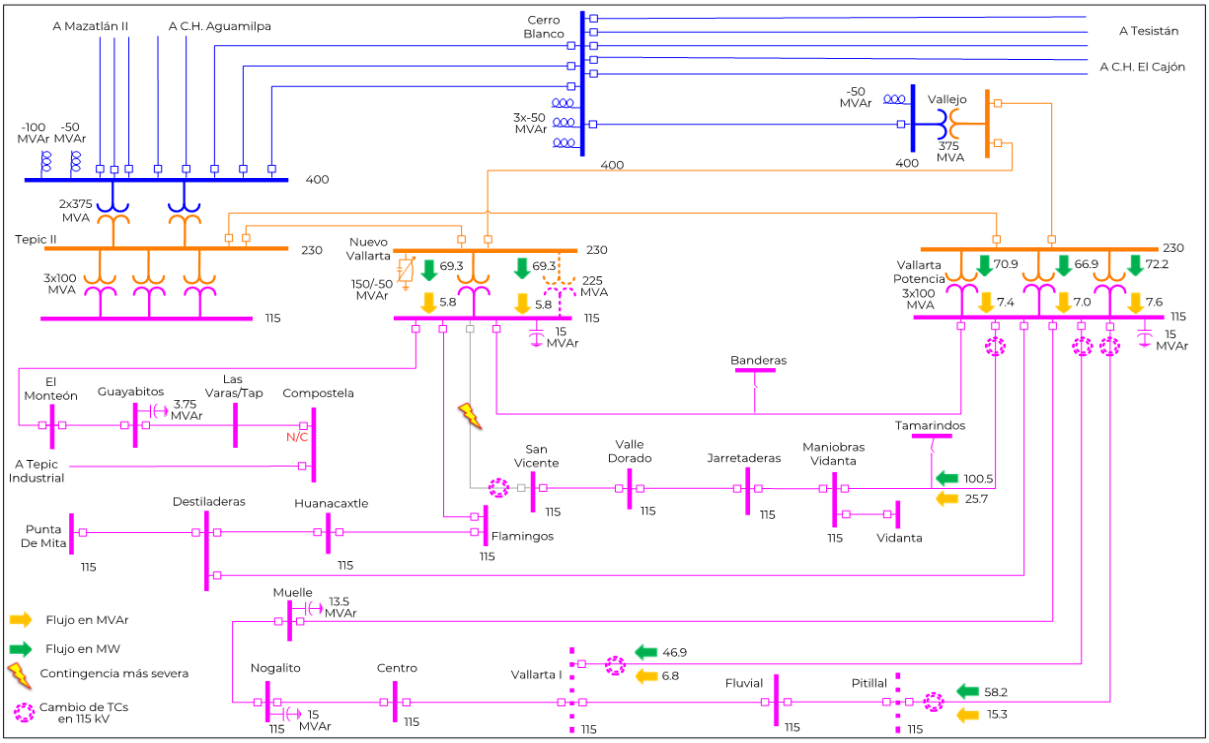


Figura 9.4.4.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)

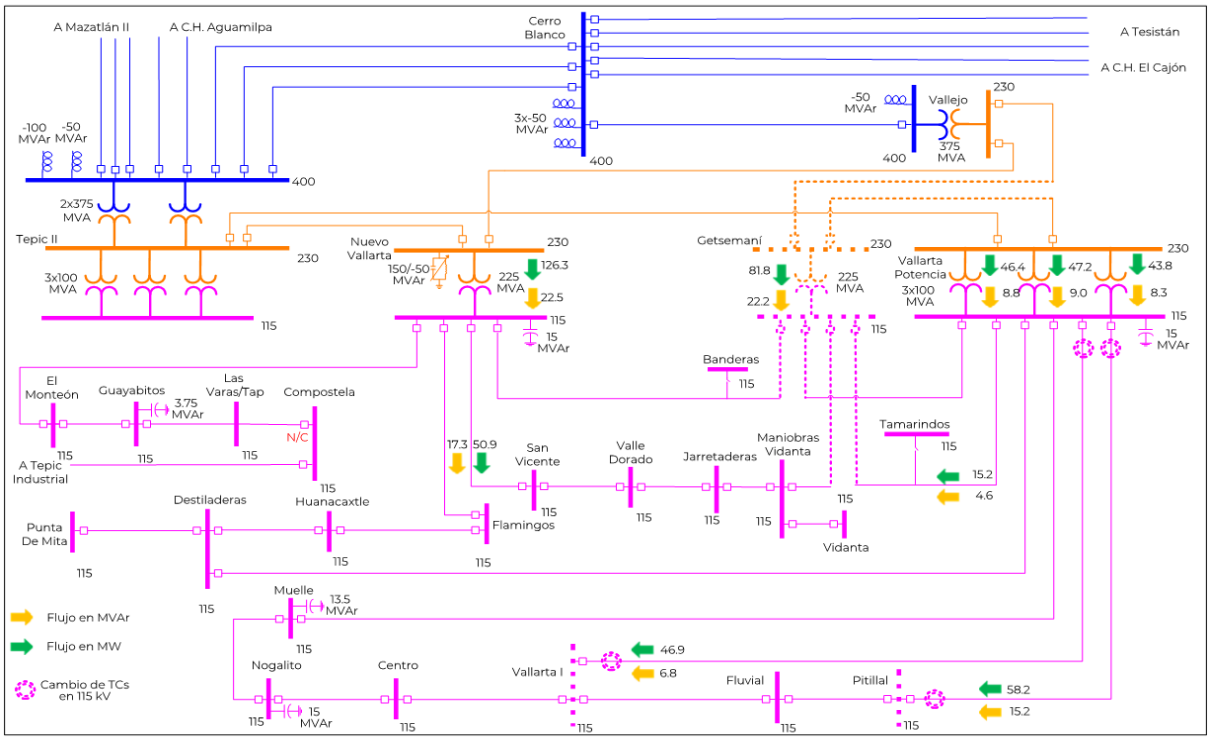
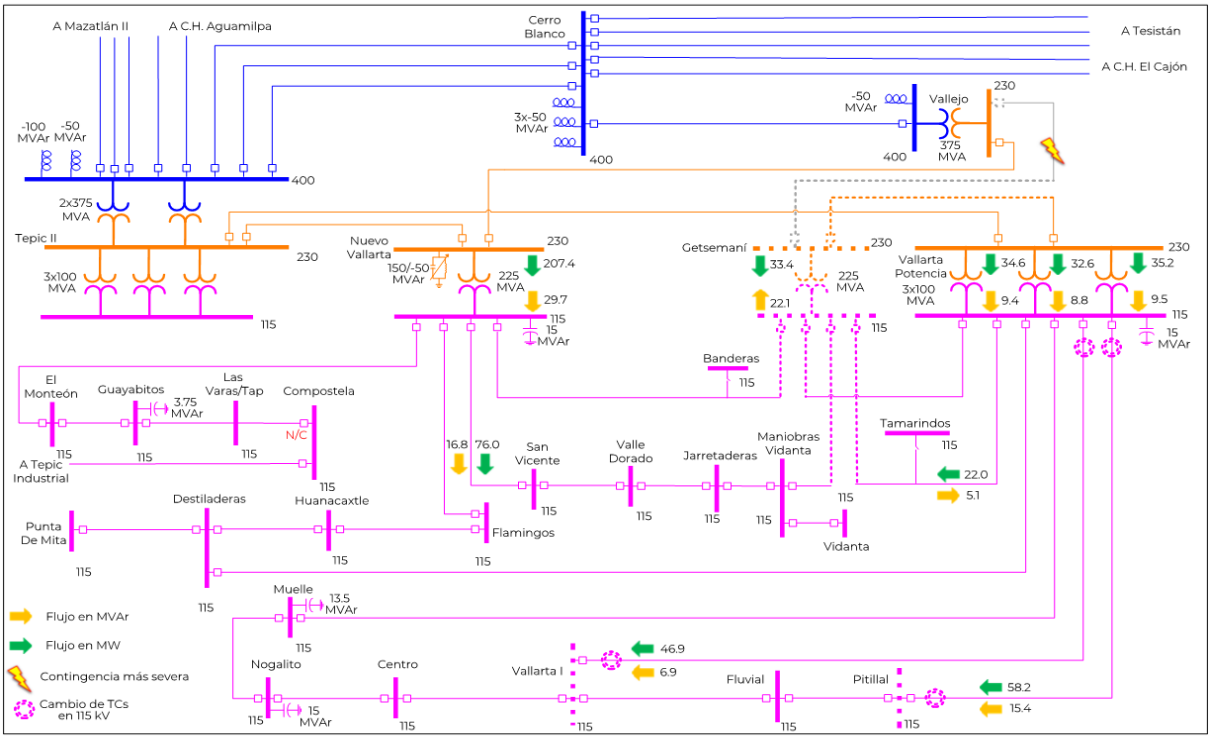


Figura 9.4.4.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.4.6 y 9.4.4.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por demanda incremental.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la Alternativa 1 presenta beneficios similares respecto de la Alternativa 2 pero con un costo de inversión menor.

Cuadro 9.4.4.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
34.13	99.57	746.56	435.56	167.74	305.0	1.82

Cuadro 9.4.4.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.71	55.16	2410.88	1662.07	528.04	748.81	1.42

Alternativa propuesta.

En el cuadro 9.4.4.8 se presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa que la Alternativa 1 presenta una mayor demanda de saturación ante contingencia mientras que la Alternativa 2 presenta una mayor demanda de saturación para Red Eléctrica completa.

Cuadro 9.4.4.8. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	490.15 MW	347.5 MW
Alternativa 1	572.7 MW	463.95 MW
Alternativa 2	645.96 MW	443.76 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.4.9 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.4.9. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	177.8	561.7

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 Vallarta.

P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato

Diagnóstico operativo.

La región centro norte de México, mejor conocida como el Bajío, es la zona con mayor crecimiento del país. Se ha convertido en un gran corredor industrial, donde se encuentran grandes industrias multinacionales y mexicanas de alto nivel, tanto del sector manufacturero y proveedoras, así como del sector agropecuario y el de servicios.

Posee una localización geográfica estratégica, justo en el Centro norte y Occidente del país lo cual ha generado un dinamismo económico en la región, logrando desplazar a las grandes ciudades del norte de la República mexicana en construcción y ampliación de parques industriales.

De acuerdo con datos de la Secretaría de Economía, la zona Irapuato comprendida dentro de la región del Bajío es una de las zonas industriales de más rápido crecimiento de toda América Latina.

Derivado de lo anterior, la Red Eléctrica que abastece la zona Irapuato ha presentado un incremento importante en su flujo de potencia, principalmente los transformadores que alimentan la Red Eléctrica de 115 kV.

Por lo que, la SENER ha instruido a CFE la construcción de los proyectos de transformación identificados por CENACE como: “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)” (agosto de 2022), otros de transmisión: “P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas” (julio de 2025) , “P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión de la Red Eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato” (abril de 2026) y de compensación:“P15-OC3 Compensación Capacitiva Occidente” (diciembre de 2023) y “P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío” (junio de 2023).

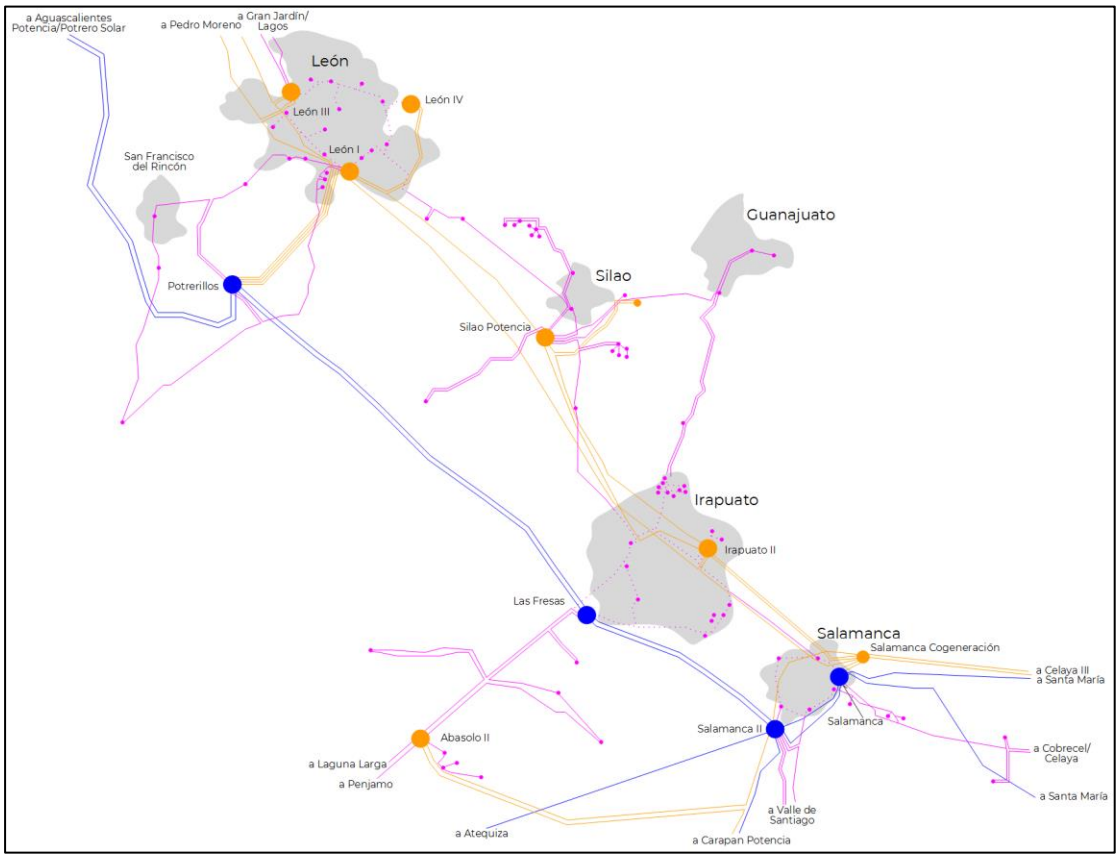
La zona Irapuato, ubicada al centro del estado de Guanajuato, se alimenta desde la SE Las Fresas a través de un transformador 400/115 kV de 375 MVA. De igual manera, a través de la Red Eléctrica de 230 kV, se proporciona energía a esta zona a través de las SE Silao Potencia (3x100 MVA), Irapuato II (3x100 MVA) y Abasolo II (2x100MVA).

La Red Eléctrica de 230 kV que alimenta la zona Irapuato se abastece a través del AT-02 de 400/230 kV 375 MVA de la SE Potrerillos y los AT-05 y AT-06 400/230 kV 375 MVA de la SE Salamanca. Adicionalmente, se encuentran interconectadas las CE Salamanca Cogeneración y Salamanca.

En la Figura 9.4.5.1 se muestran de manera de diagrama unifilar simplificado la zona y sus principales Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica que alimenta la zona Irapuato, considerando la Red Eléctrica esperada para 2026, donde se contempla la disponibilidad en operación de los proyectos anteriormente mencionados.

Por la creciente demanda de energía eléctrica de la zona Irapuato, en periodos de alta demanda (principalmente en verano) se tiene el riesgo de que, ante contingencia de banco de transformación de la zona, principalmente el transformador 400/115 kV de la SE Las Fresas, los elementos restantes de transformación presenten una carga superior a su capacidad nominal, poniendo en riesgo la integridad del equipo y restando Confiabilidad y seguridad de la Red Eléctrica de la zona Irapuato.

Figura 9.4.5.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica del Bajío.[63]



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas y el pronóstico de la demanda esperado, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la zona Irapuato; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Las Fresas – Castro del Rio II de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 30.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 2.2 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Abasolo – 73510 – Marabis en la SE Abasolo II.

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV en la SE Las Fresas.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Las Fresas para la conexión de la LT Las Fresas – Castro del Rio II.

[63] Ibidem 52

- Un alimentador en 115 kV en la SE Castro del Rio II para la conexión de la LT Las Fresas – Castro del Rio II.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Abasolo II para el entronque de la LT Abasolo – 73510 – Marabis.
- Sustitución de tres interruptores en 230 kV en la SE Silao Potencia por una capacidad de corriente de aguante de corta duración 40 kA.
- Sustitución de ocho interruptores en 115 kV en la SE Irapuato II por una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de tres juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Irapuato I de la LT Las Fresas-73F10-Irapuato I, con una capacidad de 1200 A de corriente nominal, para alcanzar una cargabilidad mínima de 120 MVA.
- Sustitución de cuatro juegos de cuchillas en 230 kV en la SE Irapuato II con una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de un juego de cuchillas en 230 kV en la SE Silao Potencia con una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de catorce juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Irapuato II con una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.

En la Figura 9.4.5.3 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT en doble circuito, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT León I – 93420 – Irapuato II en la nueva SE San Lorenzo.
- LT en doble circuito, con una longitud estimada de 1.4 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Trejo – 73650 – Irapuato I en la nueva SE San Lorenzo.
- LT en doble circuito, con una longitud estimada de 11.5 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Vynmsa – 73R20 – Schaeffler Maniobras en la nueva SE San Lorenzo.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 2.2 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Abasolo – 73510 – Marabis en la SE Abasolo II.

Transformación

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la nueva SE San Lorenzo.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la nueva SE San Lorenzo para el entronque de la LT León I – 93420 – Irapuato II.
- Un interruptor de transferencia en 230 kV en la nueva SE San Lorenzo para el amarre de barras.
- Cuatro alimentadores en 115 kV en la nueva SE San Lorenzo para el entronque de las LT Trejo – 73650 – Irapuato I y Vynmsa – 73R20 – Schaeffler Maniobras.
- Un interruptor de transferencia en 115 kV en la nueva SE San Lorenzo para el amarre de barras.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Abasolo II para el entronque de la LT Abasolo – 73510 – Marabis.
- Sustitución de tres interruptores en 230 kV en la SE Silao Potencia por una capacidad de corriente de aguante de corta duración 40 kA.
- Sustitución de ocho interruptores en 115 kV en la SE Irapuato II por una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de tres juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Irapuato I de la LT Las Fresas-73F10-Irapuato I, con una capacidad de 1200 A de corriente nominal, para alcanzar una cargabilidad mínima de 120 MVA.
- Sustitución de cuatro juegos de cuchillas en 230 kV en la SE Irapuato II con una

capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.

- Sustitución de un juego de cuchillas en 230 kV en la SE Silao Potencia con una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de catorce juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Irapuato II con una capacidad de corriente de aguante de corta duración de 40 kA.
- Sustitución de TC en 115 kV lado Irapuato I de la LT Irapuato I – 73670 – Castro del Rio con una relación de transformación superior a 600/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 120 MVA.

En la Figura 9.4.5.4 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

Figura 9.4.5.3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1.

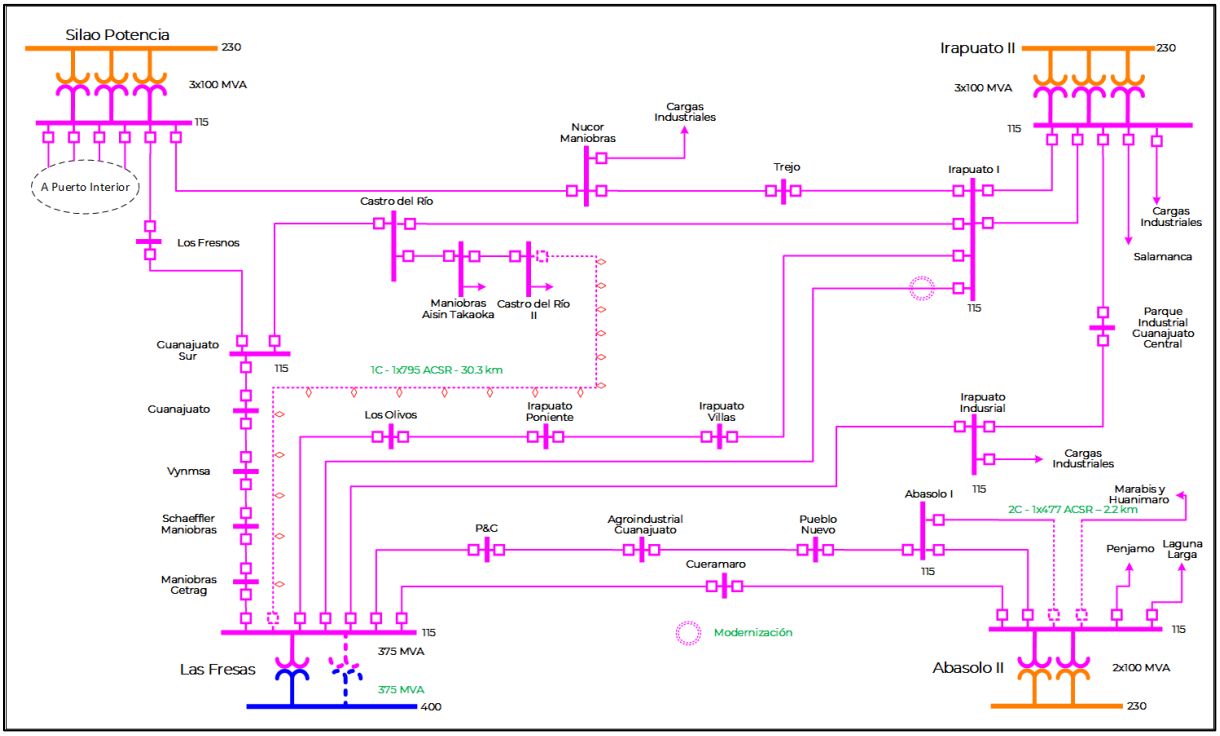
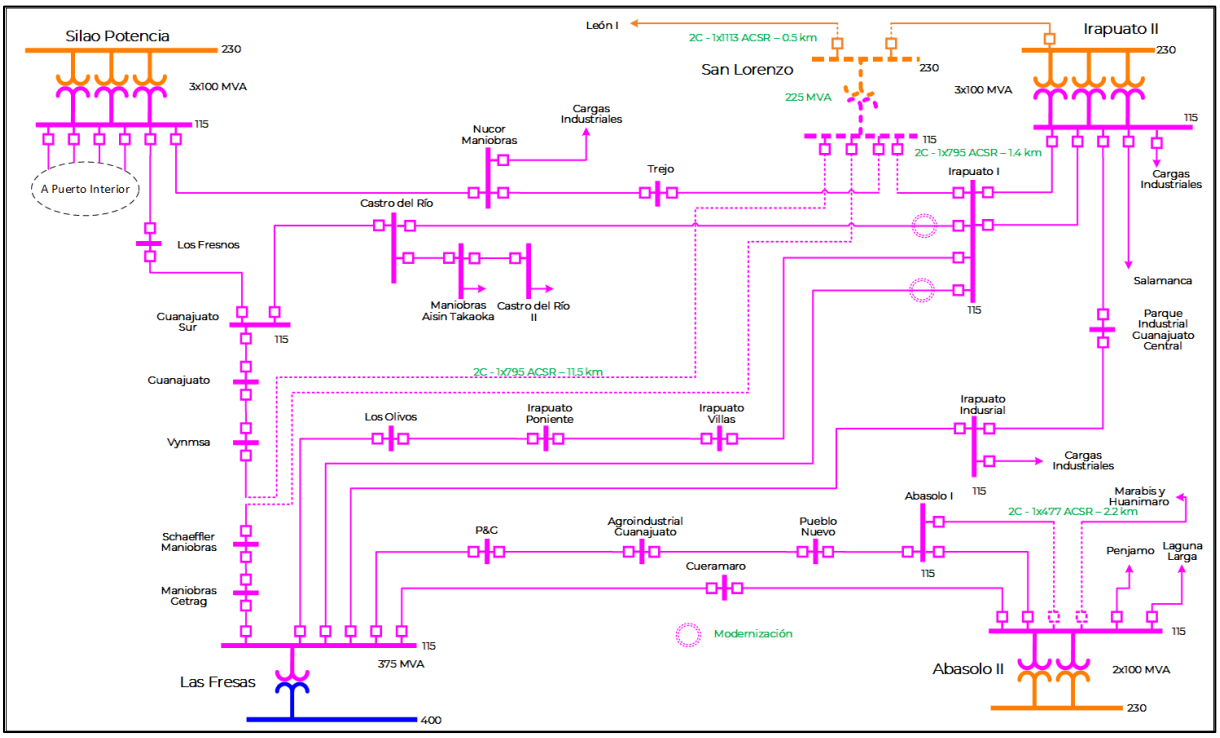


Figura 9.4.5.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **654.9 millones de pesos de 2021** (32.4 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Los cuadros 9.4.5.1 a 9.4.5.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

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
Abasolo II entronque Abasolo - Marabis (73510)	115	2	4.4	abr-26	abr-26
Las Fresas – Castro del Rio II / 3, 15	115	2	30.3	abr-26	abr-26
Total			**34.7**		

3/ Tendido del primer circuito
15/ Tramo en TA y en PT

Cuadro 9.4.5.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Fresas Banco 2	3	T	125.0	400/115	abr-26	abr-26
Total			**375.0**			

T. Transformador

Cuadro 9.4.5.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Fresas	Alimentador ampliación	1	115	abr-26	abr-26
Castro del Rio II	Alimentador ampliación	1	115	abr-26	abr-26
Abasolo II	Alimentador ampliación	2	115	abr-26	abr-26
Silao Potencia	Interruptor sustitución	3	230	abr-26	abr-26
Irapuato II	Interruptor sustitución	8	115	abr-26	abr-26
Irapuato II	Cuchilla sustitución	4	230	abr-26	abr-26
Silao Potencia	Cuchilla sustitución	1	230	abr-26	abr-26
Irapuato II	Cuchilla sustitución	14	115	abr-26	abr-26
Irapuato I	Cuchilla sustitución	3	115	abr-26	abr-26
Total					

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **712.4 millones de pesos de 2021** (35.2 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). En los cuadros 9.4.5.4 a 9.4.5.6 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.5.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Lorenzo entronque León I – Irapuato II (93420)	230	2	1.0	abr-26	abr-26
San Lorenzo entronque Trejo – Irapuato I (73650)	115	2	2.8	abr-26	abr-26
San Lorenzo entronque Vynmsa – Schaeffler Maniobras (73R20)	115	2	23.0	abr-26	abr-26
Abasolo II entronque Abasolo - Marabis (73510)	115	2	4.4	abr-26	abr-26
Total			**31.2**		

Cuadro 9.4.5.5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Lorenzo Banco 1	4	AT	75.0	230/115	abr-26	abr-26
Total			**300.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.5.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

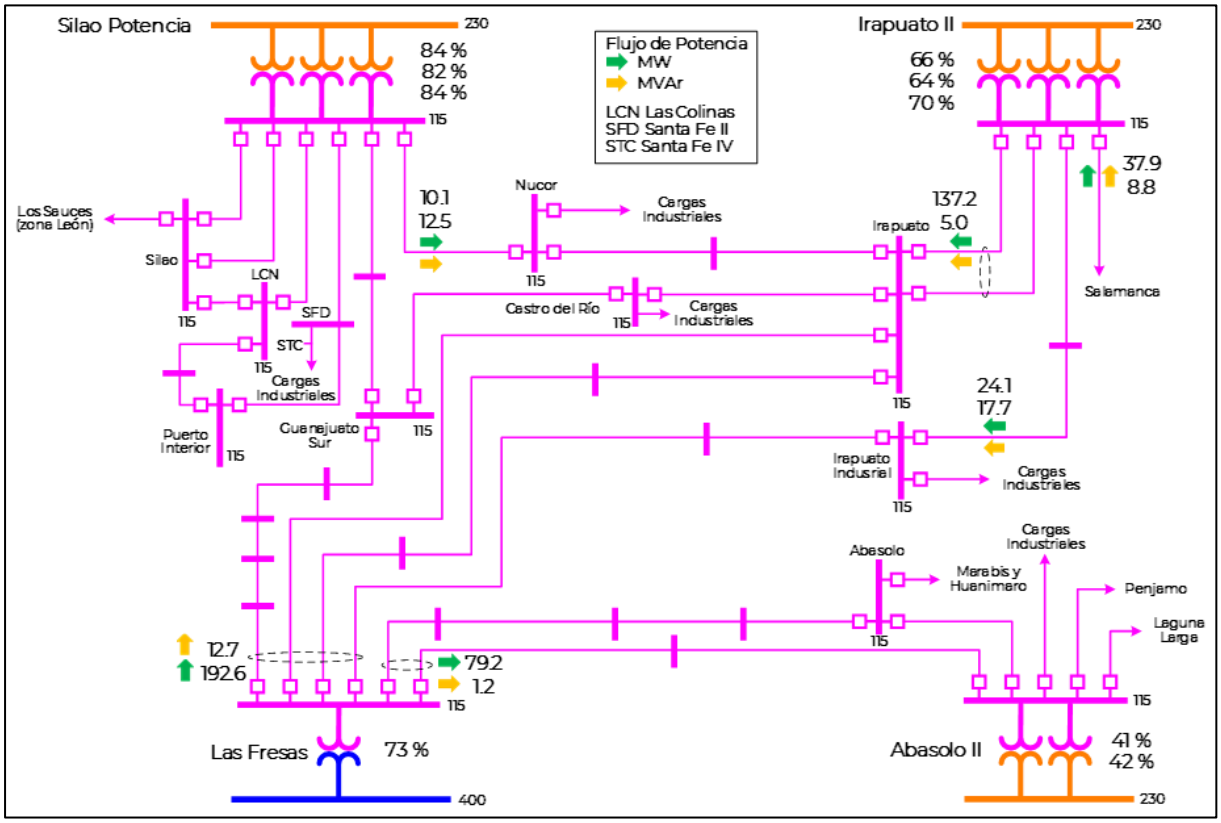
Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Lorenzo	Alimentador	2	230	abr-26	abr-26
San Lorenzo	Alimentador	4	115	abr-26	abr-26
San Lorenzo	Interruptor Transferencia	1	230	abr-26	abr-26
San Lorenzo	Interruptor Transferencia	1	115	abr-26	abr-26
Abasolo II	Alimentador ampliación	2	115	abr-26	abr-26
Silao Potencia	Interruptor sustitución	3	230	abr-26	abr-26
Irapuato II	Interruptor sustitución	8	115	abr-26	abr-26
Irapuato II	Cuchilla sustitución	4	230	abr-26	abr-26
Silao Potencia	Cuchilla sustitución	1	230	abr-26	abr-26
Irapuato II	Cuchilla sustitución	14	115	abr-26	abr-26
Irapuato I	Cuchilla sustitución	3	115	abr-26	abr-26
Irapuato I	TC sustitución	3	115	abr-26	abr-26
Total					

Indicadores técnicos y económicos.

El desarrollo y crecimiento en la zona Irapuato, ha detonado el incrementado de la demanda eléctrica de manera constante, ocasionando que la Red Eléctrica de la zona tenga que expandirse y modernizarse para poder suministrar la energía eléctrica requerida y así ayudar a mantener el desarrollo de la región.

En la Figura 9.4.5.5, se presentan las condiciones actuales de la zona de estudio, presentando sus flujos y perfiles de tensión en condiciones de operación normal.

Figura 9.4.5.5. Condiciones de flujos y voltajes en la zona Irapuato para el escenario de verano de 2026



En la Figura 9.4.5.5 se observa que, en condiciones normales de operación en el verano de 2026, las líneas de transmisión y bancos de transformación de la zona Irapuato operan dentro de sus límites de cargabilidad y adicionalmente los perfiles de tensión se mantienen dentro de rangos de operación aceptable.

La problemática de la región se vuelve crítica ante la ocurrencia de la CSS que consiste en el disparo del T-01 400/115 kV de 375 MVA de la SE Las Fresas, la Figura 6 muestra las condiciones de operación en la zona al presentarse dicha contingencia en el verano del año 2026.

En la Figura 9.4.5.6, se observa que, el flujo en los AT 230/115 kV de la SE Irapuato II (3x100 MVA) superan su cargabilidad nominal alcanzando el 119.5 % en el AT-03.

La Alternativa 1, presenta una redistribución en los flujos de potencia de la transformación de la zona mejorando en condiciones de operación normal y ante condiciones de contingencia, la Figura 9.4.5.7 muestra las condiciones de la zona en su operación normal, con la Alternativa 1 incorporada a la Red Eléctrica.

Figura 9.4.5.6. Flujos de potencia ante CSS, en el escenario de verano de 2026

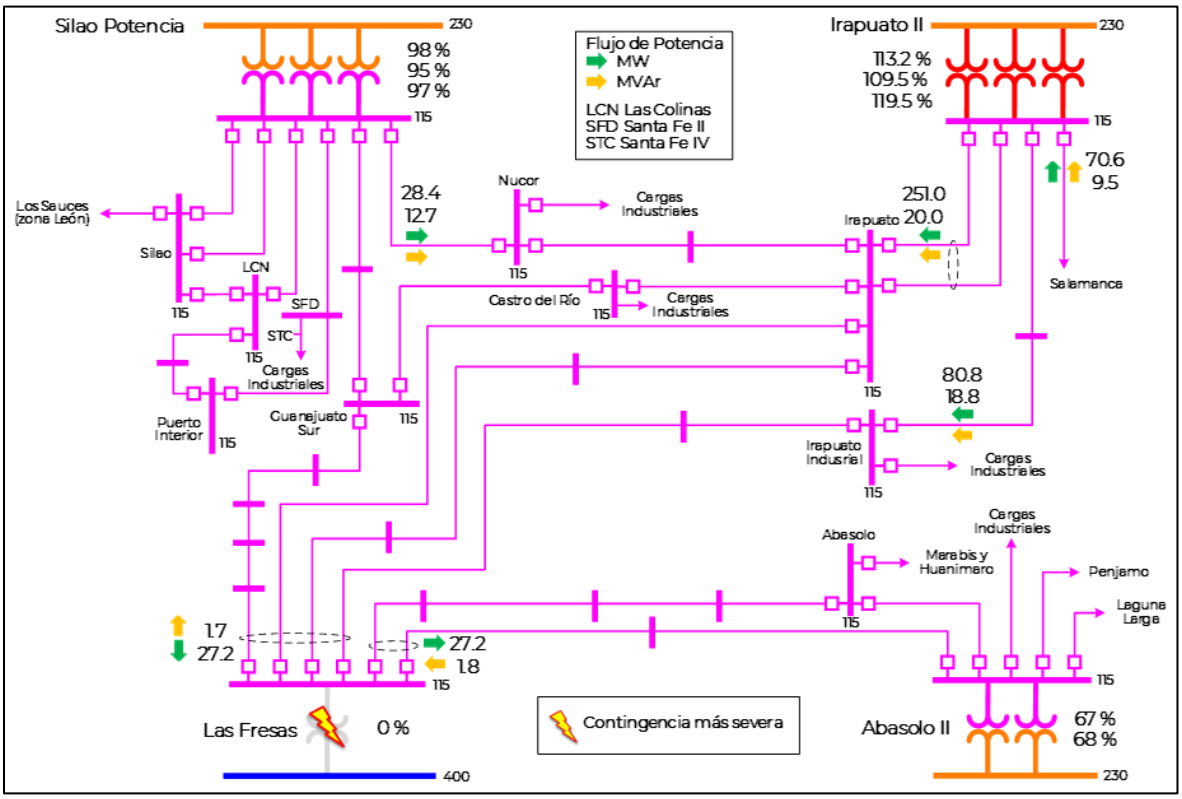
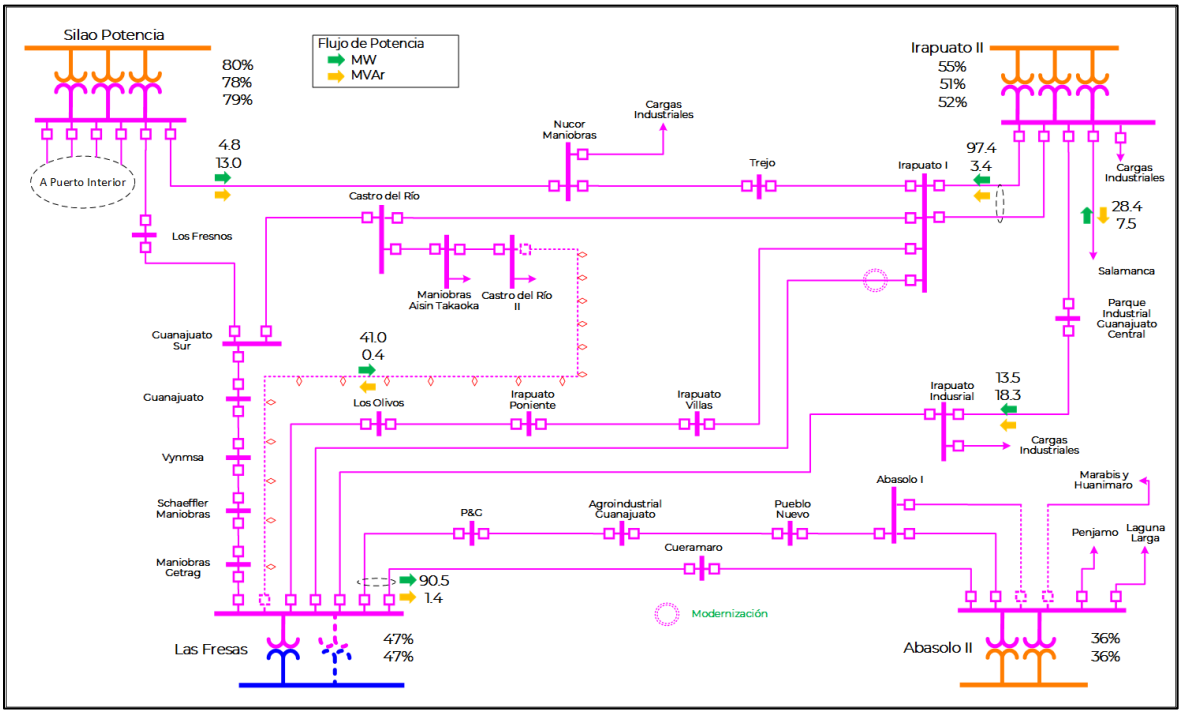
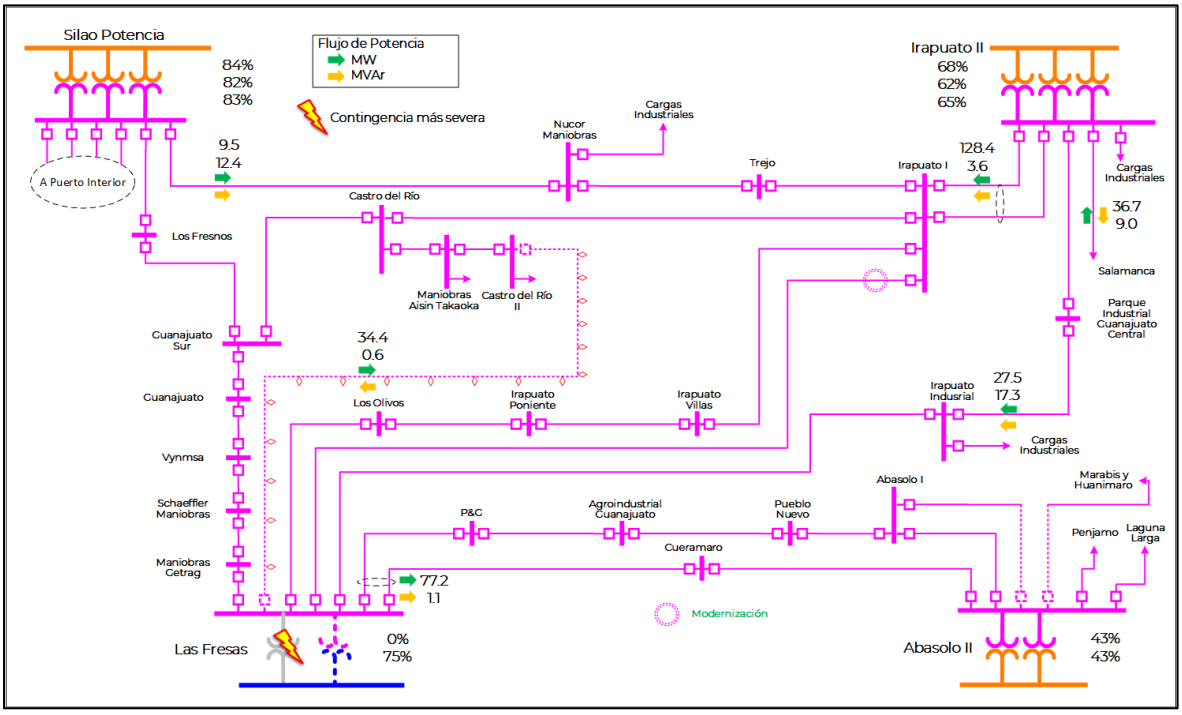


Figura 9.4.5.7. Flujos de potencia en condiciones normales de operación al implementarse la Alternativa 1, verano de 2026.



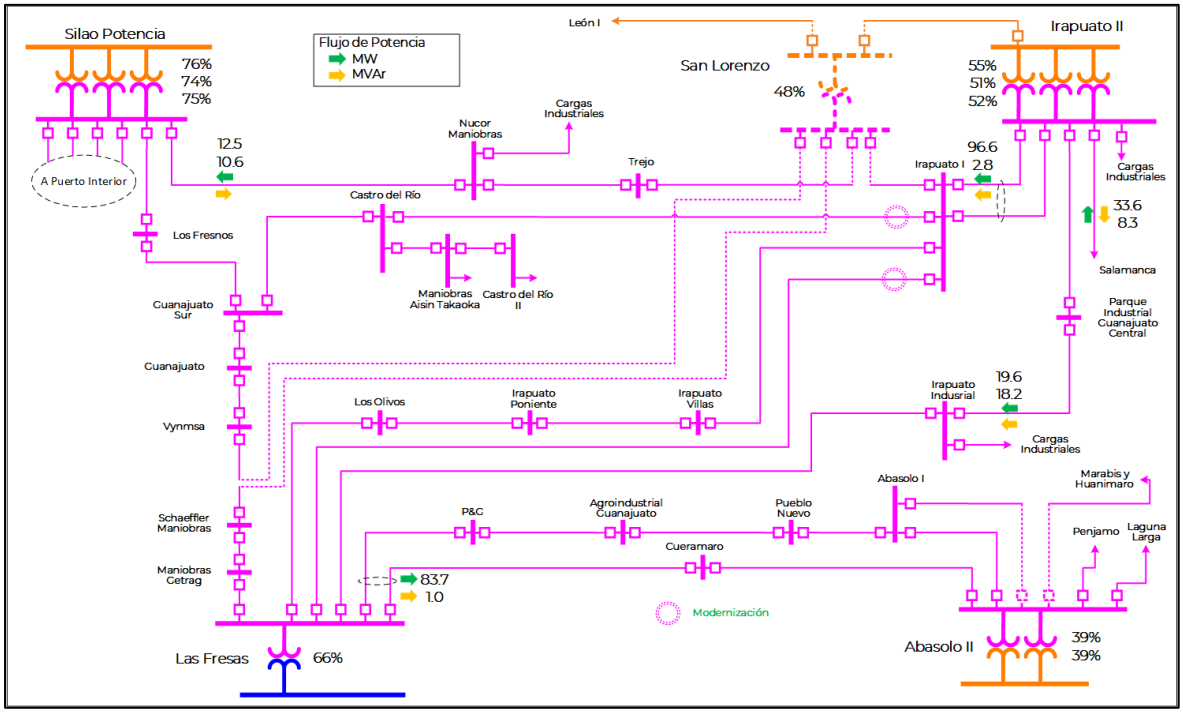
En la Figura 9.4.5.8, se muestran las condiciones de flujos al presentarse la CSS considerando la Alternativa 1 a la Red Eléctrica de la zona. Se observa que las sobrecargas en la transformación 230/115 kV de la SE Irapuato II ya no se presentan. Por lo que, todos los elementos de la Red Eléctrica de la zona Irapuato operan dentro de rangos aceptables respecto a flujos de potencia y a perfiles de tensión.

Figura 9.4.5.8. Flujos de potencia ante la CSS en el escenario de verano de 2026, implementando la Alternativa 1 para la zona



Con la Alternativa 2 como una solución a la problemática detectada, se observa que también se presenta una disminución de los flujos de la transformación de la zona. En la figura 9.4.5.9 se presentan los flujos y perfiles de tensión de la zona al operarse en condiciones normales y considerando la Alternativa 2 para atender la problemática de la zona.

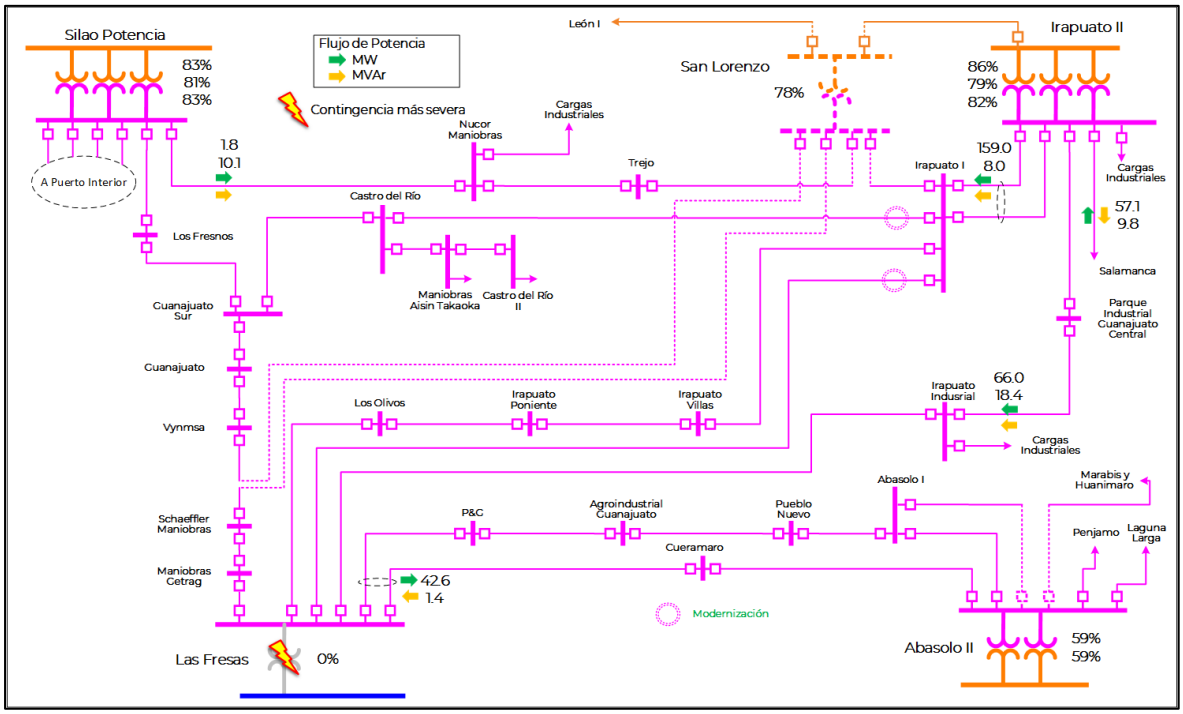
Figura 9.4.5.9. Flujos de potencia al implementarse la Alternativa 2, en el escenario de verano de 2026



Al considerar la Alternativa 2 se observan beneficios en la Red Eléctrica de la zona Irapuato ya que ayuda a descargar la transformación que alimenta la Red Eléctrica de 115 kV.

Ante la CSS, el comportamiento de los flujos en la Red Eléctrica analizada es presentada en la Figura 9.4.5.10. Se observa que ningún elemento de la Red Eléctrica asociada sobrepasa sus límites nominales alcanzando flujos del 80% de la capacidad nominal los AT de la SE Irapuato II.

Figura 9.4.5.10. Flujos de potencia al implementarse la Alternativa 2 y ante contingencia en el escenario de verano de 2026



El resumen de las evaluaciones económicas para ambas opciones es presentado en los cuadros 9.4.5.7 y 9.4.5.8.

Cuadro 9.4.5.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
145.84	278.57	3,526.72	2,205.84	596.42	1,320.87	2.21

Cuadro 9.4.5.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
118.29	293.06	2,603.16	1,577.79	648.81	1,025.38	1.58

Alternativa propuesta

El cuadro 9.4.5.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de este corredor, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación en Red Eléctrica completa, mientras que la Alternativa 2 tiene mayor demanda de saturación ante contingencia.

Cuadro 9.4.5.9. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	802.04 MW	434.22 MW
Alternativa 1	1063.28 MW	669.22 MW
Alternativa 2	1013.76 MW	672.04 MW

El cuadro 9.4.5.10 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.5.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	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 2021)	654.9	712.4

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 Irapuato.

P22-OC3 Compensación reactiva para la zona Santiago

Diagnóstico operativo.

Durante los últimos años la zona Santiago, que comprende los municipios de San Blas, Santiago Ixcuintla, Tuxpan, Ruiz, Rosamorada Acaponeta y Tecuala entre otros, en el estado de Nayarit, ha experimentado un incremento constante de la demanda de energía. La Red Eléctrica de la zona Santiago está conformada por las SE: 5 de Mayo, Santiago, Peñitas, Acaponeta y Tecuala, todas las Subestaciones Eléctricas mencionadas son alimentadas desde una única fuente, la SE Tepic II en un nivel de tensión de 115 kV a través de tres transformadores (AT) 230/115 kV de 100 MVA cada uno, que también abastecen la demanda de la zona Tepic.

Actualmente la zona Santiago cuenta con una capacidad de transformación de alta a media tensión de 148 MVA siendo las SE 5 de Mayo, Santiago y Peñitas las que tienen una mayor demanda de energía eléctrica.

La zona Santiago se caracteriza por ser una Red Eléctrica longitudinal de aproximadamente 136 km desde la fuente, en la SE Tepic II, hasta el punto más alejado de suministro, en la SE Tecuala. Dicho corredor está conformado por un doble circuito de la SE Tepic II a la SE Santiago por las LT 73750 y 73840 estando la SE 5 de Mayo con conexión en tap de la 73840, un doble circuito de la SE Santiago a la SE Peñitas a través de las LT 73920 y 73850, por la LT 73710 de la SE Peñitas a la SE Acaponeta y por último por la LT 73720 de la SE Acaponeta a la SE Tecuala.

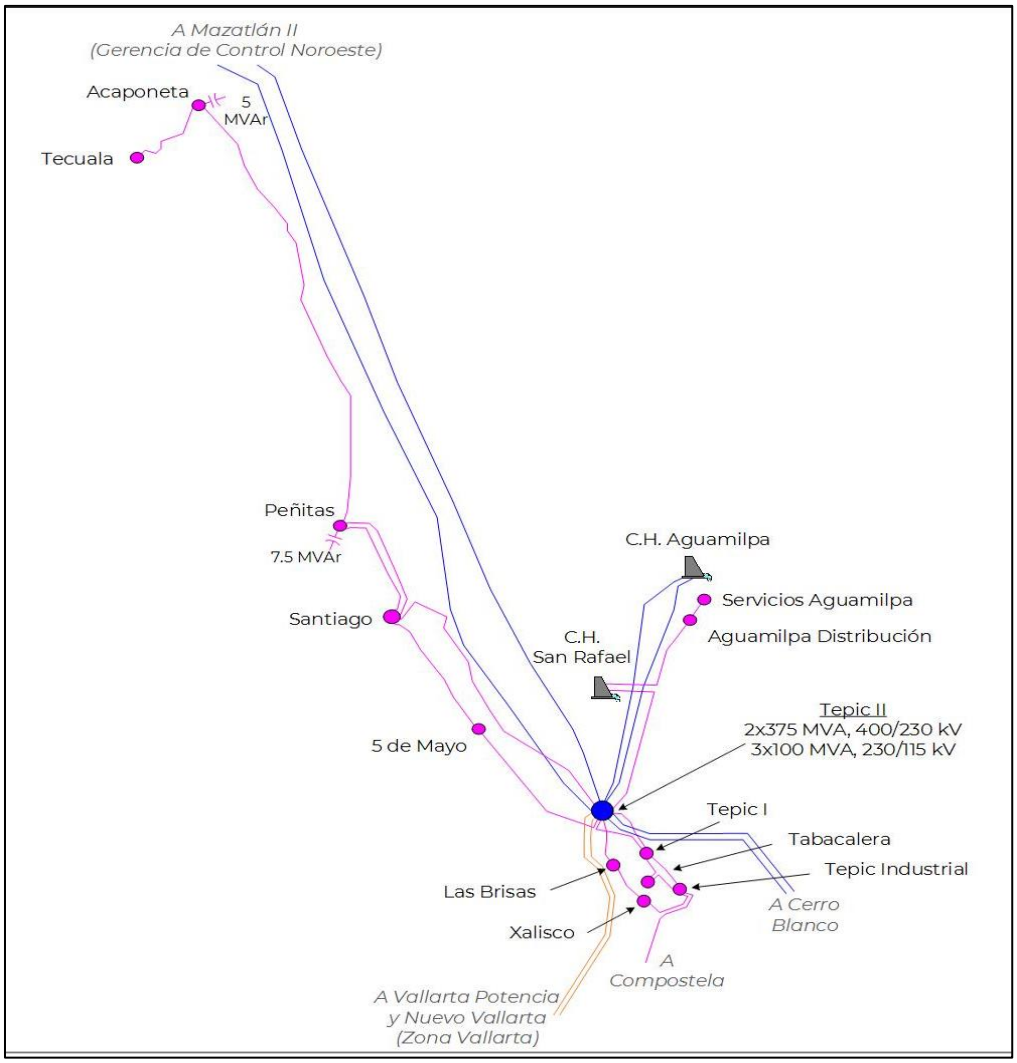
En la Figura 9.4.6.1 se muestra de manera el diagrama unifilar simplificado de forma geográfica las SE de la Red Eléctrica de la zona Santiago incluyendo la SE Tepic II. En la Figura 9.4.6.2 se presenta el diagrama

unifilar simplificado del área de influencia del proyecto.

En los últimos cuatro años la demanda máxima alcanzada en la zona Santiago ha tenido un incremento de alrededor de 4 MW por año, alcanzándose un total de 100 MW el día 09 de junio de 2021 a las 23 horas.

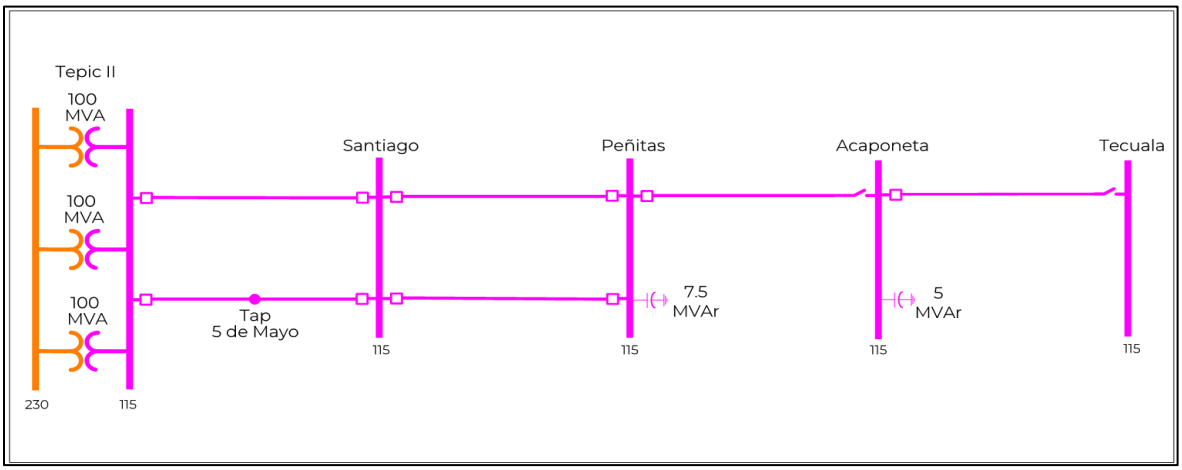
Los valores de demanda alcanzados en combinación con la ocurrencia de contingencias ponen a la zona Santiago en una condición de vulnerabilidad debido a la topología de su Red Eléctrica, ya que ante CSS se tiene el riesgo de sobrecarga de líneas de transmisión y violaciones de voltaje en las SE Acaponeta y Tecuala.

Figura 9.4.6.1. Diagrama unifilar simplificado de la zona Santiago[64].



[64] Ibidem 52

Figura 9.4.6.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Santiago.



Con base a al pronóstico de crecimiento de la demanda y a las condiciones de carga alcanzadas en la zona Santiago, se espera que para 2026 ante contingencia de la LT Tepic II – 73750 – Santiago la LT Tepic II – 73840 – Santiago alcance el 178% de la capacidad declarada por el Transportista, ocasionando además que se presenten violaciones de la tensión mínima operativa en las SE Acaponeta y Tecuala.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para aumentar la capacidad de transmisión y dar soporte de voltaje en la zona Santiago preservando la Calidad del suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia, las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Ampliación del banco de capacitores de 7.5 a 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Peñitas, incluye modernización del alimentador.
- Ampliación del banco de capacitores de 5 a 9 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Acaponeta, incluye modernización del alimentador.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73750 – Santiago con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar mínima de 159 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73840 – Santiago con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar el límite térmico del conductor 133 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de las LT Santiago – Peñitas (73850 y 73920) con una relación de transformación de 600/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 120 MVA.

En la Figura 9.4.6.3 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2

Compensación:

- Un banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Santiago, incluye el alimentador (queda fuera de servicio el capacitor de 7.5 MVAr de la SE Peñitas).
- Ampliación del banco de capacitores de 5 a 9 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Acaponeta, incluye modernización del alimentador.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73750 – Santiago con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar mínima de 159 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73840 – Santiago con una relación de transformación 800/5 A, para alcanzar el límite térmico del conductor 133 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de las LT Santiago – Peñitas (73850 y 73920) con una relación de transformación de 600/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 120 MVA.

En la Figura 9.4.6.4 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

Figura 9.4.6.3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1.

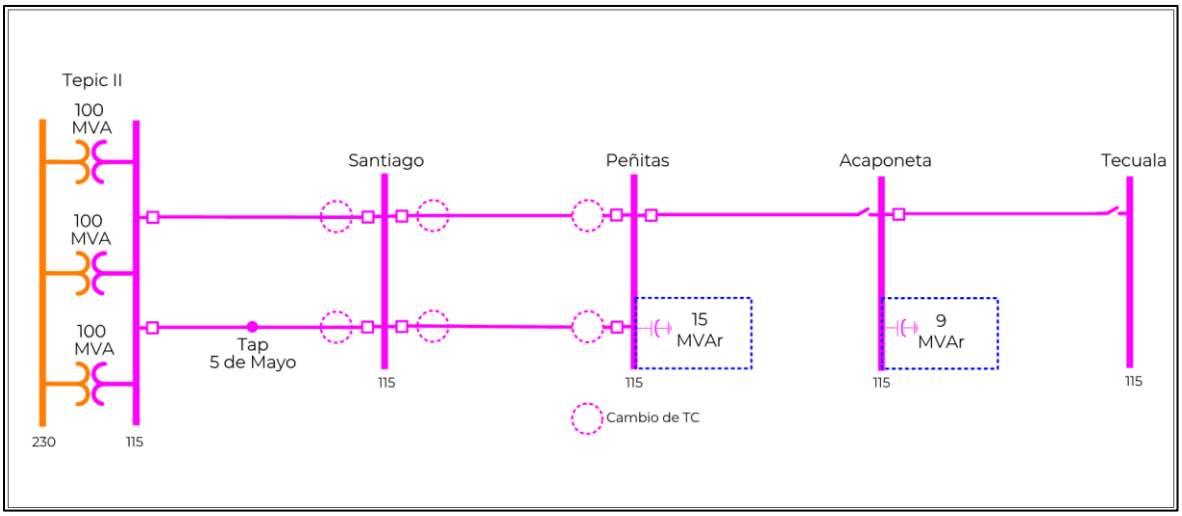
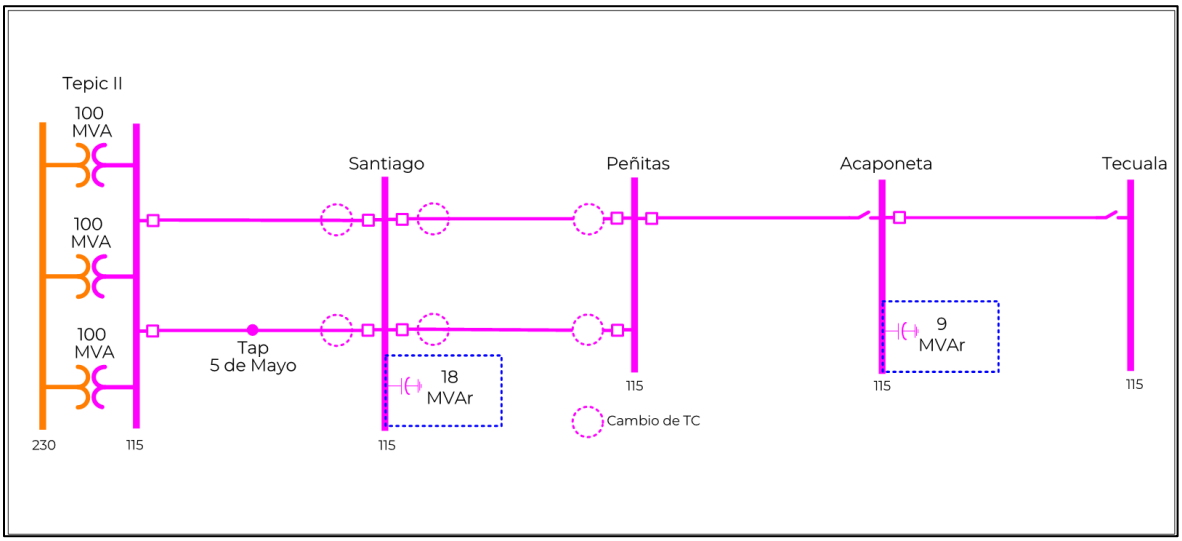


Figura 9.4.6.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **77.5 millones de pesos de 2021** (3.8 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Los cuadros 9.4.6.1 y 9.4.6.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.6.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Peñitas MVAr/ 1	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Acaponeta MVAr /2	Capacitor	115	9	abr-26	abr-26
Total			**24**		

1/ Incremento de 7.5 a 15 MVAr (se costea como equipo nuevo)
2/ Incremento de 5 a 9 MVAr (se costea como equipo nuevo)

Cuadro 9.4.6.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Peñitas (Mod.)	Alimentador	1	115	abr-26	abr-26
Acaponeta (Mod.)	Alimentador	1	115	abr-26	abr-26
Santiago	TC	12	115	abr-26	abr-26
Peñitas	TC	6	115	abr-26	abr-26
Total					

Mod. Modernización

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **84.7 millones de pesos de 2021** (4.2 millones de dólares considerando una paridad 20.2074 pesos por dólar). Los cuadros 9.4.6.3 y 9.4.6.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.6.3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Santiago MVAr	Capacitor	115	18	abr-26	abr-26
Acaponeta MVAr /2	Capacitor	115	9	abr-26	abr-26
Total			**24**		

2/ Incremento de 5 a 9 MVAr (se costea como equipo nuevo).

Cuadro 9.4.6.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

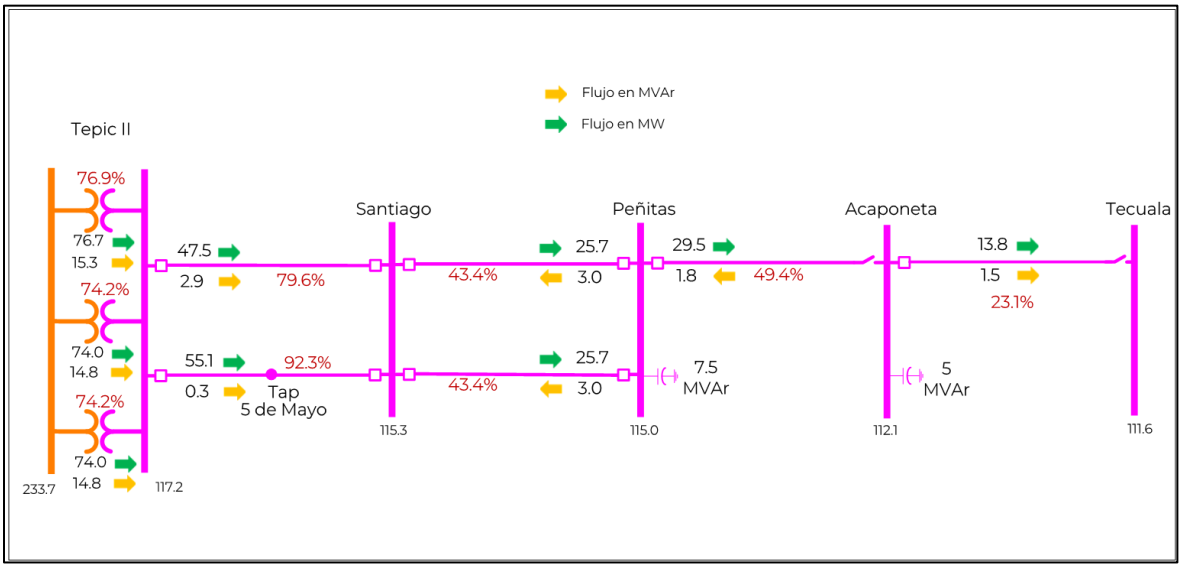
Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Acaponeta (Mod.)	Alimentador	1	115	abr-26	abr-26
Santiago	TC	12	115	abr-26	abr-26
Peñitas	TC	6	115	abr-26	abr-26
Total					

Mod. Modernización

El desarrollo y crecimiento de la zona Santiago ha ido incrementando su demanda de energía eléctrica de una manera constante, detonando la necesidad de compensación reactiva para poder suministrar la energía con Confiabilidad y Continuidad y de esta manera mantener el desarrollo de la región norte del estado de Nayarit.

En la figura 9.4.6.5, se presentan las condiciones actuales de la zona de estudio mostrando sus flujos y voltajes en condiciones normales de operación en Red Eléctrica completa.

Figura 9.4.6.5. Flujos de potencia y tensión en la zona Santiago en el escenario de verano de 2026.



En la Figura 9.4.6.5, se observa que en condiciones normales de operación en verano de 2026 las SE Acaponeta y Tecuala, que son las más alejadas de la fuente (SE Tepic II), presentan perfiles de nivel de tensión bajos sin alcanzar la violación y eso se obtiene regulando tensión desde la SE Tepic II y utilizando los capacitores actuales de las SE Peñas y Acaponeta.

La problemática se vuelve más severa si ocurre la contingencia de la LT Tepic II – 73750 – Santiago ya que provoca sobrecarga y violaciones del perfil de tensión en la zona Santiago.

En la Figura 9.4.6.6 se observa que, al ocurrir la contingencia de la LT Tepic II – 73750 – Santiago, la LT paralela Tepic II – 73840 – Santiago supera su límite declarado por el transportista de 60 MVA, alcanzando el 178% de su capacidad. Adicionalmente se presentan niveles de tensión por debajo del mínimo operativo (0.95 pu) en las SE Acaponeta y Tecuala.

Al implementarse la Alternativa 1, mejoran las condiciones de operación tanto en Red Eléctrica completa como ante contingencia, la Figura 9.4.6.7 muestra las condiciones de operación normal de la zona Santiago con la Alternativa 1 incorporada a la red.

.

Figura 9.4.6.6. Flujos de potencia y tensión ante la CSS en el escenario de verano de 2026

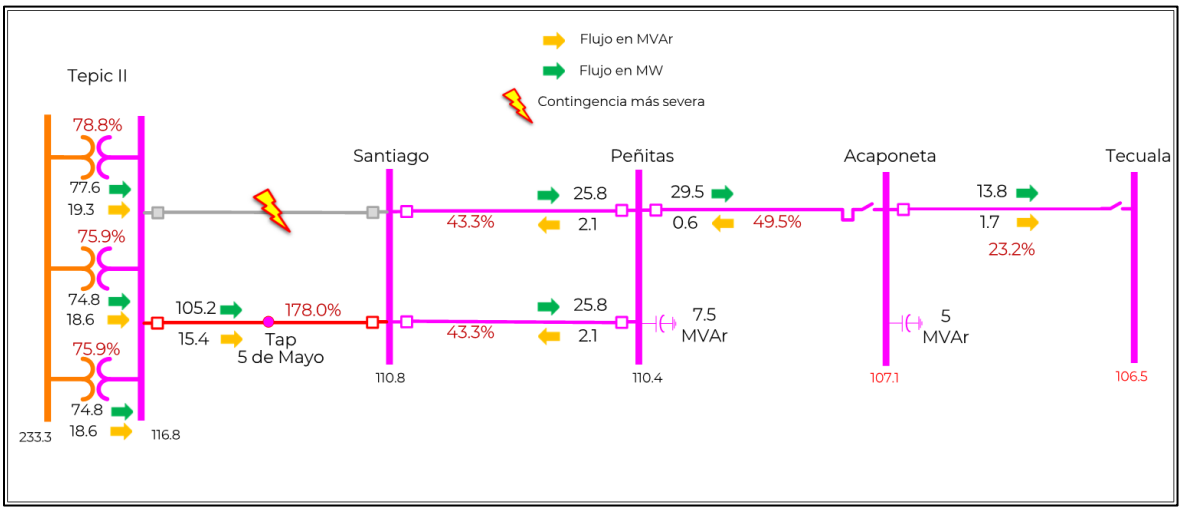
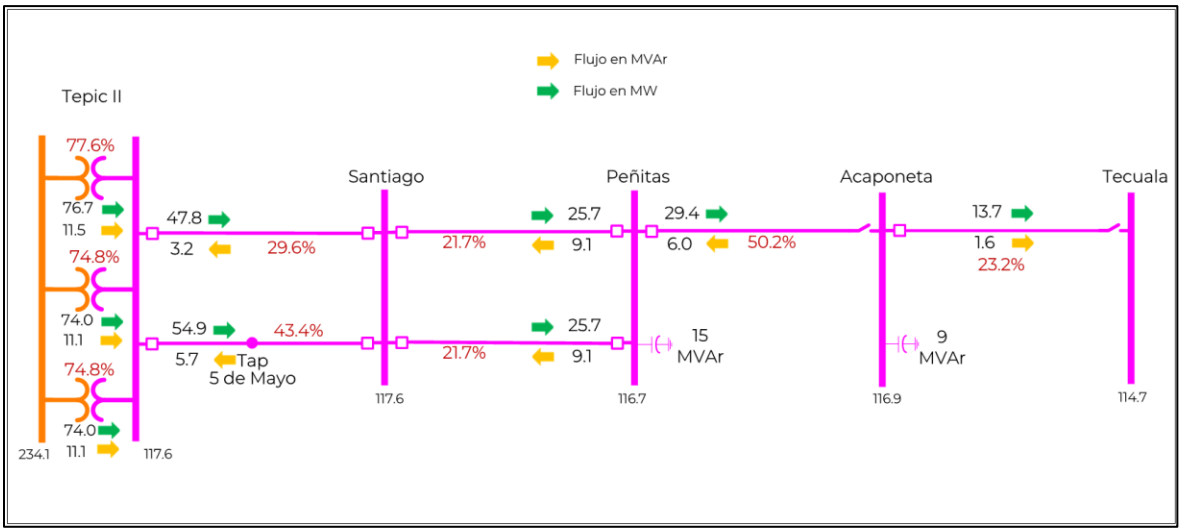


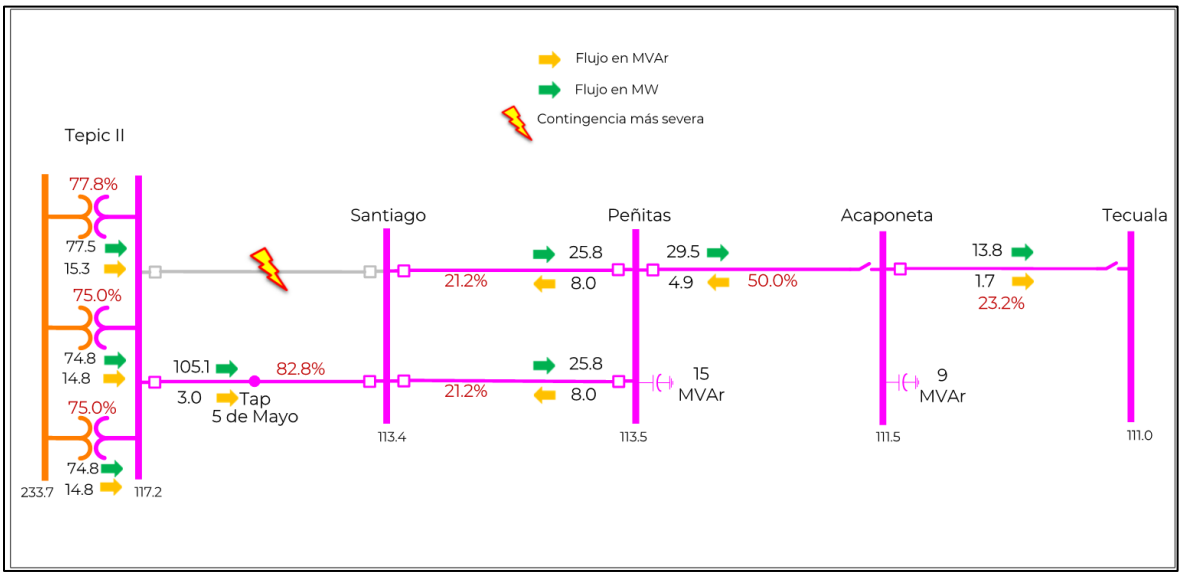
Figura 9.4.6.7 Flujos de potencia y tensión en condiciones normales de operación al implementarse la Alternativa 1, verano de 2026



En la Figura 9.4.6.7 se observa que, los perfiles de tensión en la zona Santiago tienen un incremento considerable ya que se opera en valores más cercanos a 115 kV, y a su vez, se reduce la carga de potencia reactiva de la transformación 230/115 kV (3x100 MVA) de la SE Tepic II.

En la Figura 9.4.6.8 se muestran las condiciones de los flujos y perfiles de tensión al presentarse la CSS y considerando en servicio la Alternativa 1 a la Red Eléctrica de la zona Santiago.

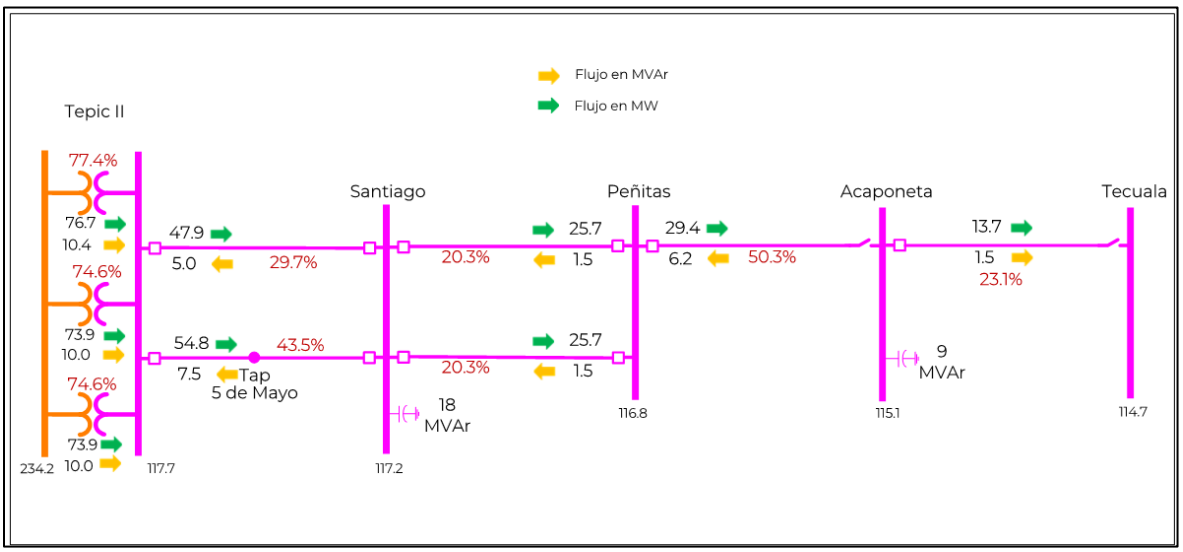
Figura 9.4.6.8. Flujos de potencia y tensión ante la CSS al implementarse la Alternativa 1, verano de 2026



Se observa que no se presenta sobrecarga en la LT Tepic – 73840 – Santiago con la modernización propuesta en la Alternativa 1, alcanza el 79% de la capacidad solicitada para dicha LT. Además, los perfiles de tensión de las SE Acaponeta y Tecuala se mantienen dentro del límite mínimo de tensión operativa, mejorando la Calidad y Confiabilidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios de la zona Santiago.

Si se implementa la Alternativa 2 como solución a la problemática identificada en la zona Santiago, se observa un resultado similar a la Alternativa 1, debido a que considera una ubicación distinta para la compensación fija. En la Figura 9.4.6.9 se muestran los flujos de potencia y perfiles de tensión de la zona Santiago considerando la Alternativa 2 incorporada a la red.

Figura 9.4.6.9. Flujos de potencia y tensión en condiciones normales de operación al implementarse la Alternativa 2, verano de 2026

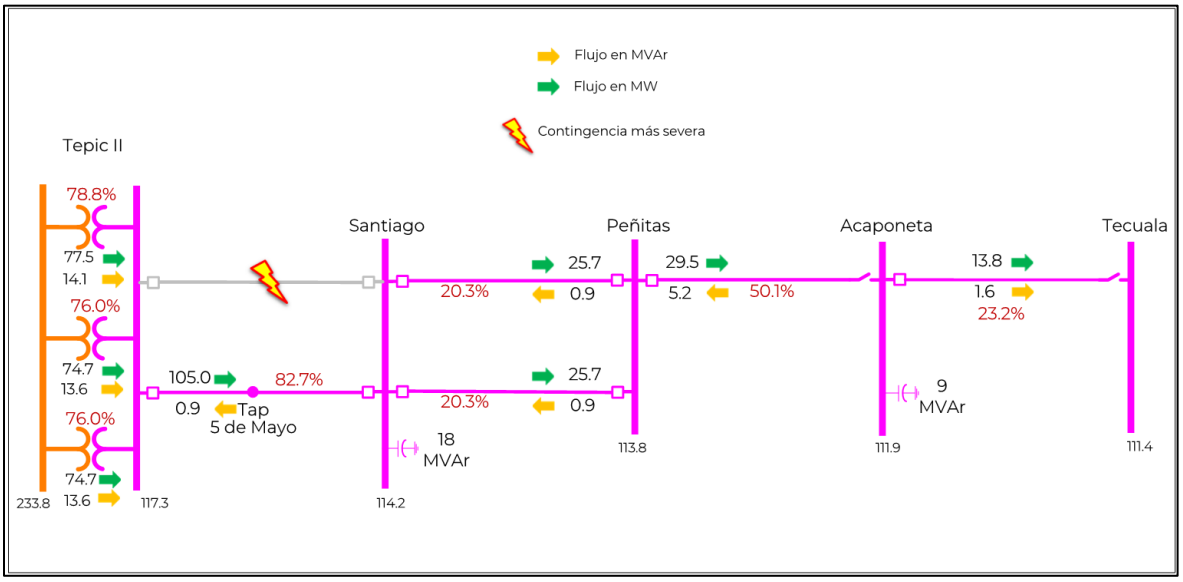


De la misma manera, la Alternativa 2 resuelve las problemáticas de la zona Santiago con perfiles de tensión cercanos a los 115 kV y liberando capacidad de potencia reactiva de la transformación 230/115 kV (3x100 MVA) de la SE Tepic II.

En la Figura 9.4.6.10 se muestra el comportamiento de la Red Eléctrica de la zona Santiago ante contingencia sencilla. No se observan elementos en la zona de influencia que sobrepasan sus límites nominales y los perfiles de tensión se mantienen en valores aceptables en las SE Acaponeta y Tecuala, por lo que la Alternativa 2 resuelve la problemática presentada en la zona.

El resumen de las evaluaciones económicas para ambas opciones es presentado en los cuadros 9.4.6.5 y 9.4.6.6.

Figura 9.4.6.10. Flujos de potencia y tensión ante la CSS al implementarse la Alternativa 2, verano de 2026.



Cuadro 9.4.6.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
9.62	64.65	455.04	270.52	70.60	184.52	2.61

Cuadro 9.4.6.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
14.43	66.83	447.40	260.91	77.17	186.48	2.42

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.6.7 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de la zona Santiago, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación en Red Eléctrica completa, mientras que la Alternativa 2

tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia.

Cuadro 9.4.6.7. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	107.99 MW	57.74 MW
Alternativa 1	137.44 MW	108.12 MW
Alternativa 2	136.69 MW	110.10 MW

El cuadro 9.4.6.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

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 Santiago.

Cuadro 9.4.6.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	77.5	84.7

Gerencia de Control Regional Noroeste

P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis

Diagnóstico operativo.

Los municipios de Guasave y Los Mochis, ubicados al noroeste del estado de Sinaloa, se abastecen de energía eléctrica a través de las SE Guamúchil Dos y Los Mochis Industrial por medio de elementos de transformación de la Red Eléctrica de 230 kV hacia la Red Eléctrica en 115 kV.

La SE Guamúchil Dos en la zona Guasave cuenta con dos AT que tienen una capacidad instalada de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV cada uno, mientras que la SE Los Mochis Industrial en la zona Mochis, cuenta con AT que tiene una capacidad instalada de 225 MVA y una relación de transformación 230/115 kV.

En la zona Guasave se tiene la CH Bacurato, que, debido a la poca cantidad de lluvias en los últimos años, la presa Gustavo Diaz Ordaz no ha contado con el nivel necesario para despachar las UCE de Bacurato en la primera mitad de la temporada de verano.

Durante el 2021 el AT2 de la SE Guamúchil Dos y el AT de la SE Los Mochis Industrial presentaron cargabilidades mayores del 90% respecto a su capacidad nominal. Durante el periodo nocturno, la demanda de energía es mayor, por lo que la cargabilidad de los AT de la zona es mayor, en comparación al periodo diurno.

Con base en el PDS 2022-2042, se estima que en 2027 se sature la capacidad instalada en los elementos de transformación de las SE Los Mochis Industrial y Guamúchil Dos.

Las figuras 9.4.7.1 a 9.4.7.3 muestran las curvas de demanda horaria y de duración de carga de los AT Guamúchil Dos AT-01 y AT-02 y de Los Mochis Industrial AT-01, respectivamente, para los años 2020 y 2021, se puede apreciar que los bancos incrementan su cargabilidad con el paso de los años, por lo que en 2026 se esperan sobrecargas en estos elementos.

Figura 9.4.7.1. Curvas de demanda horaria y de duración de carga del AT-01 en la SE Guamúchil Dos

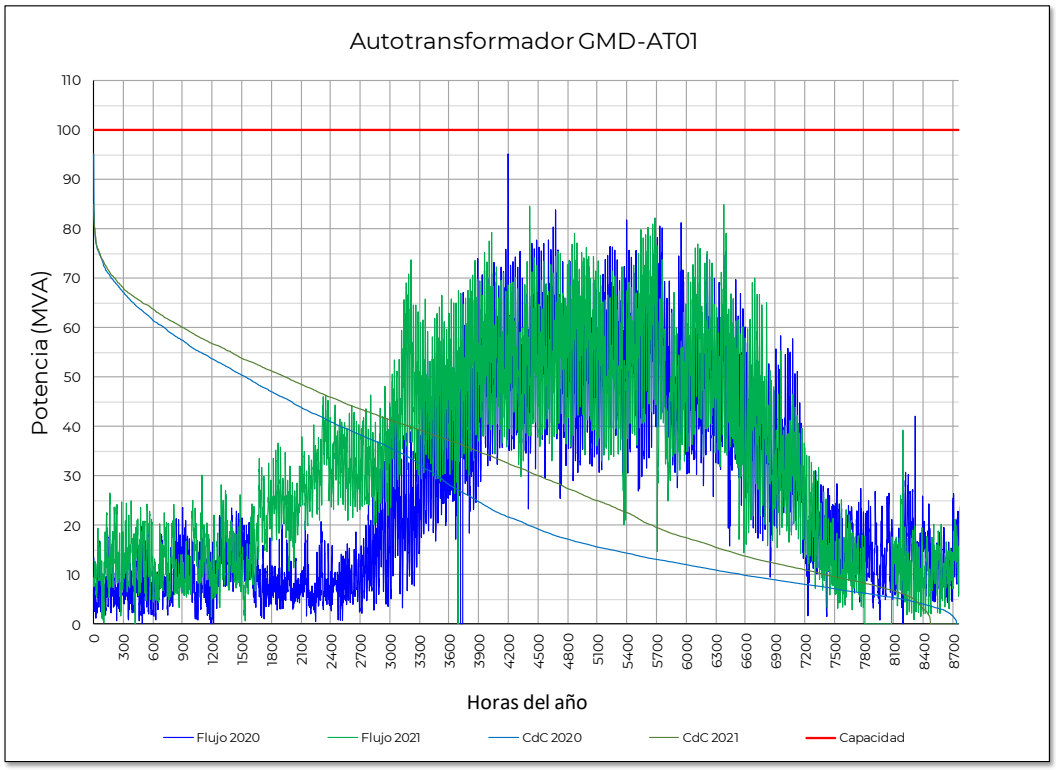


Figura 9.4.7.2. Curvas de demanda horaria y de duración de carga del AT-02 en la SE Guamúchil Dos

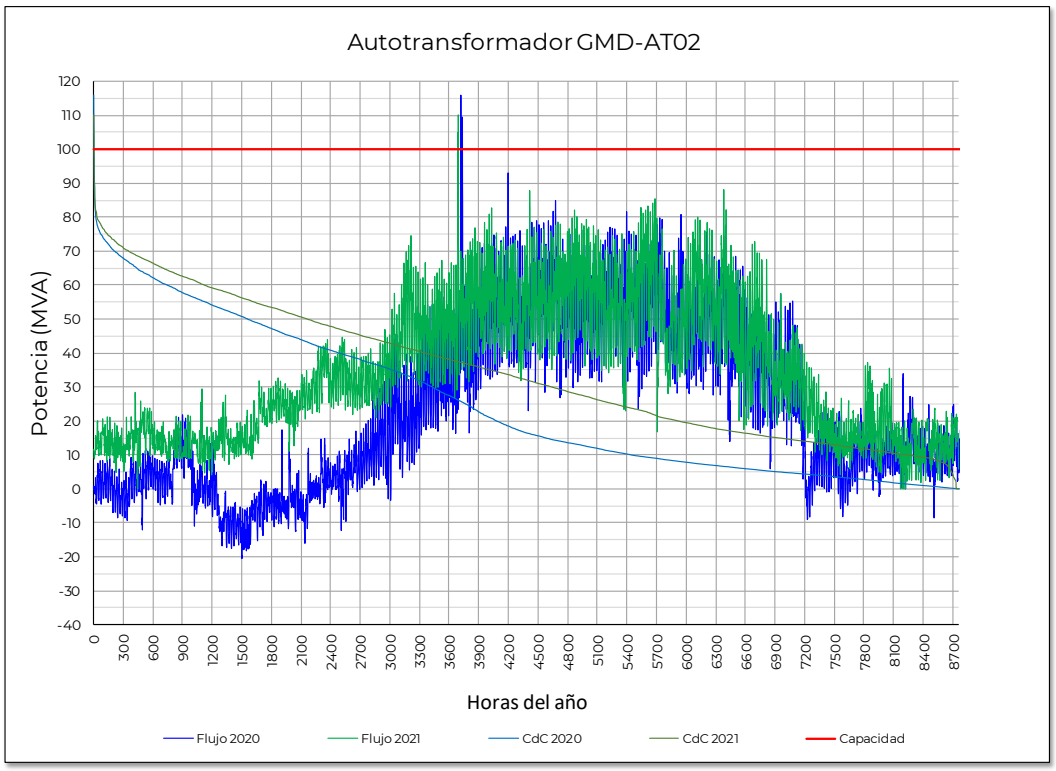
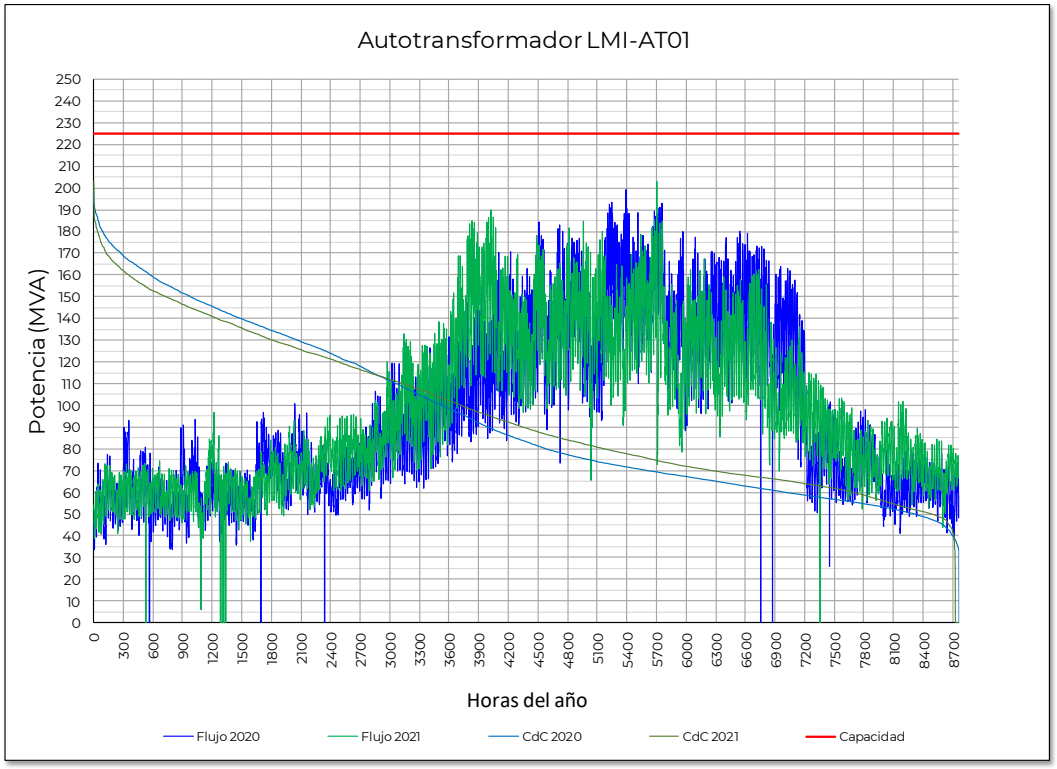


Figura 9.4.7.3. Curvas de demanda horaria y de duración de carga del AT-01 en la SE Los Mochis Industrial



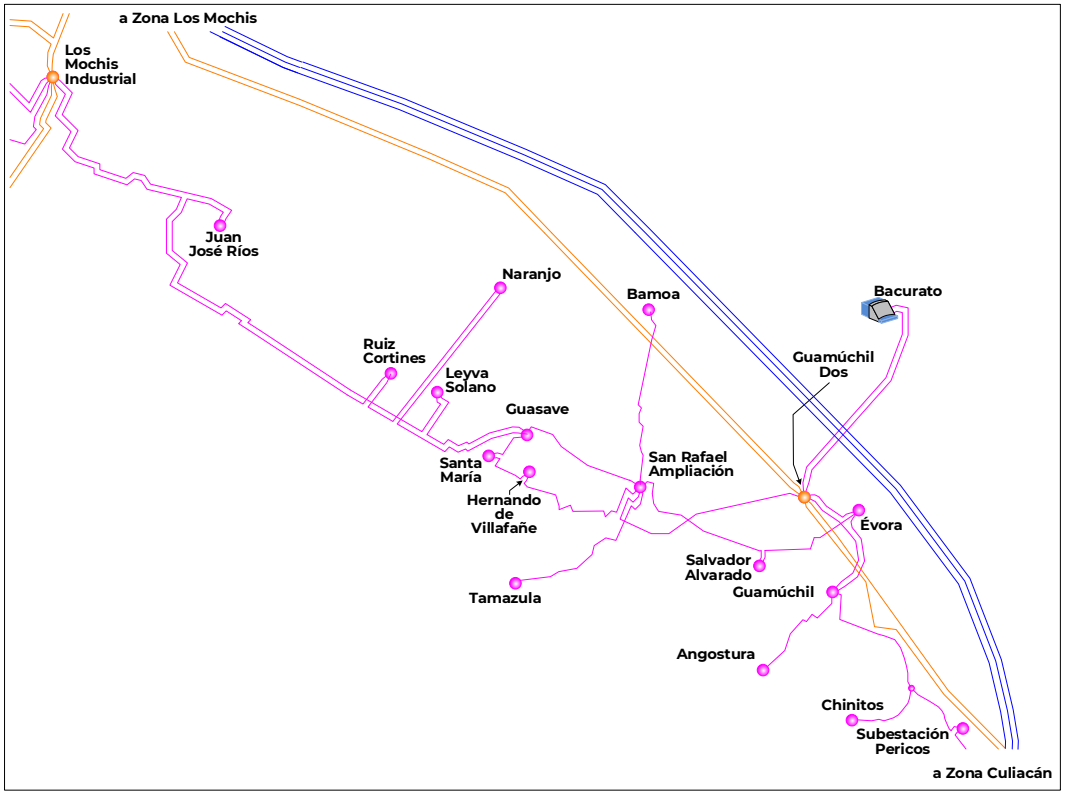
La problemática de saturación en los elementos de transformación se agudiza ante contingencia sencilla, ya que ante el disparo de cualquiera de los AT de la SE Guamúchil Dos (CSS), se presentaría una cargabilidad superior del 120% en el elemento paralelo, requiriendo de esquemas de corte de carga para solucionar la problemática y mantener el suministro de la demanda de la zona Guasave.

Además, la cargabilidad del AT Los Mochis Industrial estará al 100% por lo que se tendrá energía incremental que no podrá ser atendida con la infraestructura de transformación de ambas zonas. La cargabilidad de los AT de la SE Guamúchil Dos se incrementa cuando no se tiene en operación al menos una UCE de Bacurato, situación que puede llevar a una operación con sobrecarga durante el periodo de verano.

Por tanto, se identifica la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica del área de influencia debido a que no será posible atender el crecimiento en la demanda, al saturar la capacidad instalada de los AT de la SE Guamúchil Dos y el AT de la SE Los Mochis Industrial, no será posible soportar las contingencias sencillas de transformación, lo que conlleva a no permitir la entrada en operación de nuevos Centros de Carga y complicaciones para poder otorgar licencias para mantenimiento.

En la figura 9.4.7.4 se muestra la Red Eléctrica del área de influencia que considera las Subestaciones Eléctricas involucradas en ciudad de Guasave de la zona Guasave y parte de la zona Los Mochis en el año 2027.

Figura 9.4.7.4. Diagrama unifilar simplificado del área de influencia en las zonas Guasave y Los Mochis en el año 2027[65]



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2027, se han identificado dos Alternativas para adicionar capacidad de transformación y elementos de compensación de potencia reactiva para el control de tensión y así atender el crecimiento de la demanda en la zona Guasave, Sinaloa. Las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transmisión:

- LT Caimanero entronque Los Mochis Industrial – Guamúchil Dos en 230 kV.
- LT Caimanero entronque Guasave – Santa María en 115 kV (en dos Tramos).
- LT Caimanero – Bamoa en 115 kV.

Transformación:

- Un Autotransformador de 225 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV en la nueva SE Caimanero (aledaña a la futura SE Naranjo). Se considera una fase de reserva de 75 MVA.

Adicionalmente se consideran dos alimentadores en 230 kV, cuatro alimentadores en 115 kV para interconexión de las LT involucradas, un alimentador para la bahía de amarre en 115 kV y 1 alimentador para la bahía de amarre en 230 kV en la SE Caimanero.

Alternativa 2

Transmisión:

[65] Ibidem 52

- LT Carboneras entronque Los Mochis Industrial – Guamúchil Dos en 230 kV.
- LT Carboneras entronque Guasave – San Rafael Ampliación en 115 kV.
- LT Carboneras – Bamoa en 115 kV.

Transformación:

- Un Autotransformador de 225 MVA de capacidad y relación de transformación de 230/115 kV en la nueva SE Carboneras. Se considera una fase de reserva de 75 MVA.

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15.0 MVAr ubicado en la SE Naranjo en 115 kV.

Adicionalmente se consideran dos alimentadores en 230 kV, cuatro alimentadores en 115 kV para interconexión de las LT involucradas, un alimentador para la bahía de amarre en 115 kV y un alimentador para la bahía de amarre en 230 kV en la SE Carboneras.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las Figuras 9.4.7.5 y 9.4.7.6 se muestran los diagramas simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.7.5. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

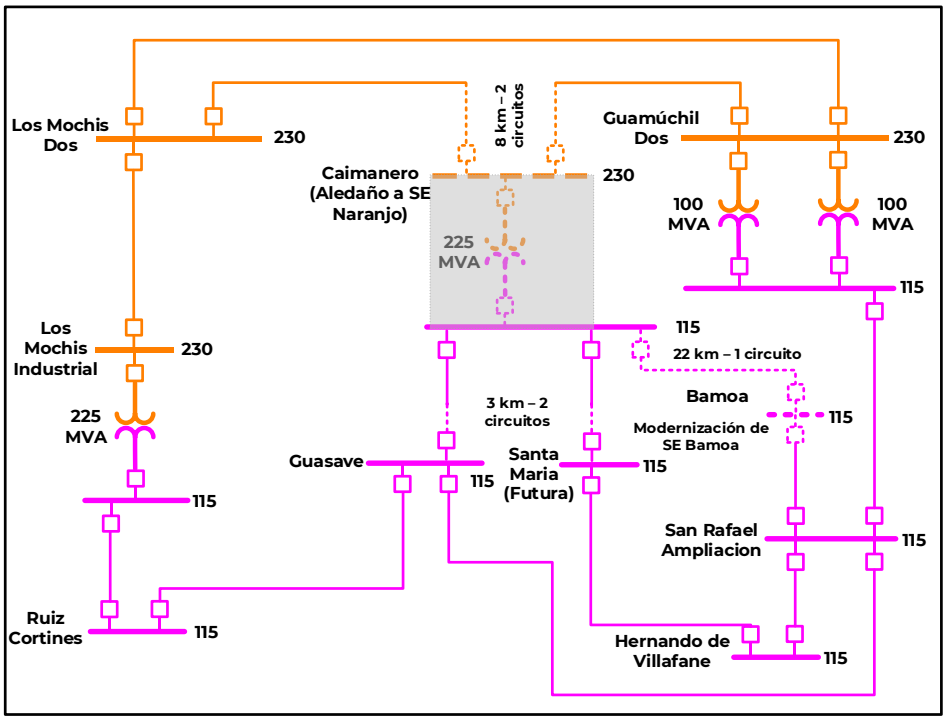
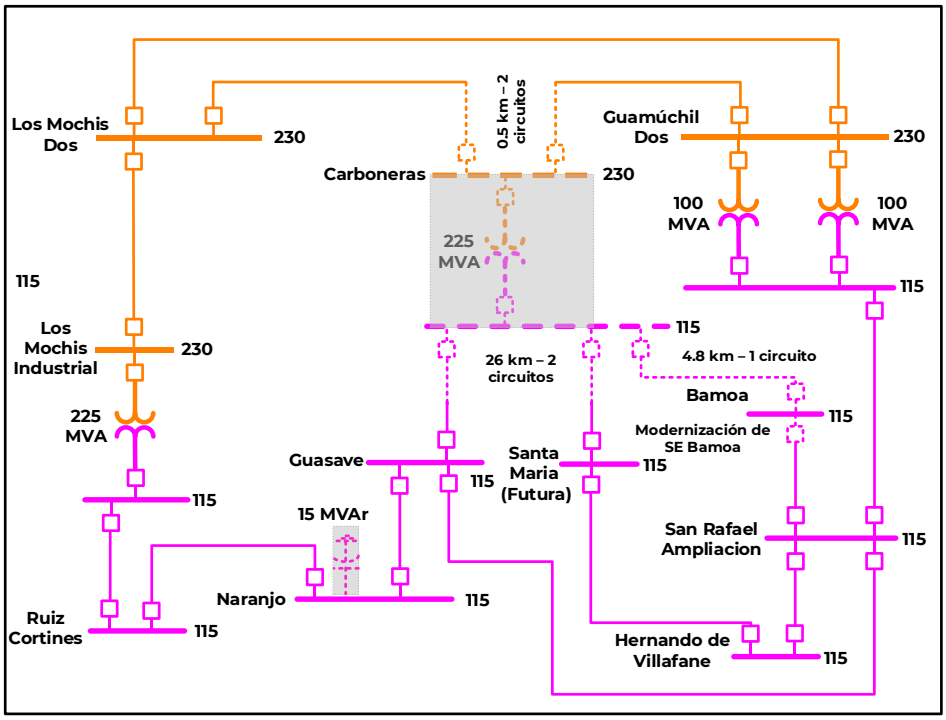


Figura 9.4.7.6. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **701.6 millones de pesos** (34.7 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

El proyecto considera los alimentadores en 230 kV y 115 kV para la conexión de las líneas de transmisión y complementar la configuración Barra principal – Barra Auxiliar.

Los cuadros 9.4.7.1 a 9.4.7.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.7.1. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Caimanero entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	230	2	16.0	abr-27	abr-27
LT derivación Caimanero entronque Guasave – Santa María (Futura)	115	2	6.0	abr-27	abr-27
LT Caimanero - Bamoa	115	1	22.0	abr-27	abr-27
Total			**44.0**		

Cuadro 9.4.7.2. Obras de Transformación de la Alternativa 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero Banco 1 (aledaña a la futura SE Naranjo)	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	abr-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.7.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Caimanero	Alimentador Nuevo	2	230	abr-27	abr-27
Caimanero (alimentador de amarre)	Alimentador Nuevo	1	230	abr-27	abr-27
Bamoa	Alimentador Nuevo	2	115	abr-27	abr-27
Caimanero	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	abr-27
Bamoa (alimentador de amarre)	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	abr-27
Total		**7**			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **779.915 millones de pesos** (38.59 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

El proyecto considera los alimentadores en 230 kV y 115 kV para la conexión de las líneas de transmisión y actualización a una configuración de Barra principal – Barra Auxiliar.

Los cuadros 9.4.7.5 a 9.4.7.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.7.5. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Carboneras entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos	230	2	1.0	abr-27	abr-27
LT Carboneras derivación Guasave (Tramo 1)	115	2	16.8	abr-27	abr-27
LT Derivación Guasave entronque Guasave – Santa María (Futura) (Tramo 2)	115	2	35.2	abr-27	abr-27
LT Carboneras - Bamoa	115	1	4.8	abr-27	abr-27
Total			**57.8**		

Cuadro 9.4.7.6. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Carboneras Banco 1	4	AT	300	230/115 kV	abr-27	abr-27
Total			**300**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.7.7. Obras de Compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Naranjo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27
Total			**15.0**		

Cuadro 9.4.7.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Carboneras	Alimentador Nuevo	2	230	abr-27	abr-27
Carboneras (alimentador de amarre)	Alimentador Nuevo	1	230	abr-27	abr-27
Bamoa	Alimentador Nuevo	2	115	abr-27	abr-27
Bamoa (alimentador de amarre)	Alimentador Nuevo	1	115	abr-27	abr-27
Carboneras	Alimentador Ampliación	2	115	abr-27	abr-27
Total		**8**			

En los cuadros 9.4.7.9 y 9.4.7.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Al realizar una comparativa entre los cuadros 9.4.7.9 y 9.4.7.10 se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.7.9. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2,327.78	67.30	2,395.08	1,711.58	598.30	683.50	1.14

Cuadro 9.4.7.10. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2,323.42	77.2063.95	2,387.37	1,717.09	663.19	670.28	1.01

Alternativa Propuesta

El Cuadro 9.4.7.11 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa que ambas Alternativas presentan valores de saturación similares, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos.

Cuadro 9.4.7.11. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	303 MW	222 MW
Alternativa 1	507 MW	382 MW
Alternativa 2	474 MW	389 MW

El Cuadro 9.4.7.12 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.7.12. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	701.65	779.92
Relación Beneficio/Costo	1.14	1.01

Los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Guasave.

P22-NO2 Compensación Capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán

Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico de las localidades y poblaciones aledañas del poniente del municipio de Culiacán, estado de Sinaloa, actualmente, se realiza a través de la SE Navolato en 115 kV. Dicha Subestación Eléctrica está conectada con una línea de transmisión de 17.8 km en derivación de la LT Culiacán Poniente – La Higuera en 115 kV, la derivación se encuentra localizada aproximadamente a 8.0 km de la SE La Higuera y 23.0 km de la SE Culiacán Poniente.

La zona poniente de Culiacán en el área de Navolato en 115 kV presenta un alto crecimiento en la demanda en el mediano plazo, la infraestructura eléctrica que tendrá el área de influencia considera a las SE Villa Ángel Flores y Navolato, se estima que en 2026 se tendrá una problemática de control de voltaje en el área de influencia del proyecto.

SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización de dos proyectos que inciden directamente en el área de influencia como es el proyecto “D20-NO1 Villa Angel Flores Banco 1” que descarga los bancos de transformación de la SE Navolato y el proyecto “M21-NO3 Normalizar la derivación en la LT Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera” que considera la LT Navolato entronque Villa Angel Flores – La Higuera y permitirá alimentar en forma confiable y segura el área de influencia.

Sin embargo, con el crecimiento de la demanda y la lejanía de los puntos de suministro se tendrá una problemática de bajos voltajes en escenarios de contingencia.

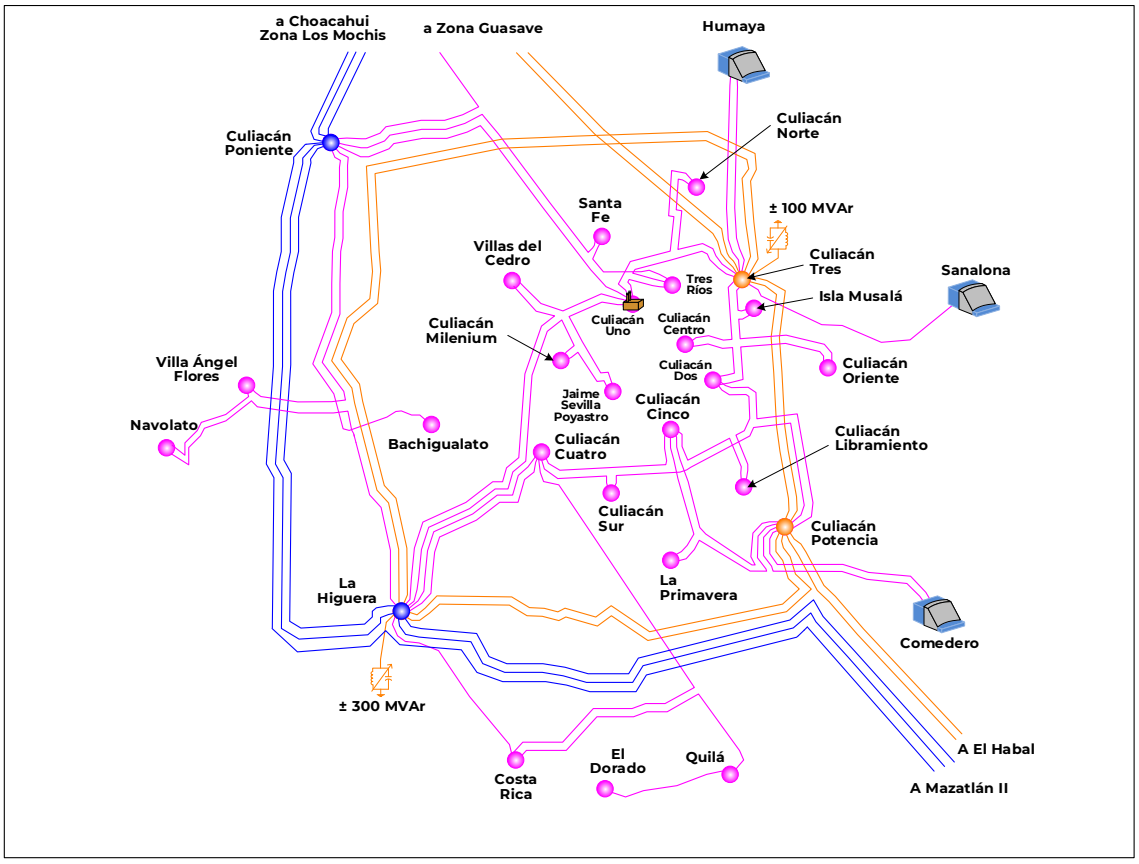
Actualmente, en el área de influencia no se cuenta con ningún elemento de compensación capacitiva para mantener el voltaje dentro de rangos de operación permitidos en el CdR, por lo que se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia.

Con base en estudios de análisis de contingencias se determina que, ante la contingencia sencilla de la LT Culiacán Poniente – Villa Angel Flores en 115 kV, las SE Villa Angel Flores y Navolato, ambas en 115 kV, quedan conectadas en forma radial desde la SE La Higuera, la cual se encuentra alejada a 43.3 km del área de influencia

presentándose una problemática de bajo voltaje, con valores por debajo de los limites operativos permisibles, lo que pone en riesgo la Confiabilidad, Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico al poniente de la zona Culiacán.

En la Figura 9.4.8.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2026 en la zona Culiacán. En éste se incluyen todos los proyectos que han sido instruidos por SENER a los transportistas y distribuidores con fecha de entrada en operación previa al verano de 2026.

Figura 9.4.8.1. Diagrama unifilar simplificado de la infraestructura eléctrica de 2026 en la zona Culiacán.[66]



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

CFE Transmisión envió a CENACE mediante el Oficio con fecha del 30 de marzo de 2022, un documento denominado "Informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la Red Eléctrica, incluyendo los imponderables que pudieran ocasionar atraso" con corte al 31 de diciembre de 2021.

En el documento, establece la fecha de entrada en operación factible del proyecto M21-NO3 Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato a diciembre de 2026. Por tal motivo, debido a que el nuevo proyecto de compensación capacitiva requiere que previamente se encuentre en operación el

[66] Ibidem 52

proyecto M21-NO3, se ha considerado previo al verano de 2027.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para el año 2027, se han identificado Alternativas de solución a la problemática de regulación de voltaje en el área de influencia que permitirá atender el crecimiento de la demanda en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de elementos de transmisión y transformación en 115 kV; las Alternativas son las siguientes:

Alternativa 1

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores en la SE Navolato con una capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

Alternativa 2

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores en la SE Navolato con una capacidad de 15.0 MVAr en 115 kV y un banco de capacitores en la SE Villa Angel Flores con una capacidad de 7.5 MVAr en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

En las Figuras 9.4.8.2 y 9.4.8.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas correspondientes, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.8.2. Diagrama unifilar simplificado en el corredor de 115 kV del área de influencia en 2026 con el proyecto de la Alternativa 1.

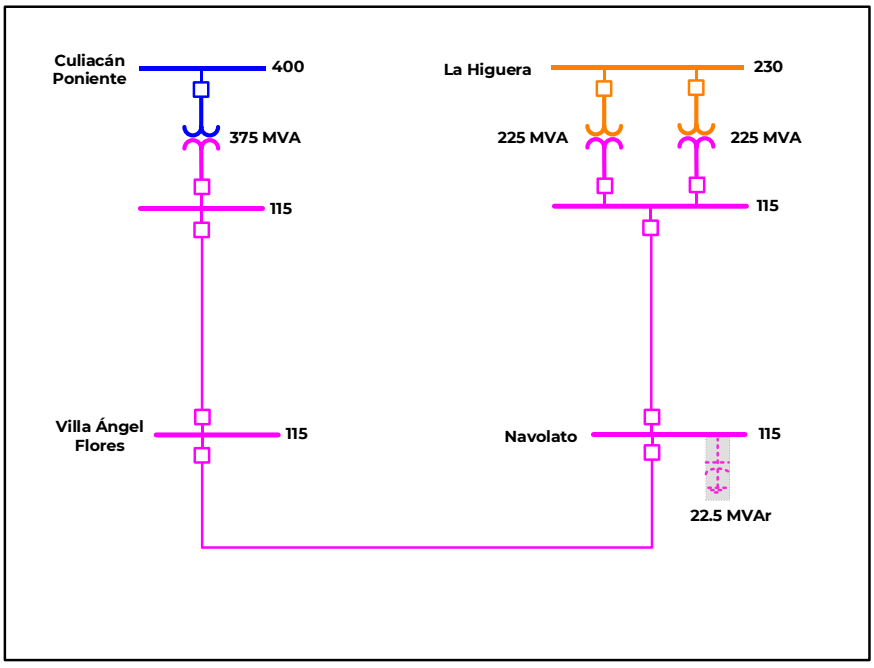
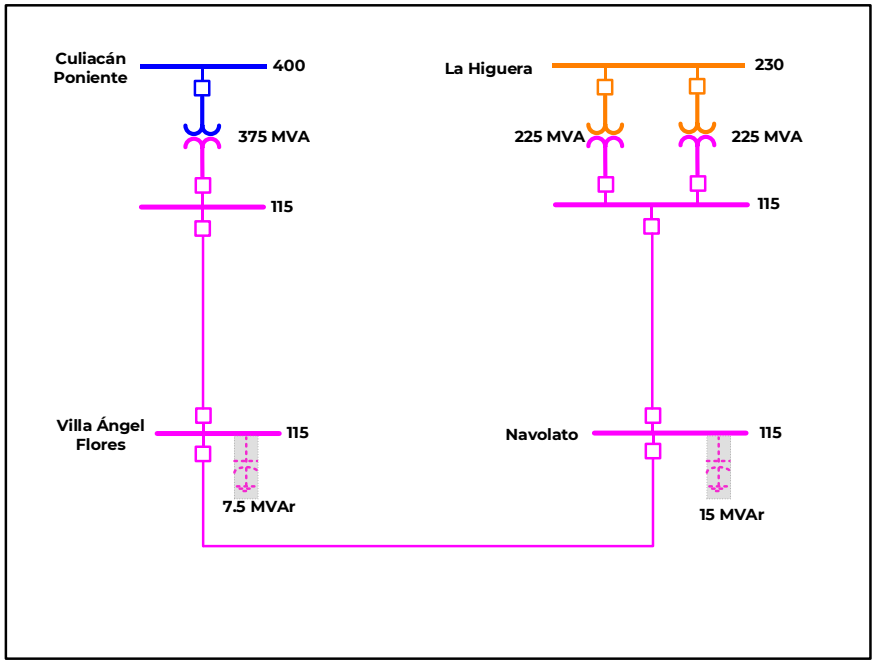


Figura 9.4.8.3. Diagrama unifilar simplificado en el corredor de 115 kV del área de influencia en 2026 con el proyecto de la Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **16.46 millones de pesos** (0.8 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Navolato con capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

El Cuadro 9.4.8.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.8.1. Obras de Compensación de la Alternativa 1.

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Navolato MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-26	abr-27
Total			**22.5**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **31.3 millones de pesos** (1.54 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Navolato con capacidad de 15.0 MVAr en 115 kV y un banco de capacitores en la SE Villa Ángel Flores con capacidad de 7.5 MVAr en 115 kV.

El Cuadro 9.4.8.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.8.2. Obras de Compensación de la Alternativa 2.

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Navolato MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-27
Villa Ángel Flores MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-27
Total			**22.5**		

En los Cuadros 9.4.8.3 y 9.4.8.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, las cuales fueron evaluadas con la metodología de demanda incremental.

De las Alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económica y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.8.3. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
21.75	27.0	48.75	1.29	15.04	47.46	3.16

Cuadro 9.4.8.4. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
23.03	28.45	51.47	2.44	28.58	49.03	1.72

Alternativa Propuesta

El Cuadro 9.4.8.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área de influencia.

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 en las SE que se encuentran conectadas al poniente de la zona Culiacán.

Cuadro 9.4.8.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas.

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	153.7 MW	79.9MW
Alternativa 1	172.7 MW	103.3 MW
Alternativa 2	170.3 MW	105.7 MW

El Cuadro 9.4.8.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.8.6. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Control de calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	16.46	31.29
Relación Beneficio/Costo	3.16	1.72

P22-NO3 Compensación Capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico de las poblaciones aledañas al noreste de Hermosillo en el corredor hacia el municipio de Santa Ana se logra a través de la SE Hermosillo Tres (HLT) la cual está conectada mediante línea de transmisión a la SE Viñedos (VNO), esta a su vez tiene conexión con una línea de transmisión a la SE Oasis (OAS) y finalmente esta se conecta a la SE Santa Ana (STA).

El crecimiento de la demanda esperada en las Subestaciones Eléctricas que conforman el corredor de transmisión en el nivel de tensión de 115 kV entre la SE Hermosillo Tres ubicada al norte de Hermosillo y la SE Santa Ana en Nogales, tiene un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones de carga de índole agrícola y minera. Para suministrar la demanda del área de influencia se tiene programado la entrada en operación de proyectos integrados por las SE El Llano y Terramara, con capacidad de transformación de 20 MVA con una relación de transformación de 115/34.5 kV, cada una.

La incorporación de la nueva infraestructura asegura la Confiabilidad del suministro de energía en la zona entre Hermosillo y Santa Ana con la cual se pretende atender el crecimiento esperado de la demanda en los siguientes años, pero para atender las necesidades de potencia reactiva capacitiva SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto “P19-NO1 Viñedos MVAr” que consiste en instalar un banco de capacitores de 22.5 MVAr con fecha de entrada en operación de 2023.

Con los proyectos instruidos será posible solventar problemáticas de voltaje y atender la demanda, sin embargo en el mediano plazo, la problemática de regulación de tensión se presentará con el incremento de carga, además el corredor de trasmisión en 115 kV entre las SE Hermosillo Tres y Santa Ana tiene una longitud de 160 km aproximadamente, así como Subestaciones Eléctricas intermedias dispersas con suministro de potencia reactiva lejana, por lo que se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia dentro de la cual se localiza la SE Oasis.

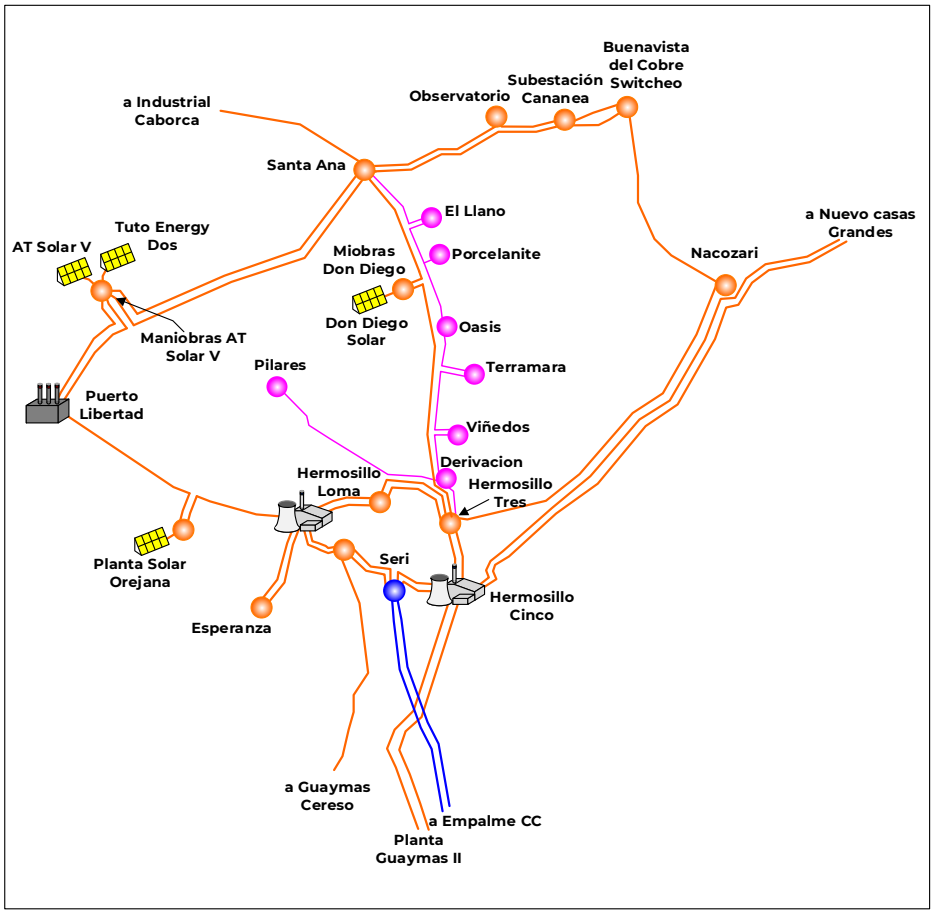
Actualmente, la SE Oasis tiene una capacidad de trasformación de 32.5 MVA, considerando un transformador de 20 MVA (T-01) y un transformador provisional de 12.5 MVA(T-03) el cual saldrá de operación el año 2023 y su carga será trasladada a la futura SE Terramara.

En 2026, se presenta la problemática de baja tensión ante contingencia sencilla en el corredor de 115 kV, resultando críticas las fallas en las líneas de transmisión de los extremos del corredor que dejan el total de la carga del área de influencia desde las SE Hermosillo Tres o Santa Ana, según sea el

caso, provocando tensiones por debajo de los Límites Operativos establecidos. Por lo anterior, se requiere la implementación de EAR-DAC para solventar la contingencia sencilla, lo que repercute directamente en la Calidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica al área de influencia del proyecto.

En la Figura 9.4.9.1. se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2026.

Figura 9.4.9.1. Diagrama unifilar simplificado de la Infraestructura eléctrica de 2026 en la zona Hermosillo[67]



Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2026, se han identificado dos Alternativas de solución a la problemática de regulación de voltaje lo cual brindará mayor Confiabilidad en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia, y así se podrá atender el crecimiento de la demanda al noreste de la zona Hermosillo; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

-
- Instalación de un banco de capacitores en la SE Oasis con una capacidad de 15 MVAr en 115 kV.

Alternativa 2

[67] Ibidem 52

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores en la SE El Llano con una capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las Figuras 9.4.9.2 y 9.4.9.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas correspondientes, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.9.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

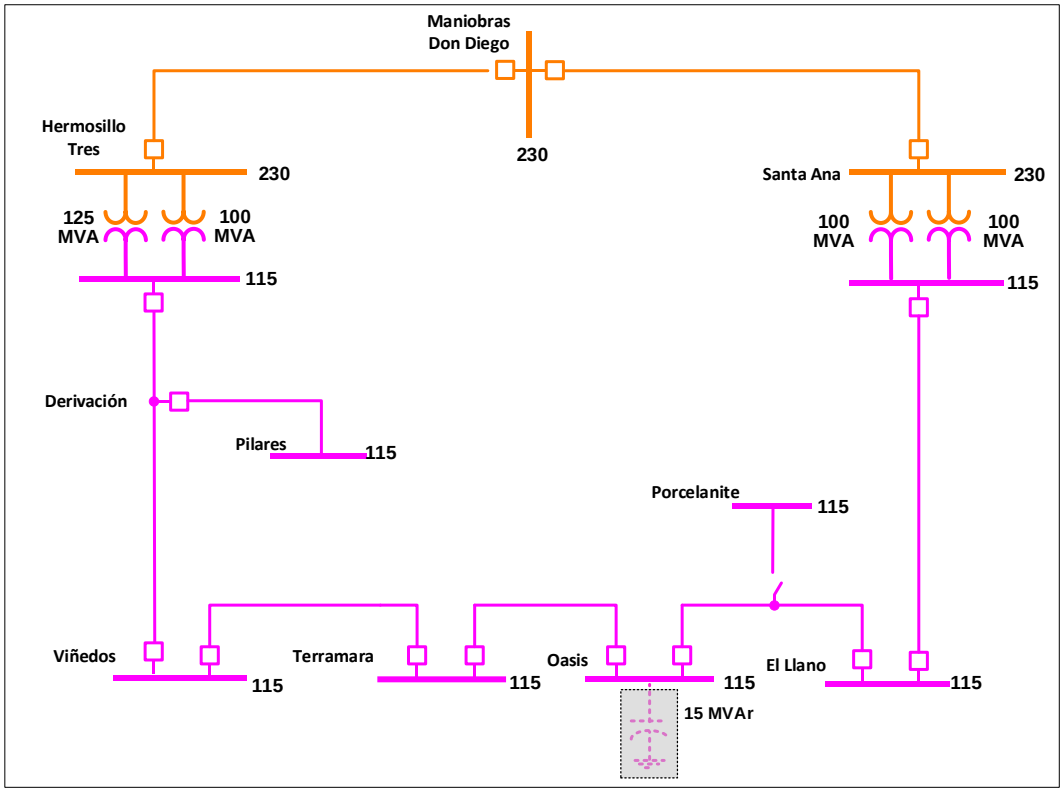
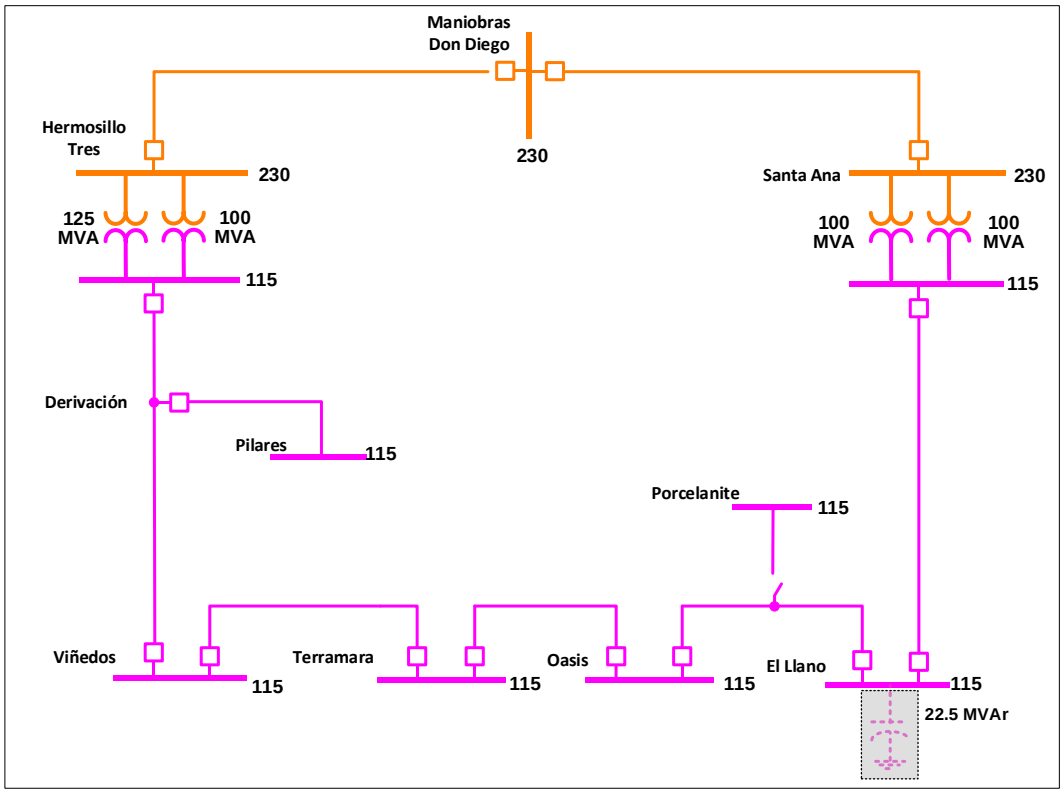


Figura 1.1.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **15.918 millones de pesos** (0.79 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE Oasis con capacidad de 15 MVAr en 115 kV.

El cuadro 9.4.9.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.9.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Oasis MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-26
Total			**15.0**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **16.462 millones de pesos** (0.81 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa consiste en instalar un banco de capacitores, en las SE Oasis El Llano con capacidad de 22.5 MVAr en 115 kV.

El cuadro 9.4.9.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.9.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Llano MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-26	abr-26
Total			**22.5**		

Indicadores técnicos y económicos.

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica al noreste de la zona Hermosillo y Santa Ana específicamente en el corredor de 115 kV.

De las Alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de compensación capacitiva en el 115 kV.

En los cuadros 9.4.9.3 y 9.4.9.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo superior a la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.9.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
3.66	17.46	21.12	1.25	14.54	19.87	1.37

Cuadro 9.4.9.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
8.51	11.66	20.16	1.29	15.04	18.87	1.26

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.9.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área de influencia, en donde la Alternativa 1, presenta una mayor demanda de saturación tanto en Red Eléctrica completa como ante contingencia sencilla.

Cuadro 9.4.9.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	104.0	53.6
Alternativa 1	123.5	65.6
Alternativa 2	115.6	60.8

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Finalmente, en el cuadro 1.1.6 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.9.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos de 2020	15.92	16.46
Relación Beneficio/Costo	1.37	1.26

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.

P22-NT1 Paso del Norte Banco 2

Diagnóstico operativo.

Para el suministro de energía eléctrica a Ciudad Juárez, Chihuahua y su zona conurbada, la Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de líneas de transmisión en 230 y 115 kV que interconectan las Subestaciones Eléctricas que la constituyen (Red Eléctrica anillada).

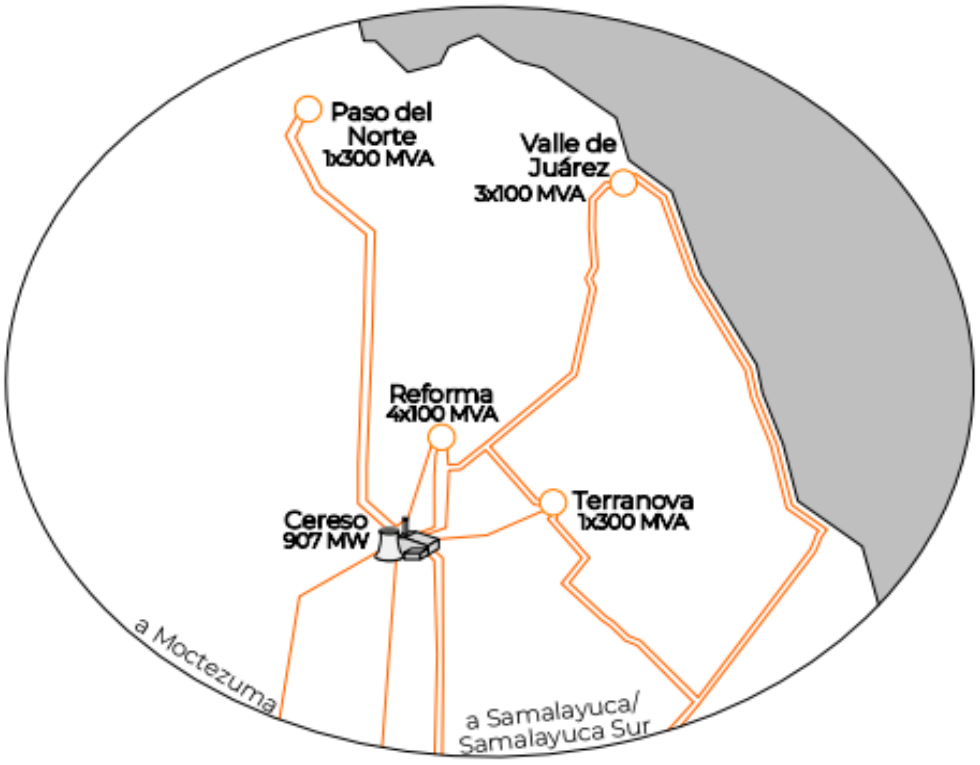
La alimentación principal de esta es a través de cuatro SE que cuentan con transformación 230/115 kV, para un total de 1,300 MVA. Una de esas es SE Terranova, en la cual se tiene en operación un AT de 230/115 kV de 300 MVA de capacidad nominal (Figura 9.4.10.1).

En la Red Eléctrica de transmisión de Ciudad Juárez se cuenta con tres FV, Border Solar de 150 MW en 230 kV, El Rollo Solar y Juárez Renovables de 30 MW cada uno en 115 kV.

La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2021 fue en horario vespertino de 1,051 MW y en horario nocturno de 1,011 MW, se pronostica que para el 2026, será en horario vespertino de 1,228 MW y en horario nocturno de 1,180 MW (Figura 9.4.10.3).

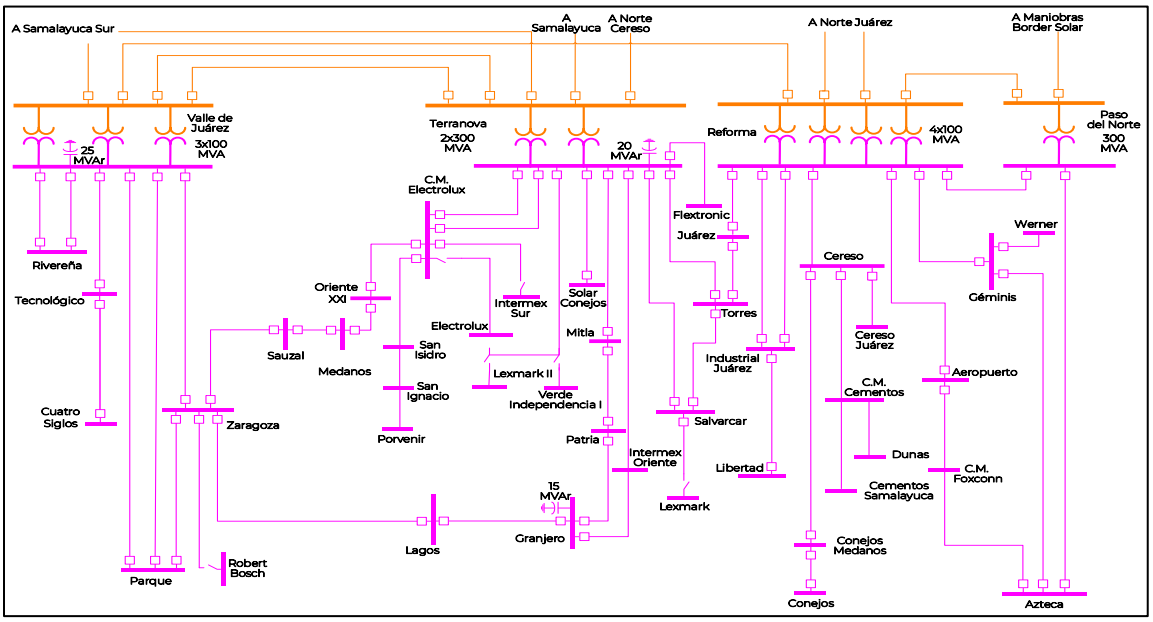
.

Figura 9.4.10.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Juárez[68]



[68] Ibidem 52

Figura 9.4.10.2. Diagrama unifilar de la zona Juárez



Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en nivel de 115 kV, principalmente, desde las SE Reforma y Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación 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 encuentra la SE Paso del Norte y Valle de Juárez, ubicada al norte de la ciudad Juárez, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los usuarios dentro de la mancha urbana.

Durante 2021, debido a la diferencia de diseño el transformador de Reforma (REA AT-04) de 100 MVA, 230/115 kV alcanzó un flujo máximo de 96 MVA, mientras que en 2020 el flujo máximo reportado fue de 93 MVA, que ambos flujos representan un 96% y 93% de cargabilidad respectivamente, el AT de Terranova (TER AT-99) de 300 MVA, 230/115 kV alcanzó un flujo máximo de 298 MVA, mientras que en 2020 el flujo máximo reportado fue de 288 MVA, representan un 99% y 96% de cargabilidad respectivamente. Los AT de Paso del Norte (PNR AT-99) y Valle de Juárez (VJZ AT-99, VJZ AT-98 y VJZ AT-97) alcanzaron aproximadamente el 90% de su capacidad nominal. Lo anterior representa un incremento de carga del 3.5%

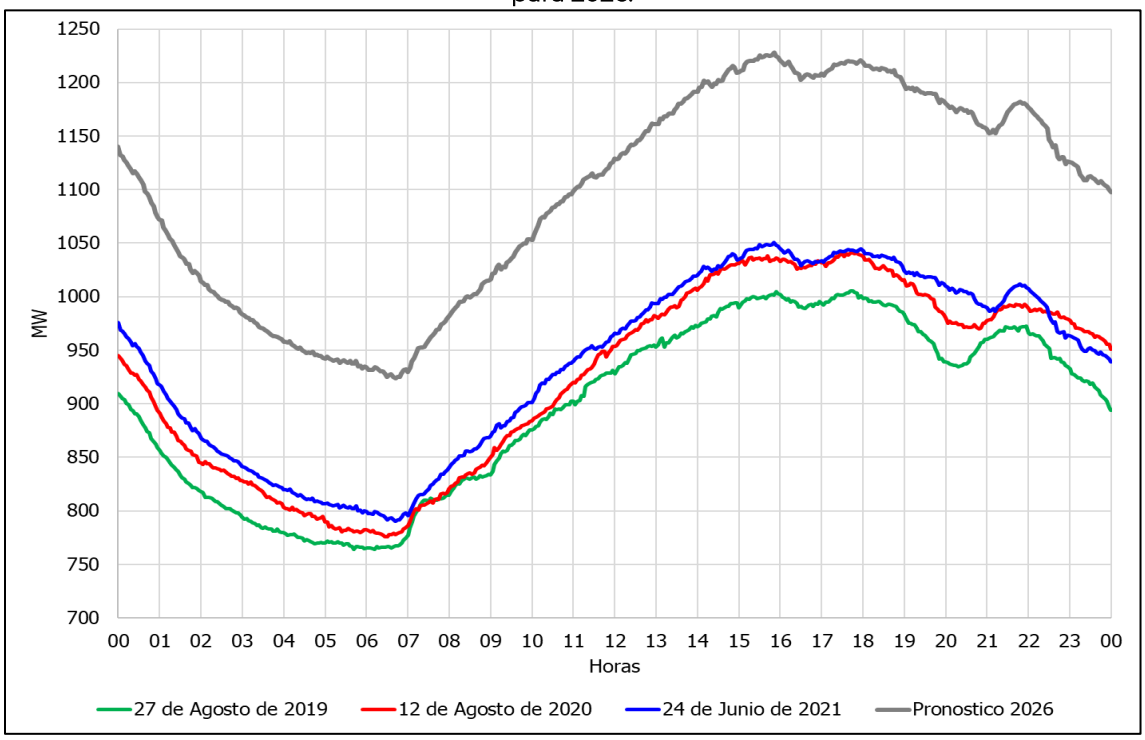
Ante el disparo de TER AT-99 provocaría la operación de Esquema de Acción Remedial, afectando una cantidad importante de carga mayormente industrial. Si no se contara con EAR, se presentaría el colapso de la región alimentada por SE Terranova, ya que la carga dependiente de esta Subestación Eléctrica se alimentaría únicamente por la LT Reforma – 73290 – Torres.

En junio de 2019 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto de un nuevo AT de 300 MVA, 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 junio de 2024.

Actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga de tipo industrial en la zona urbana de la ZOT Juárez, condicionadas a la entrada en operación del nuevo autotransformador en Terranova de 300 MVA de capacidad.

En la figura 9.4.10.3 se muestra el comportamiento del día de la demanda máxima de la zona urbana de Juárez; así como una proyección para el año 2026.

Figura 9.4.10.3. Comportamiento del día de la demanda máxima de la zona urbana de Juárez y estimado para 2026.



Para el 2026, la alta dependencia de un solo elemento de transformación en el norte de Ciudad Juárez (AT-99 de Paso del Norte) ocasiona que, ante la pérdida de este equipo, la Red Eléctrica asociada sufra un estrés importante, tal como sobrecarga de transformación y voltajes fuera de Límites Operativos permisibles Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año.

De acuerdo con los pronósticos de demanda de 2026, para el escenario de demanda máxima de verano 2026 (horario vespertino de 1,228 MW y en horario nocturno de 1,180 MW) y considerando el segundo AT en la SE Terranova en junio de 2024, la carga en Estado Operativo Normal (sin contingencia) del AT-99 de la SE Paso del Norte será del 85% de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de la contingencia del disparo de PNR AT-99, los AT en las SE Valle de Juárez y Reforma alcanzarían sobrecargas de entre 7 y 23 %, respectivamente.

Por la sobrecarga en estado estable para 2026 y para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a actuales y nuevos Centros de Carga industriales; así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y voltajes fuera de límites permisibles operativos, es necesario adicionar capacidad de transformación y compensación reactiva para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Alternativa 1:

El proyecto Paso del Norte Banco 2 consiste en las siguientes obras:

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 100 MVA cada una y relación de transformación 230/115 kV en la SE Paso del Norte.

Compensación:

- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Paso del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Reforma.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Cuatro Siglos.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Libertad.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Médanos.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En la Figura 9.4.10.4 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2:

El proyecto Juárez Potencia Banco 1 consiste en las siguientes obras:

Transmisión:

- LT entronque en Terranova–93490-Valle de Juárez de dos circuitos con una longitud estimada de 0.5 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.
- LT entronque en Zaragoza-Sauzal de dos circuitos con una longitud estimada de 2.0 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de 7 km-c de la LT Médanos – 73530 – Zaragoza de conductor actual 477 kcmil tipo ACSR a conductor 1113 kcmil tipo ACSR (o equivalente).

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA (incluye reserva) cada una y relación de transformación 230/115 kV en la nueva SE Juárez Potencia.

Compensación:

- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Juárez Potencia.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Paso del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Reforma.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Cuatro Siglos.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Libertad.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Médanos.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Juárez Potencia para la conexión de la LT Terranova -93490- Valle de Juárez.

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Juárez Potencia para la conexión de la LT Zaragoza-Sauzal.

En la Figura 9.4.10.5 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Figura 9.4.10.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1.

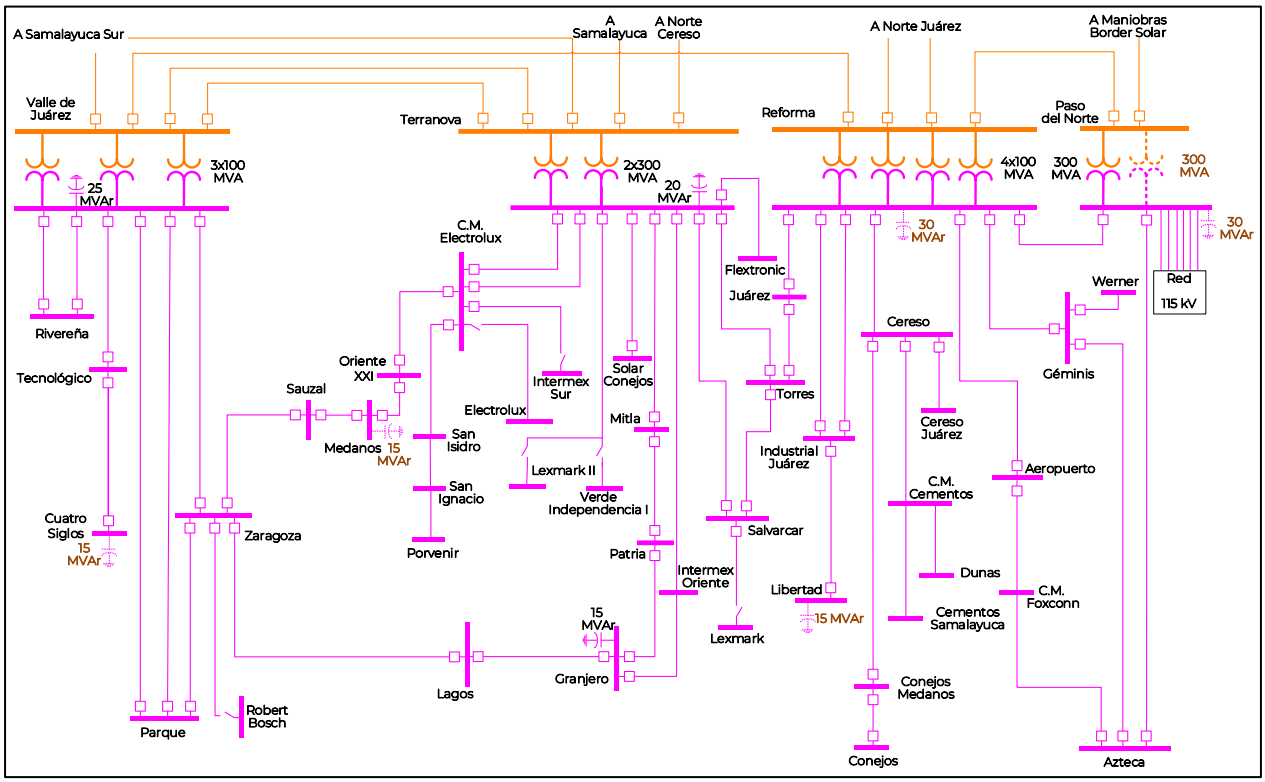
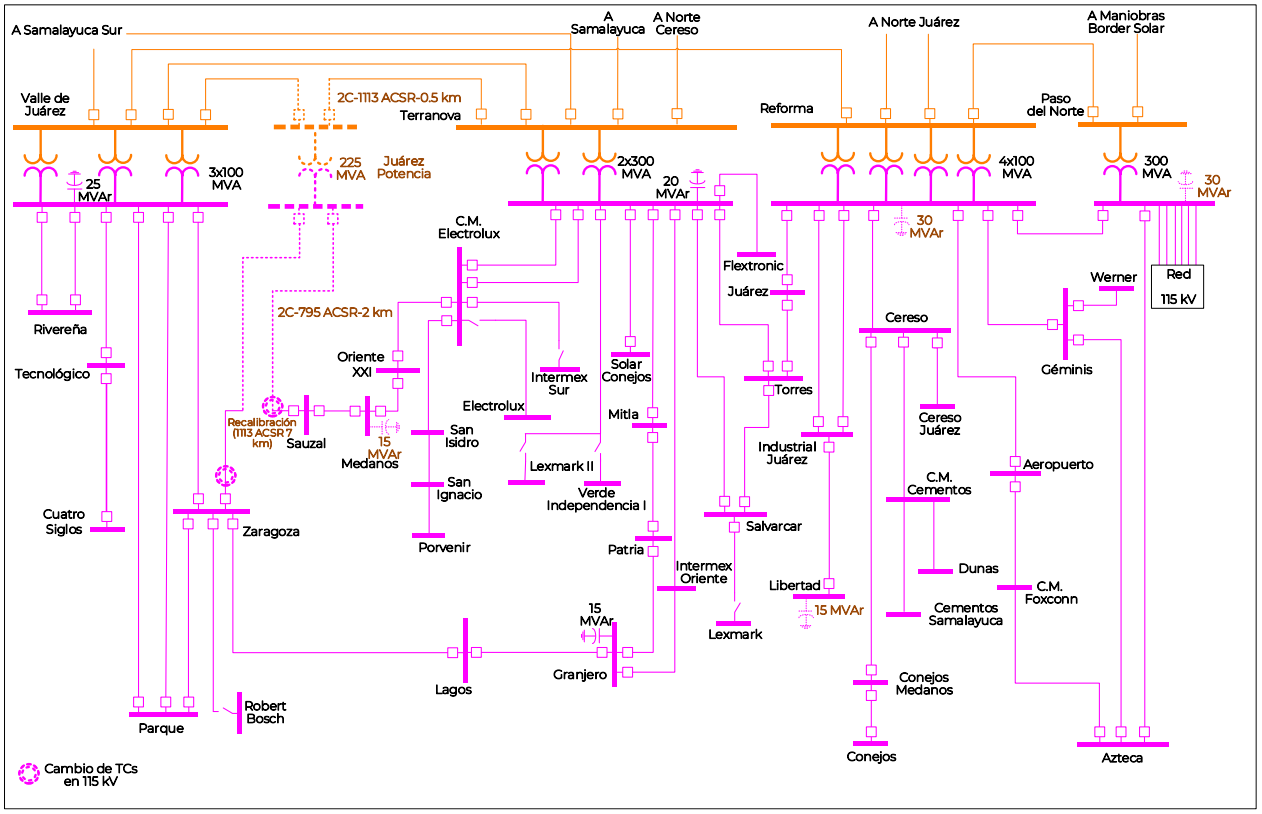


Figura 9.4.10.5. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **273.2 millones de pesos de 2021** (13.52 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

El cuadro 9.4.10.1 y 9.4.10.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.10.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-26	abr-26
Total	**3**		**300.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.10.2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Paso del Norte MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	abr-26
Reforma MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	abr-26
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Médanos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Libertad MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Total			**105**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **554.41 millones de pesos de 2021** (27.44 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

El cuadro 9.4.10.3 al 9.4.10.6 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
Juárez Potencia entronque Valle de Juárez -93490- Terranova	230	2	0.5	abr-26	abr-26
Juárez Potencia entronque Zaragoza-Sauzal	115	2	2.0	abr-26	abr-26
Sauzal – 73530 – Zaragoza (recalibración)	115	1	7.0	abr-26	abr-26
Total			**12.0**		

Cuadro 9.4.10.4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juárez Potencia Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-26	abr-26
Total	**4**		**300.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.10.5. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juárez Potencia MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	abr-26
Paso del Norte MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	abr-26
Reforma MVAr	Capacitor	115	30	abr-26	abr-26
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Libertad MVAr	Capacitor	115	15	abr-26	abr-26
Total			**135**		

Cuadro 9.4.10.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Juárez Potencia	Alimentador Ampliación	2	230	abr-26	abr-26
Juárez Potencia	Alimentador Ampliación	2	115	abr-26	abr-26
Juárez Potencia	Alimentador Amarre	1	230	abr-26	abr-26
Juárez Potencia	Alimentador Amarre	1	115	abr-26	abr-26
Zaragoza	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26
Sauzal	TC (sustitución)	1	115	abr-26	abr-26
Total		**6**			

Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima del área de influencia pronosticada para el año 2026 es de 1,228 MW.

En la figura 9.4.10.6, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2026 en la Red Eléctrica de transmisión de 115 kV del área de influencia, considerando la demanda de 1,228 MW de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto. Se puede observar que, en condición de Red Eléctrica completa no se tienen problemáticas de sobrecarga en los elementos de la Red Eléctrica. Por otra parte, ante contingencia del AT de la SE Paso del Norte, se presenta sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Reforma y Valle de Juárez.

En las figuras 9.4.10.7 a 9.4.10.11 se presentan las condiciones operativas incluyendo las obras de ambas Alternativas, en donde se observa que la contingencia más crítica para la Alternativa 1 es el disparo del AT-99 de la SE Paso del Norte, sin embargo, ante dicha condición no se presentan problemáticas de sobrecarga en los elementos del área de influencia, donde los bancos de transformación de la SE Valle de Juárez quedan por debajo del 90% de su capacidad nominal, y ante esta contingencia, los bancos de la SE Reforma quedarían por debajo del 100% de su capacidad.

Adicionalmente, las Alternativas propuestas tienen una ventaja operativa importante debido a que aportan soporte de tensión en la Red Eléctrica de 115 kV en caso de una contingencia sencilla de pérdida de un AT. La Alternativa 1 tiene un costo menor de inversión en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.4.10.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

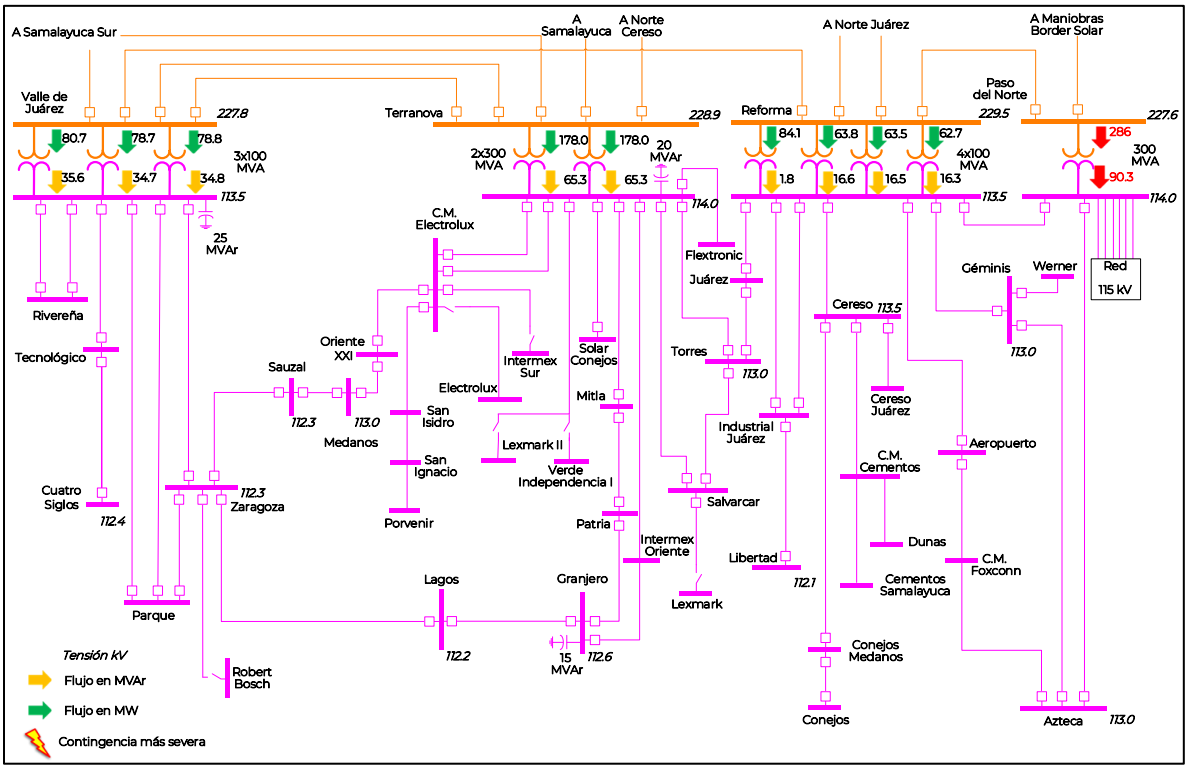


Figura 9.4.10.7. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

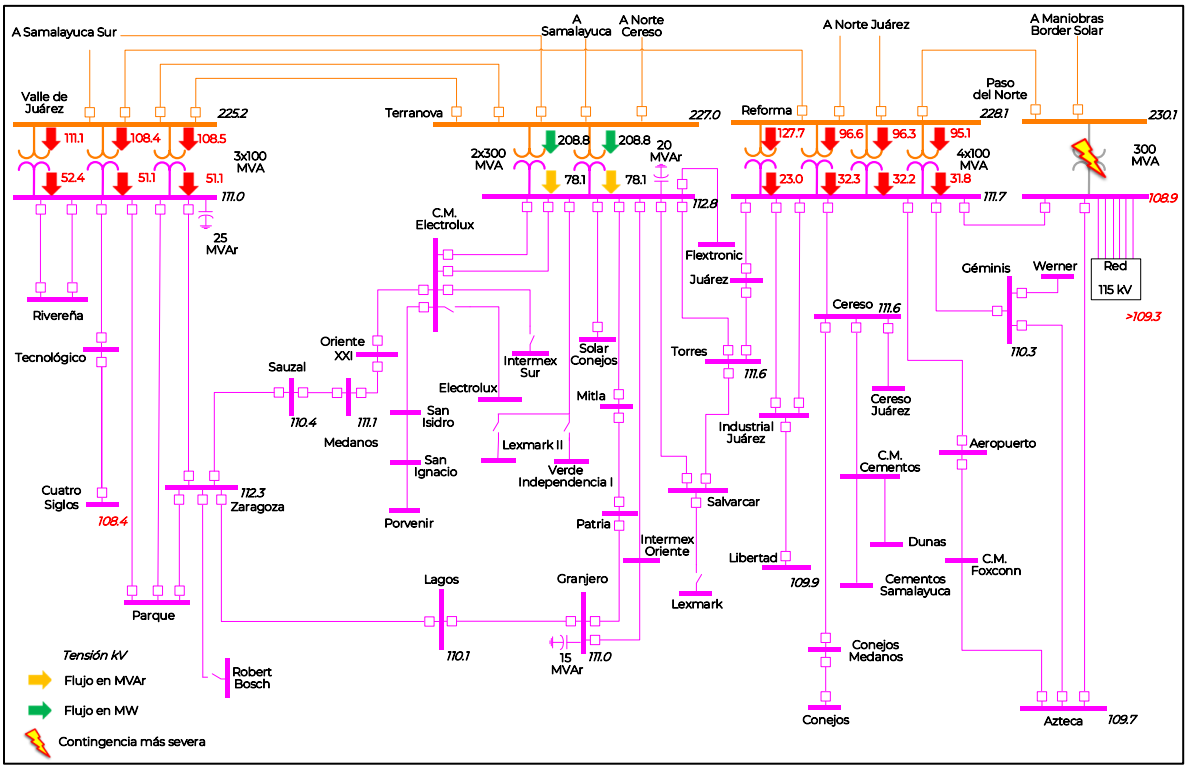


Figura 9.4.10.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

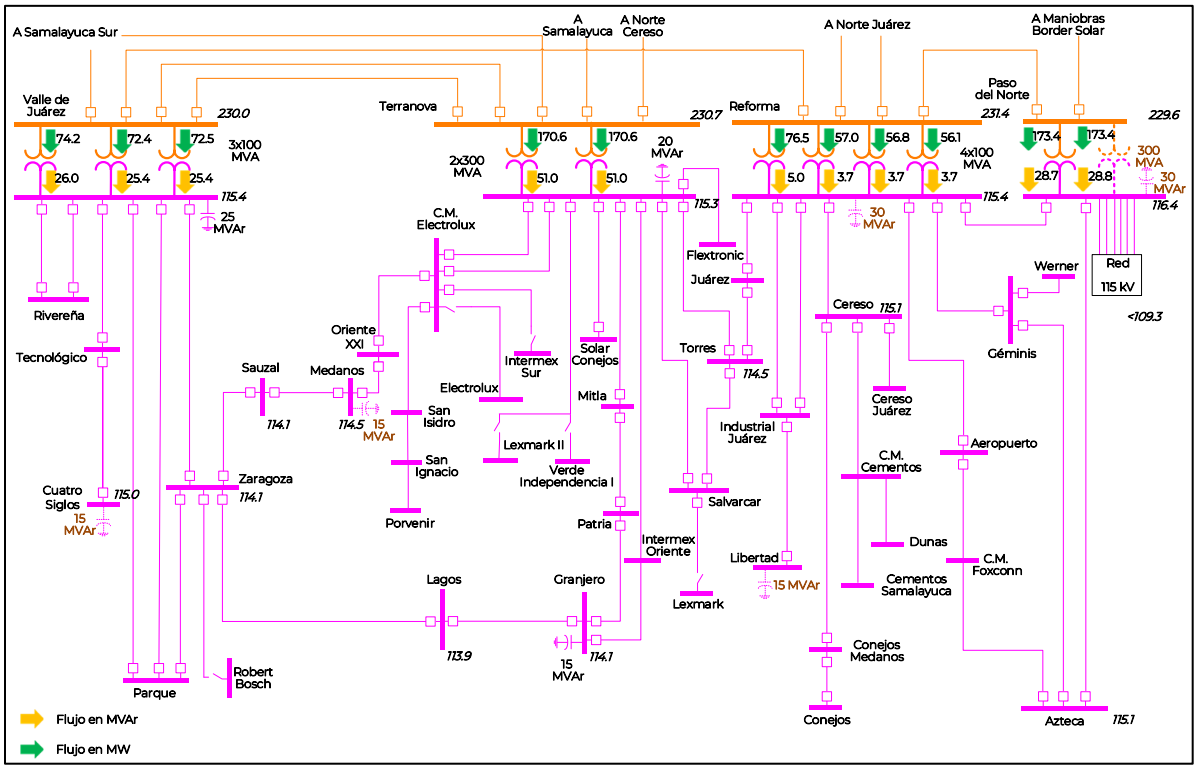


Figura 9.4.10.9. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

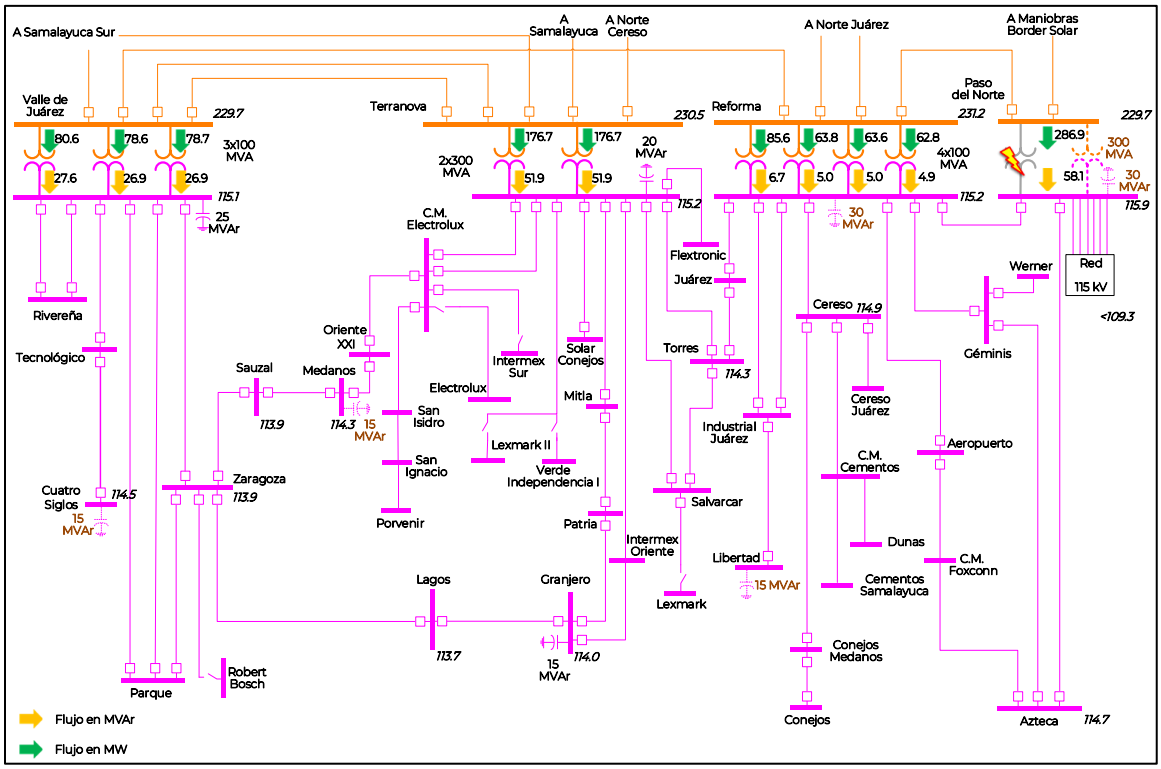


Figura 9.4.10.10. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)

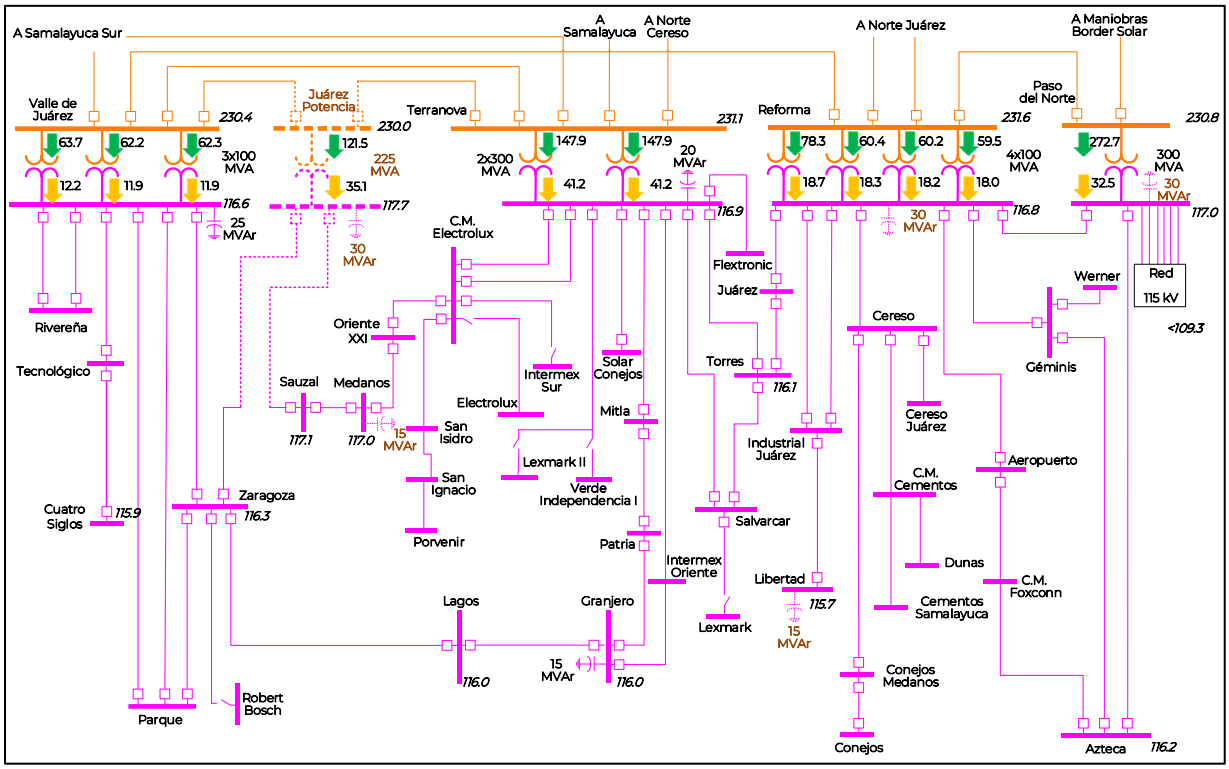
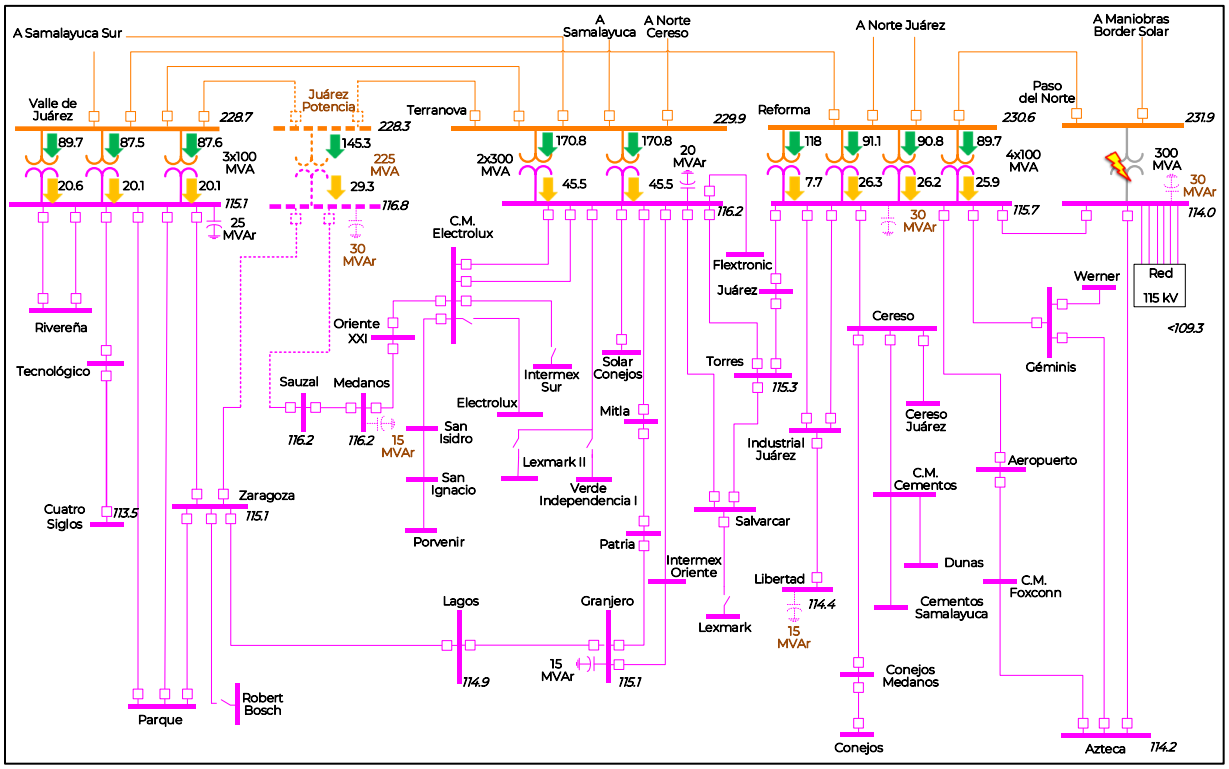


Figura 9.4.10.11. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.10.6 y 9.4.10.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por demanda incremental.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo.

Las pérdidas calculadas para el escenario de estudio sin considerar ninguna de las Alternativas son 1,340.2 MW, para el caso considerando las obras de la Alternativa 1 y 2 son 1338.4 y 1337.9 MW respectivamente. Resultando con menor cantidad de perdidas la Alternativa 2 por una cantidad marginal

Cuadro 9.4.10.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
138.26	90.02	2,440.78	1,898.58	256.4	542.19	2.11

Cuadro 9.4.10.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
489.21	5.07	970.49	447.57	517.85	522.92	1.01

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.10.8 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de la zona urbana de Juárez, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia.

Cuadro 9.4.10.8. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,277 MW	1,201 MW
Alternativa 1	1,570 MW	1,528 MW
Alternativa 2	1,414 MW	1,312 MW

El cuadro 9.4.10.9 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.10.9. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	273.20	554.41

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 de la Zona Juárez.

P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua

Diagnóstico operativo.

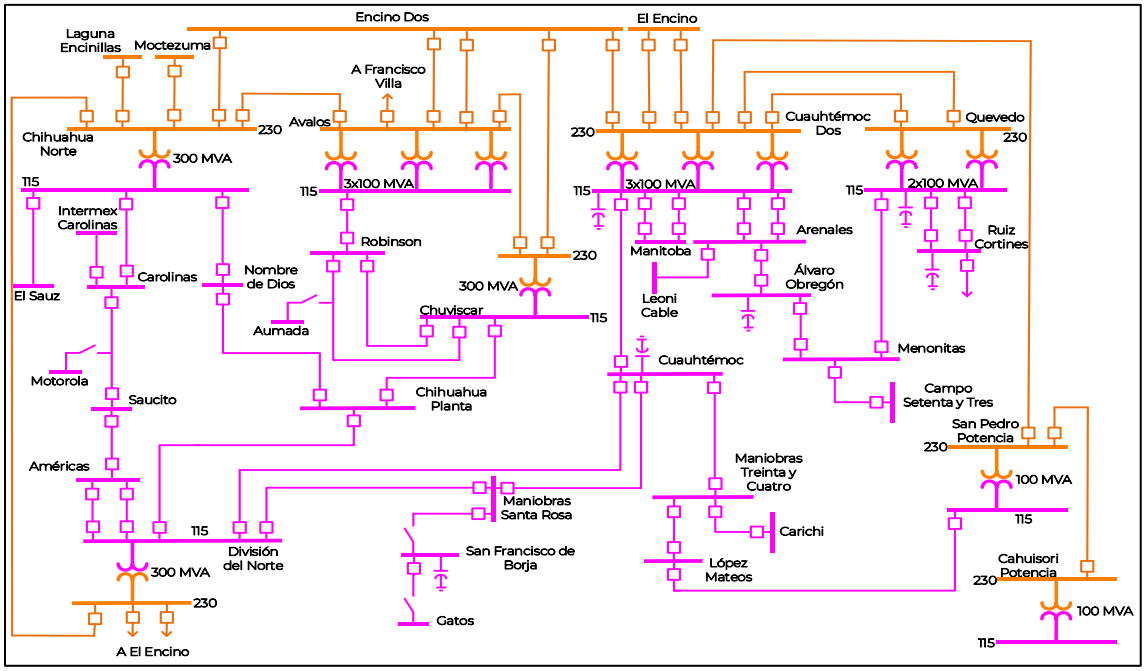
La ZOT Chihuahua atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Chihuahua; así como a la Ciudad de Cuauhtémoc y su zona conurbada. La Red Eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de líneas de transmisión en 400, 230 y 115 kV que interconectan las SE que la constituyen (Red Eléctrica anillada). La alimentación principal de la ciudad de Chihuahua es a través de cuatro SE que cuentan con transformación 230/115 kV, para un total de 1,000 MVA y para la ciudad de Cuauhtémoc y su zona conurbada es a través de cuatro SE que cuentan con transformación 230/115 kV, para un total de 700 MVA, la suma de estas dos zonas es de 1,700 MVA de capacidad de transformación (Figura 9.4.11.1).

La demanda máxima de la ZOT Chihuahua en 2021 fue de 1,250 MW, se pronostica que para el 2024 y 2025, será de 1,358 y 1,396 MW respectivamente lo que representa un incremento de carga del 2.8% por año (Figura 9.4.11.3). Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al norte de ciudad Chihuahua y se alimentan en nivel de 115 kV, principalmente, desde la SE Chihuahua Norte, además que recibe la mayor parte de generación proveniente de la ZOT Juárez, por la Compuerta Juárez-Chihuahua.

Figura 9.4.11.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red eléctrica de Zona de Operación Transmisión Chihuahua.[69]



Figura 9.4.11.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Chihuahua para el año 2025.



[69] Ibidem 52

Con flujos de transmisión en la Compuerta Juárez-Chihuahua de aproximadamente 970 MW al evaluar el disparo de la LT en 400 kV Moctezuma - A3A70 – El Encino se presentarían bajas tensiones en la Red Eléctrica de la ZOT Chihuahua, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de esta SE es de los más elevados y con mayor factor de carga de esta zona. De forma similar se encuentran las SE División del Norte, Avalos y Chuvíscar, ubicadas al sur de la ciudad Chihuahua, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los Usuarios dentro de la mancha urbana. Mientras que la Red Eléctrica actual de transmisión de 115 kV perteneciente a la zona de distribución Cuauhtémoc está conformada principalmente por cuatro SE: Cuauhtémoc II, Quevedo, San Pedro Potencia y Cahuisori Potencia, que alimentan en su mayoría campos agrícolas y minas. La Red Eléctrica de la zona Cuauhtémoc presenta una topología radial, lo que complica la operación del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión, elementos de transformación y/o compensación capacitiva.

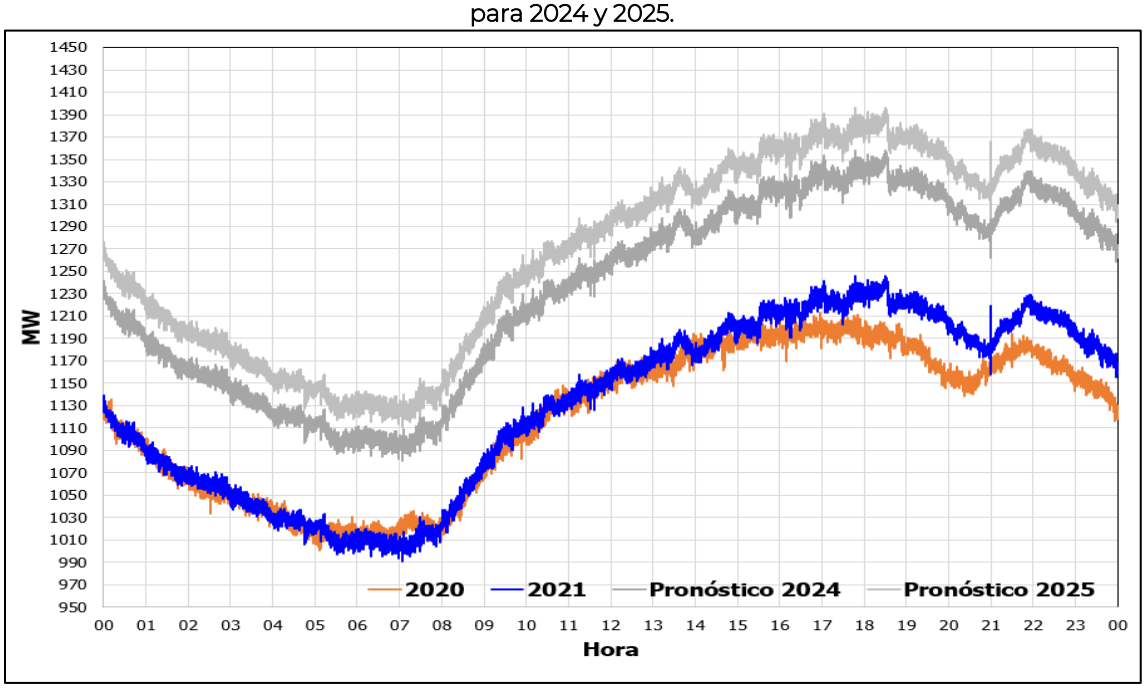
En el último año, los dos AT de 100 MVA, 230/115 kV de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operaron a su capacidad nominal y los AT de 100 MVA 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) operaron por arriba del 90% de su capacidad. Ante el disparo de uno de ellos provocaría la sobrecarga en los AT y el posible colapso de la región.

Para disminuir la carga en los transformadores de la SE Chihuahua Norte se realiza seccionamiento en la Red Eléctrica de 230 kV, impactando en la Confiabilidad de la ciudad de Chihuahua. Esta problemática se presenta considerando que a finales de mayo del 2018 entró en servicio de manera provisional el transformador móvil de 45 MVA, 230/23 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga de los AT de las SE Chihuahua Norte y Ávalos.

En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de un nuevo AT de 300 MVA, 230/115 kV para la SE Chihuahua Norte, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de un AT de 100 MVA de dicha SE hacia la SE Ávalos (P15-NT1), 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 diciembre de 2023 con un avance del 39%. 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 Chihuahua Norte de 300 MVA de capacidad. Sin embargo, de acuerdo con el crecimiento que se ha presentado en la ZOT y una vez considerando el proyecto P15-NT1 en diciembre de 2023, para el verano de 2024 se presenta la necesidad de compensación reactiva en el nivel de 115 kV.

En la figura 9.4.11.3 se muestra el comportamiento del día de la demanda máxima de la ZOT Chihuahua; así como una proyección para 2024 y 2025.

Figura 9.4.11.3. Comportamiento del día de la demanda máxima de la ZOT Chihuahua y pronosticado para 2024 y 2025.



De acuerdo con el pronóstico de demanda de 2024, ante la pérdida de un elemento de la Red Eléctrica asociada ocasiona sobrecarga de transformación y tensiones fuera de Límites Operativos permisibles. Para el escenario de demanda máxima de 2025 es probable que se presenten tensiones inoperables sin contingencia, lo que llevaría afectaciones de carga previos a la ocurrencia de la demanda máxima. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año.

Por la identificación de bajas tensiones y sobrecarga por la necesidad de compensación reactiva capacitiva en estado estable y ante contingencia para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a actuales y nuevos Centros de Carga industriales; 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 adicionar bancos de capacitores para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

El proyecto Soporte de tensión en ZOT Chihuahua, consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 45 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Avalos.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE División del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Chuvíscar.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Planta.
- Traslado de un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE El Sauz.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Menonitas.

- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Treinta y Cuatro.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Manitoba.
- Un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Campo Setenta y Tres.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En la Figura 9.4.11.4 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2

Compensación:

- Un STATCOM en 115 kV con capacidad de potencia reactiva de +/- 50 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Planta.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Avalos.
- Traslado de un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE El Sauz.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Menonitas.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Treinta y Cuatro.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Manitoba.
- Un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Campo Setenta y Tres.

En la Figura 9.4.11.5 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Figura 9.4.11.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

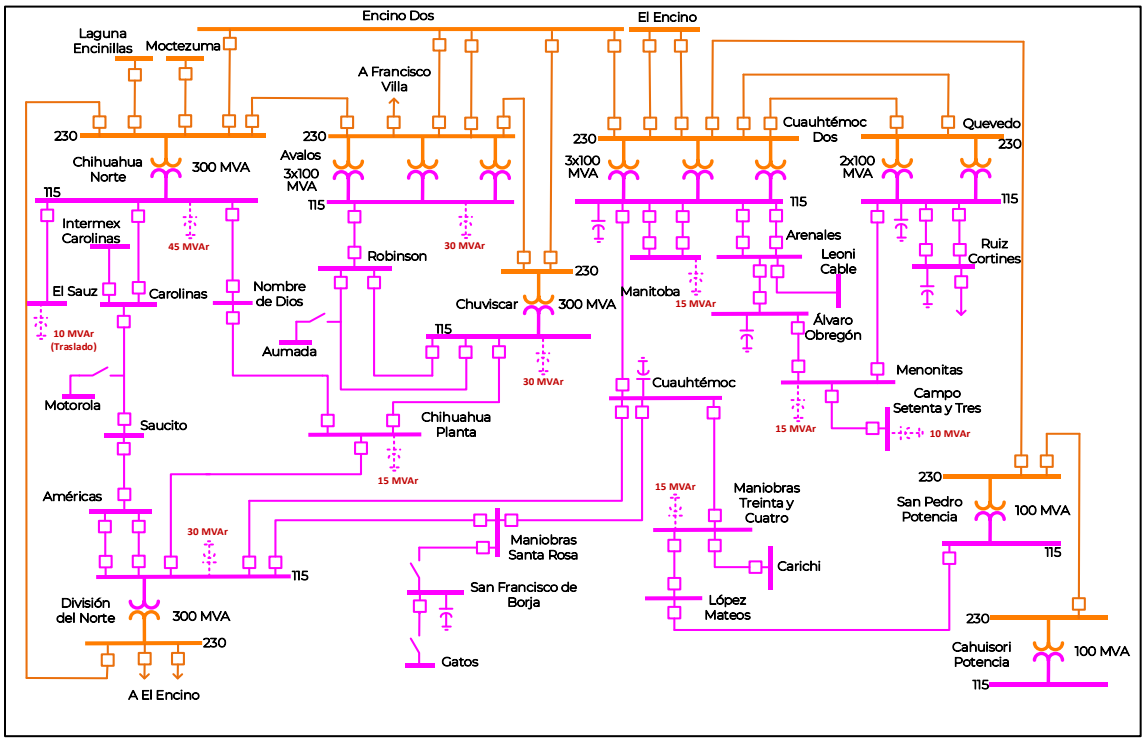
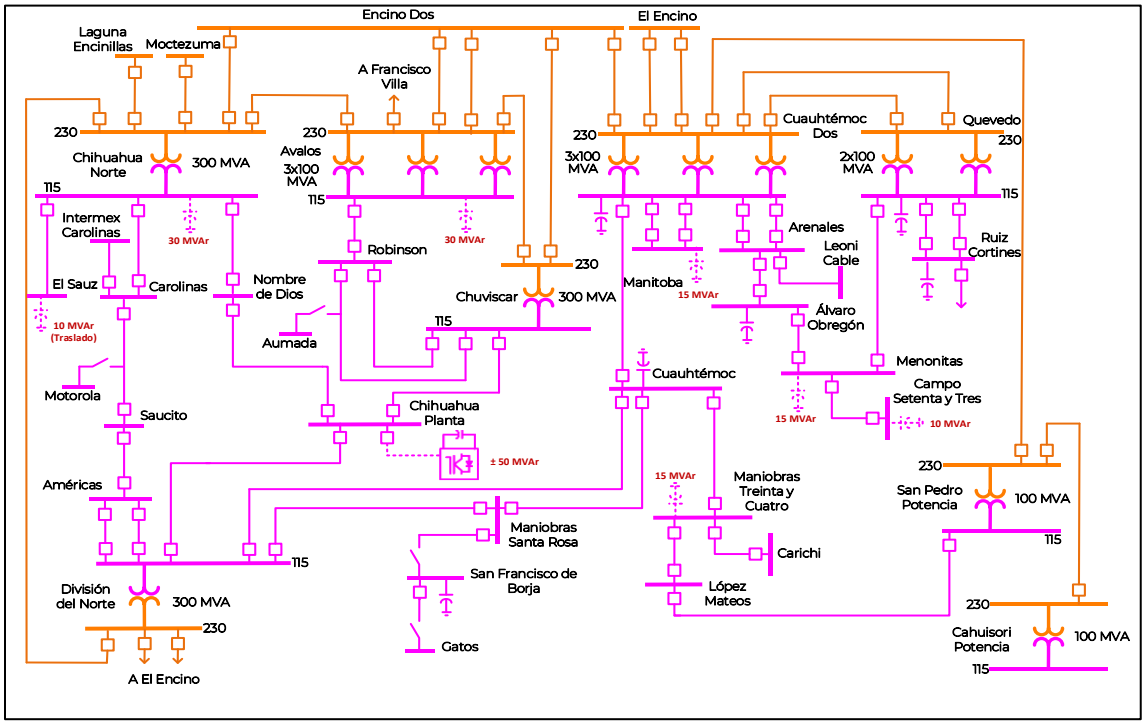


Figura 9.4.11.5. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **149.95 millones de pesos de 2021** (7.42 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 215 MVAr de compensación capacitiva.

El cuadro 9.4.11.1 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.11.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chihuahua Norte MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-24	abr-24
División del Norte MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24
Avalos MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24
Chuviscar MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24
El Sauz MVAr (Traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Chihuahua Planta MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Menonitas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Maniobras Treinta y Cuatro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Manitoba MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Total			**215.0**		

Cap. Capacitivo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **296.51 millones de pesos de 2021** (14.67 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa contiene 230 MVAr de compensación capacitiva.

El cuadro 9.4.11.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.11.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Chihuahua Planta MVAr	STATCOM	115	50 (Ind.) /50 (Cap.)	abr-24	abr-24
Chihuahua Norte MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24
Avalos MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24
El Sauz MVAr (Traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Menonitas MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Maniobras Treinta y Cuatro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Manitoba MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Total			**230.0**		

Ind Inductivo/Cap. Capacitivo

Indicadores técnicos y económicos.

De acuerdo con los estudios realizados, se detectó que para el 2024 las limitantes más restrictivas para el crecimiento de la Zona Chihuahua son las bajas tensiones. Esta zona solo cuenta con un con banco de capacitores de 10 MVAr en la SE Chihuahua Norte en 115 kV y de acuerdo con el pronóstico de la demanda se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR) y mayores pérdidas I^2R en el SEN principalmente en demandas altas.

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y se podrá satisfacer la demanda de la zona.

Sin el proyecto, en la figura 9.4.11.6, se muestran las condiciones operativas pre-contingencia en el escenario de verano de 2024 en la Zona Chihuahua. Se puede observar que, en condición de Red Eléctrica completa, se tienen problemas de tensión.

En la figura 9.4.11.7 se muestra el caso sin proyecto con condiciones post-contingencia donde se observa que la zona presenta tensiones inoperables, lo que provocaría el colapso de la región. En la figura 9.4.11.8 y 9.4.11.9 se muestra la Alternativa 1 en condiciones pre y post-contingencia respectivamente, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

En las figuras 9.4.11.10 y 9.4.11.11 se muestra la Alternativa 2 en condiciones pre y post-contingencia respectivamente, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensión.

Figura 9.4.11.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Chihuahua en 2024 (Sin Proyecto)

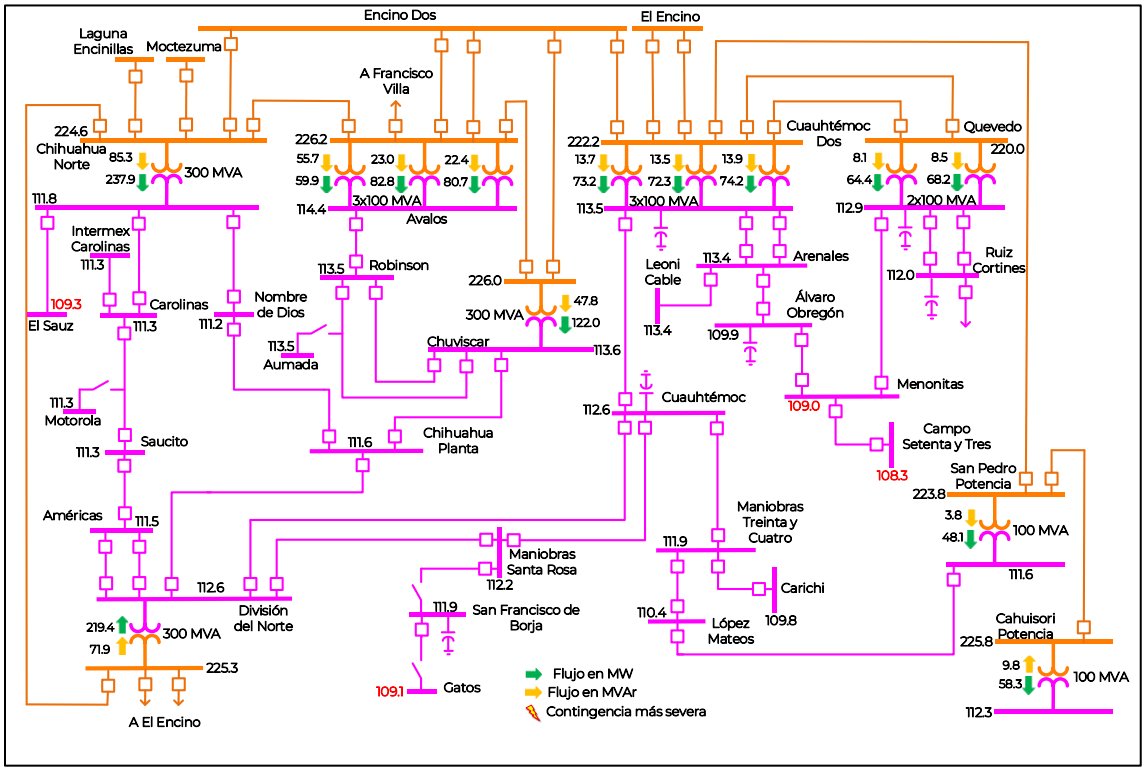


Figura 9.4.11.7. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Chihuahua en 2024 (sin proyecto)

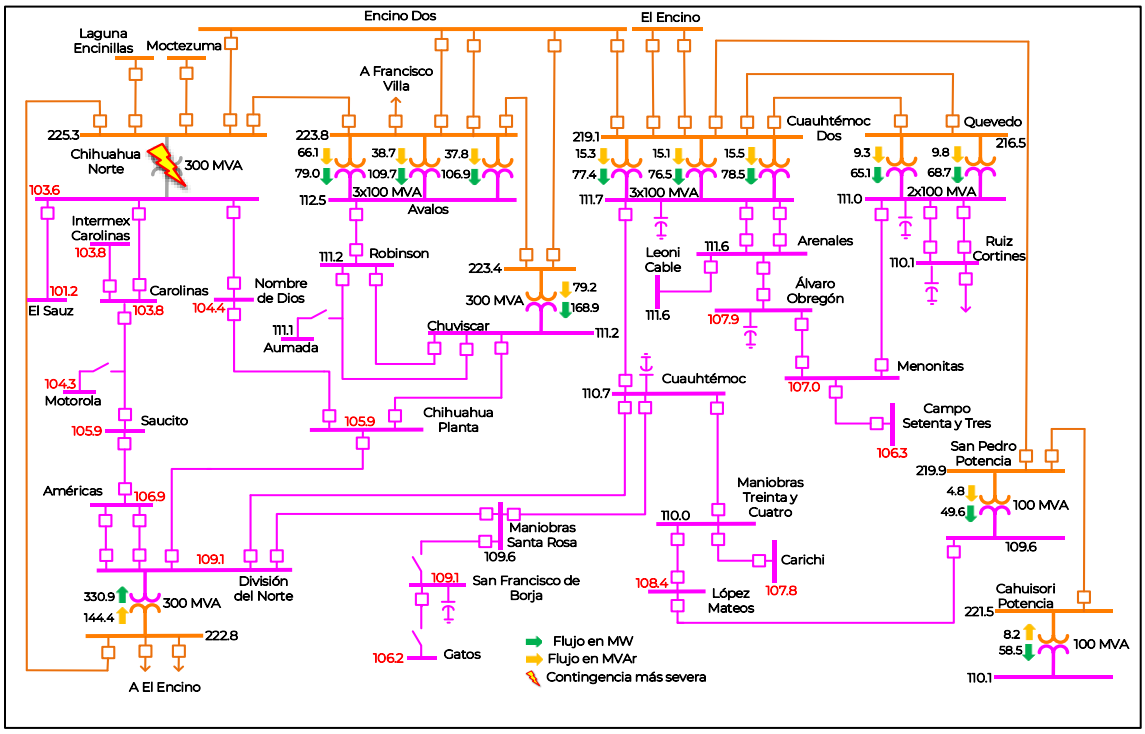


Figura 9.4.11.8. Condiciones operativas pre-contingencia en la Zona Chihuahua en 2024 (Alternativa 1)

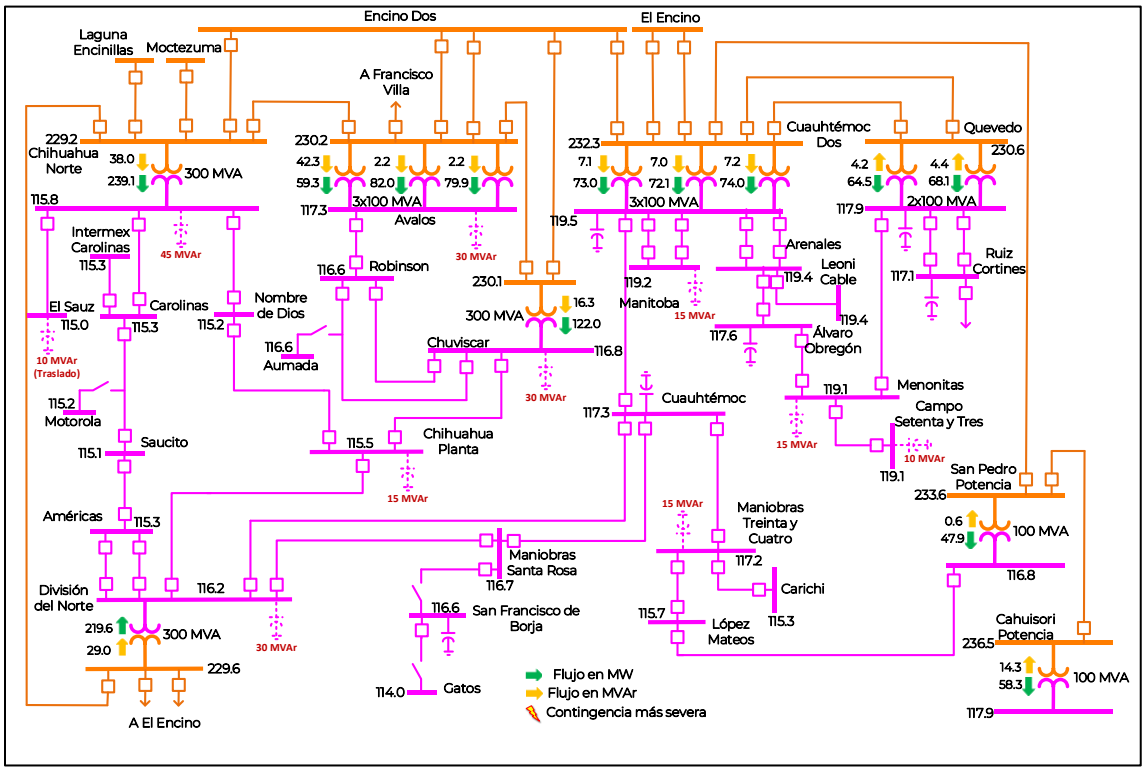


Figura 9.4.11.9. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Chihuahua en 2024 (Alternativa 1)

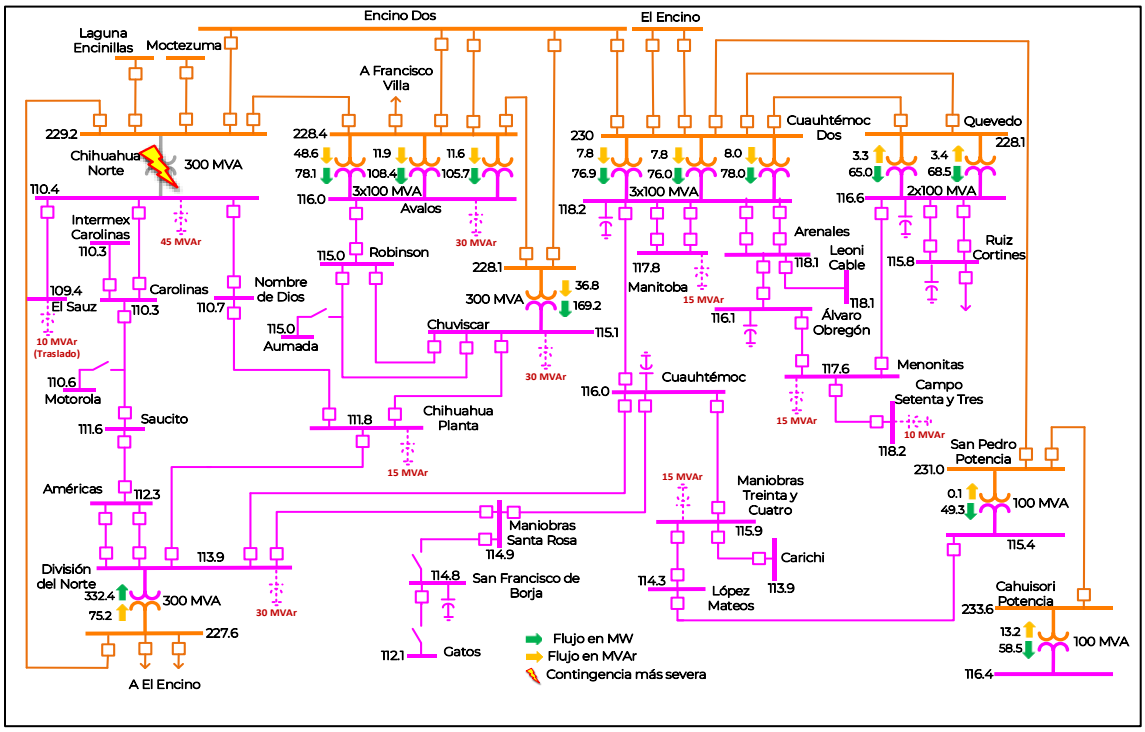


Figura 9.4.11.10. Condiciones operativas pre-contingencia en la Zona Chihuahua en 2024 (Alternativa 2)

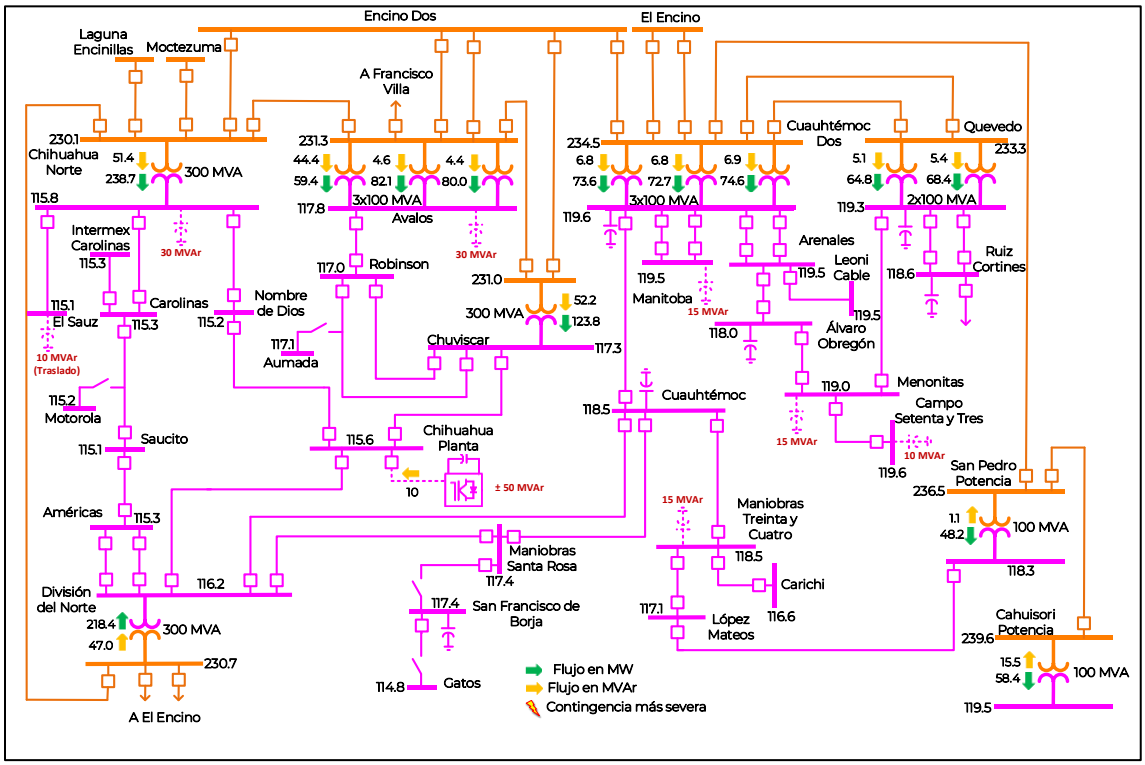
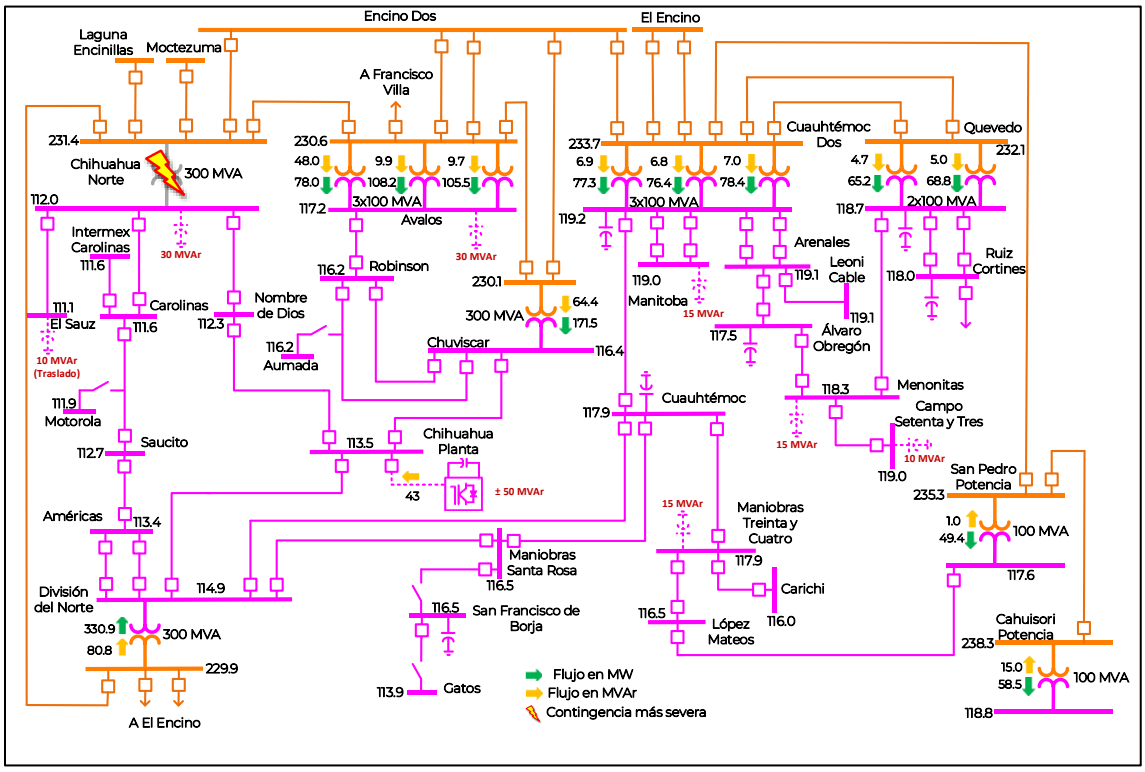


Figura 9.4.11.11. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Chihuahua en 2024 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.11.3 y 9.4.11.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo. Las pérdidas I^2R calculadas para el escenario de estudio **sin** considerar ninguna de las Alternativas son 1,312.6 MW, para el caso considerando las obras de la Alternativa 1 y 2 son 1,308.6 y 1,309.6 MW respectivamente. Resultando con menor cantidad de perdidas la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.11.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
408.14	191.08	1,984.58	1,182.85	139.96	801.73	5.85

Cuadro 9.4.11.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
306.11	17.52	1,120.33	696.53	268.63	423.80	1.58

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.11.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda de la Zona Chihuahua, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación ante contingencia y en condición de Red Eléctrica completa.

Cuadro 9.4.11.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,391 MW	1,224 MW
Alternativa 1	1,626 MW	1,535 MW
Alternativa 2	1,570 MW	1,364 MW

El cuadro 9.4.11.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.11.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	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 2021)	149.95	296.51

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 de la Zona Chihuahua.

P22-NT3 Soporte de Tensión en zona Camargo

Diagnóstico operativo.

La Red Eléctrica de transmisión perteneciente a la ZOT Camargo está conformada por cuatro SE de 230/115 kV: Francisco Villa (2x100 MVA), Mesteñas (2x100 MVA), Camargo II (2x100 MVA) y Santiago II (2x100 MVA) para una capacidad de transformación total de 800 MVA (figura 9.4.12.1), que alimentan en su mayoría campos agrícolas y minas en el estado de Chihuahua. La Red Eléctrica del área de estudio presenta una topología radial, lo que complica el Control Operativo del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión, elementos de transformación y/o compensación capacitiva.

Figura 9.4.12.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Camargo[70]

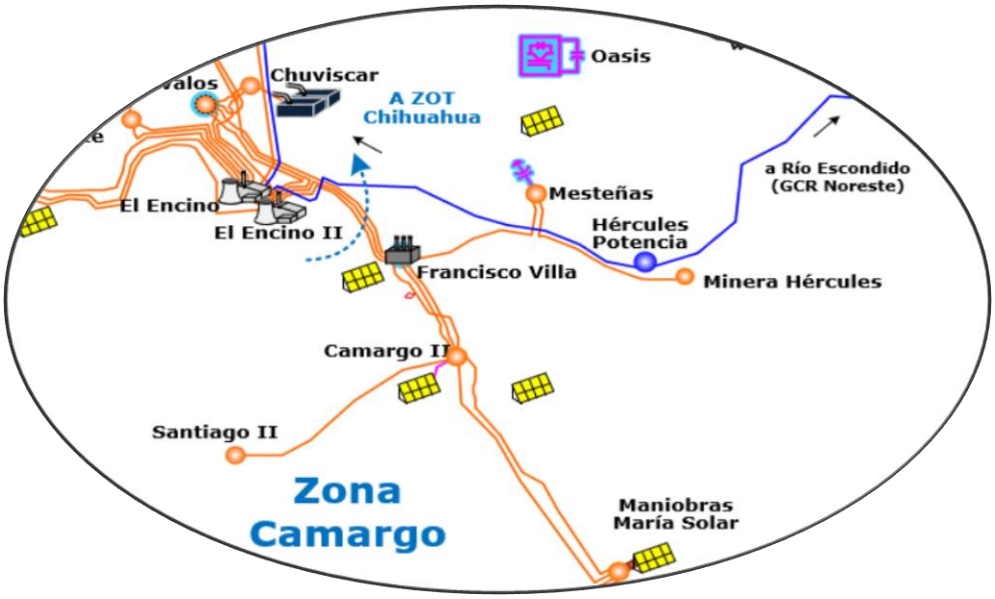
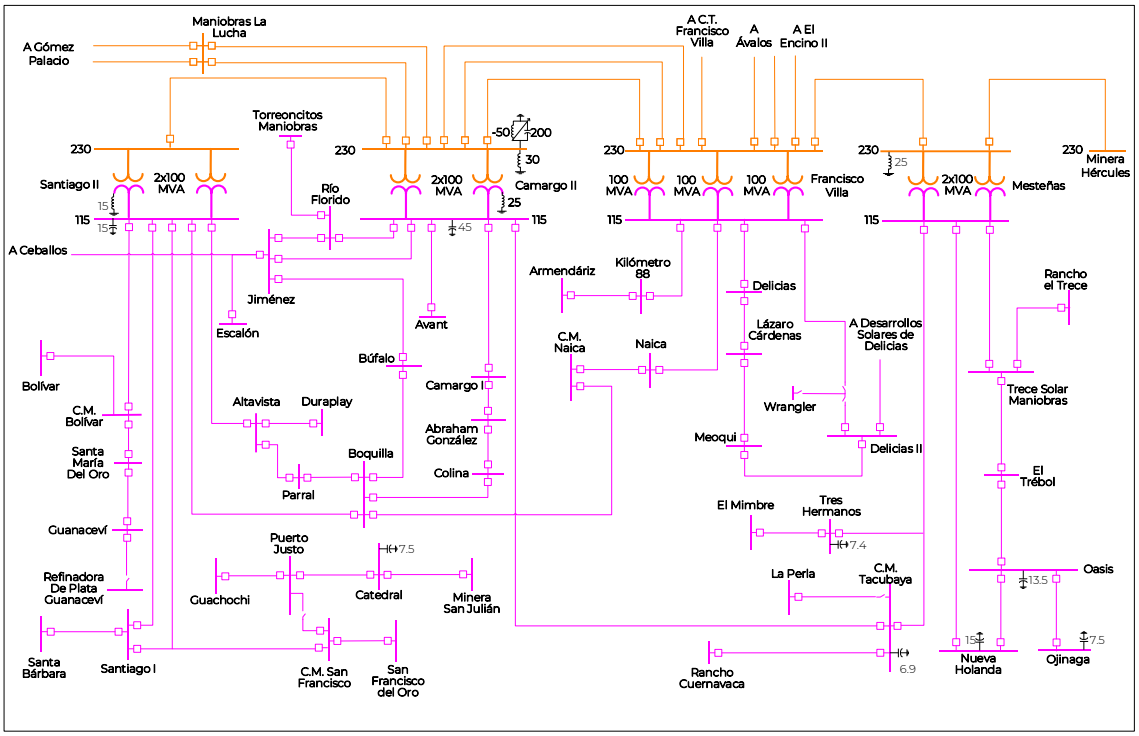


Figura 9.4.12.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Camargo



La demanda máxima de la ZOT Camargo en el año 2021 fue en horario vespertino de 646 MW y en horario nocturno de 639 MW, se pronostica que para el año 2024, será de 733 MW en horario vespertino y de 725 MW en horario nocturno.

En la figura 9.4.12.3 se muestra el perfil de tensión de las Subestaciones Eléctricas

[70] Ibidem 52

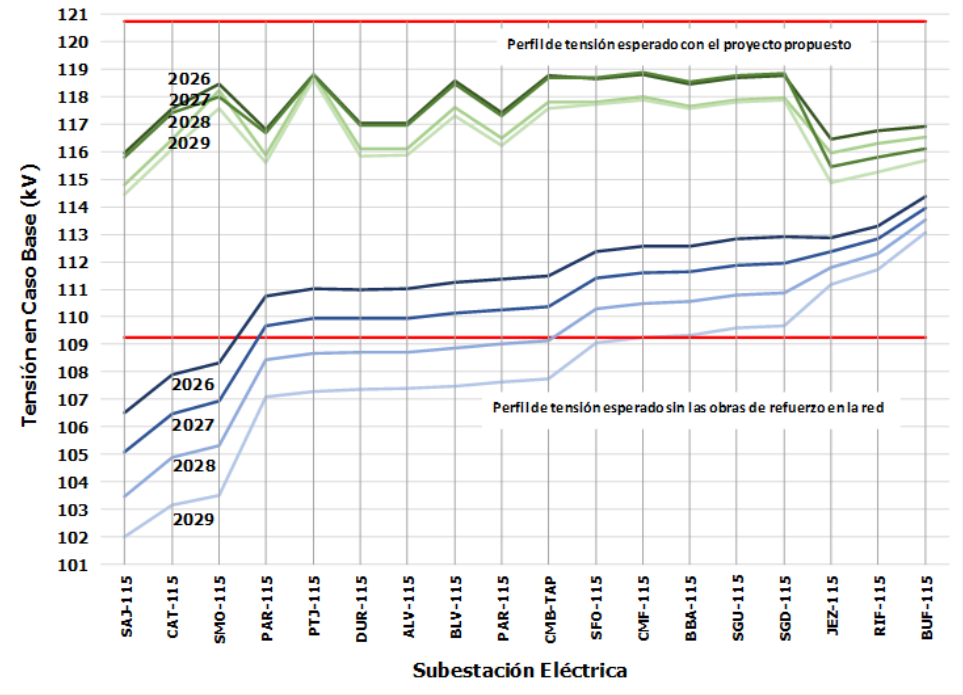
representativas en la Red Eléctrica de 115 kV de la ZOT Camargo, con una proyección para los años 2026 a 2029.

Con la demanda pronosticada para el año 2026, tanto en condiciones de Red Eléctrica completa como ante la pérdida de un elemento de transmisión, transformación o compensación, se presentan tensiones fuera de los Límites Operativos permisibles. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año.

Para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a los Centros de Carga industriales 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 Operativos permisibles, se requiere de compensación capacitiva.

Esta propuesta de compensación será útil en los escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencia, para garantizar el suministro de energía eléctrica en la región.

Figura 9.4.12.3. Perfil de tensión de Subestaciones Eléctricas representativas de la ZOT Camargo pronosticado para 2026 a 2029



Descripción de las Alternativas de los proyectos que resuelven la problemática identificada.

Por las condiciones operativas ante contingencia de líneas de transmisión y transformación en la región, se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la Zona Camargo.

Alternativa 1:

El proyecto Soporte de tensión en ZOT Camargo, consiste en las siguientes obras:

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Jiménez.

- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Río Florido.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Abraham González.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Puerto Justo.
- Un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Santa Bolívar.
- Un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Santa María del Oro.

Alternativa 2:

Compensación:

- Un STATCOM en 115 kV con capacidad de potencia reactiva de +/- 40 MVAr de capacidad en la SE Puerto Justo.
- Traslado de un banco de capacitores de 7.5 MVAr de capacidad en 115 kV de la SE Catedral a la SE Santa María del Oro.
- Un banco de capacitores de 10 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Santa Bolívar.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Jiménez.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Río Florido.
- Un banco de capacitores de 15 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Abraham González.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En las Figuras 9.4.12.4 y 9.4.12.5 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.4.12.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

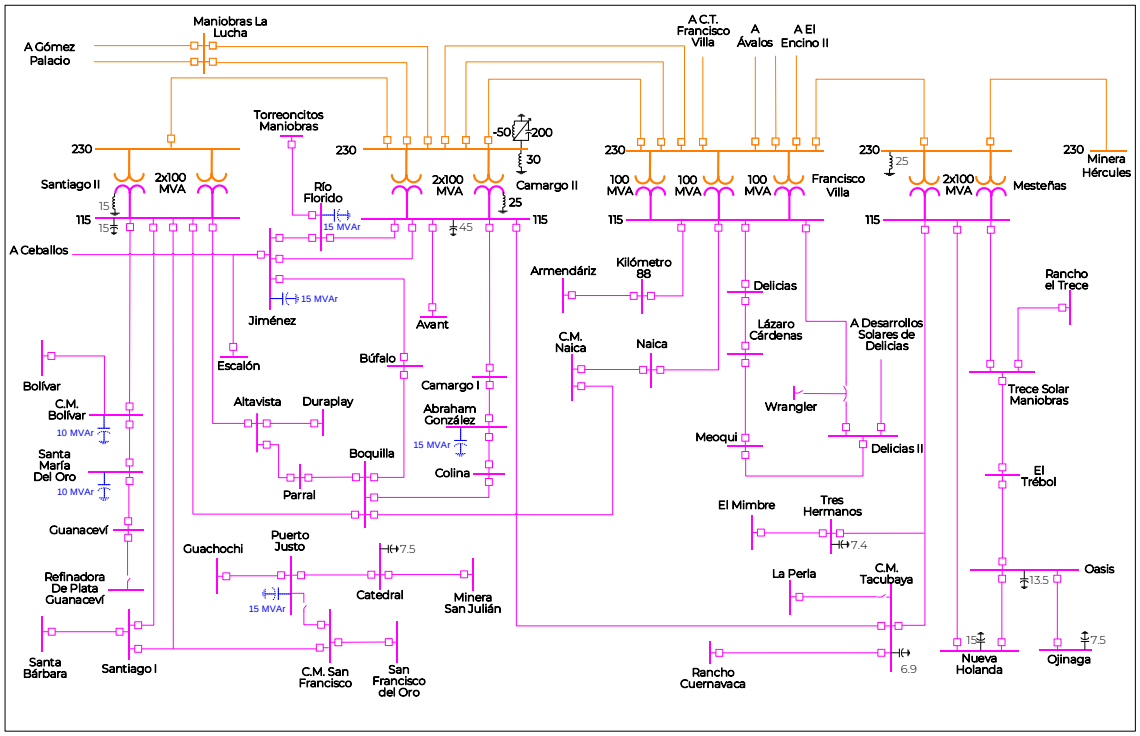
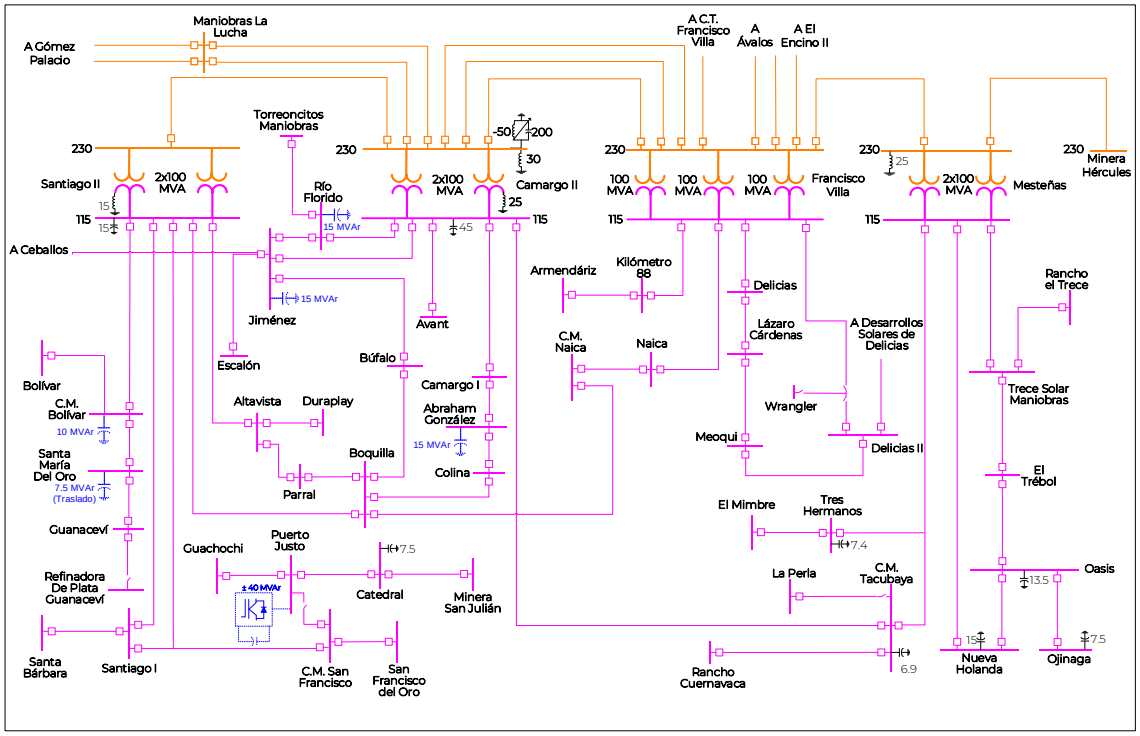


Figura 9.4.12.5. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **95.51 millones de pesos de 2021** (4.73 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

El cuadro 9.4.12.1 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.12.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jiménez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Puerto Justo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Río Florido MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Abraham González MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Santa María del Oro MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Bolívar MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Total			**80.0**		

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **248.61 millones de pesos de 2021** (12.3 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).).

El cuadro 9.4.12.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.12.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puerto Justo STATCOM	STATCOM	115	40 (Ind.) /40 (Cap.)	abr-24	abr-24
Jiménez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Río Florido MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Abraham González MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24
Santa María del Oro MVAr (Traslado)	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24
Bolívar MVAr	Capacitor	115	10.0	abr-24	abr-24
Total			**142.5**		

Indicadores técnicos y económicos.

De acuerdo con los estudios realizados, se detectó que para el año 2024 las restricciones más importantes para permitir el crecimiento de la Zona Camargo son las bajas tensiones en una cantidad importante de Subestaciones Eléctricas de la región. De acuerdo con el pronóstico esperado de la demanda se presentarían tensiones inferiores a 0.95 p.u. (límite establecido en el CdR).

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificadas previamente, se podrá garantizar el suministro de energía eléctrica de la región.

Sin el proyecto, en la figura 9.4.12.6, se muestran las condiciones operativas pre-contingencia en el escenario de verano de 2024 en la Zona Camargo. Se puede observar que, en condición de Red Eléctrica completa, se tienen violaciones en los valores de tensión.

En la figura 9.4.12.7 se muestra el caso sin proyecto con condiciones post-contingencia donde se observa que la zona presenta tensiones inoperables, lo que provocaría el colapso de la región. En las figuras 9.4.12.8 y 9.4.12.9 se muestran las condiciones pre y post-contingencia respectivamente, incluyendo las obras de la Alternativa 1, en donde se puede observar que se solventan las problemáticas de bajas tensiones.

En las figuras 9.4.12.10 y 9.4.12.11 se muestran las condiciones pre y post-contingencia respectivamente, incluyendo las obras de la Alternativa 2, en donde se puede observar que se solventan los problemas de bajas tensiones.

En los cuadros 9.4.12.3 y 9.4.12.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una mayor relación Beneficio-Costo. Las pérdidas calculadas para el escenario de estudio sin considerar ninguna de las Alternativas son 1,303.0 MW, para el caso considerando las obras de la Alternativa 1 y 2 son 1,301.4 y 1,302.5 MW respectivamente. Resultando con menor cantidad de perdidas la Alternativa 1.

Figura 9.4.12.6. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en la Zona Camargo en 2024 (Sin Proyecto)

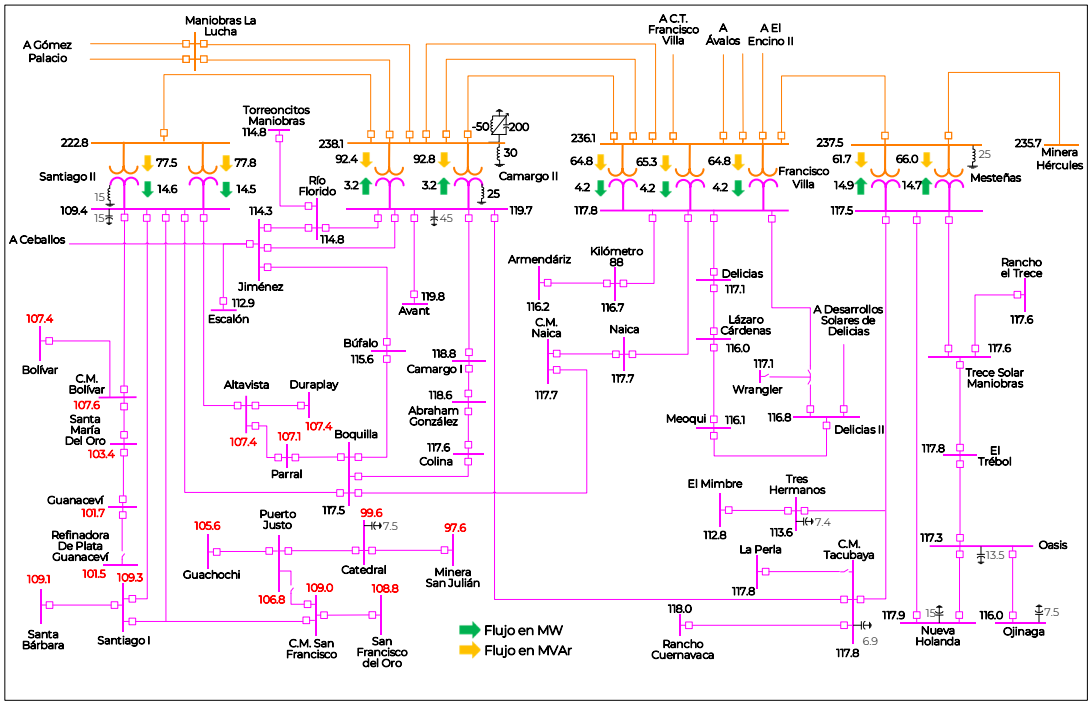


Figura 9.4.12.7. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Camargo en 2024 (sin proyecto)

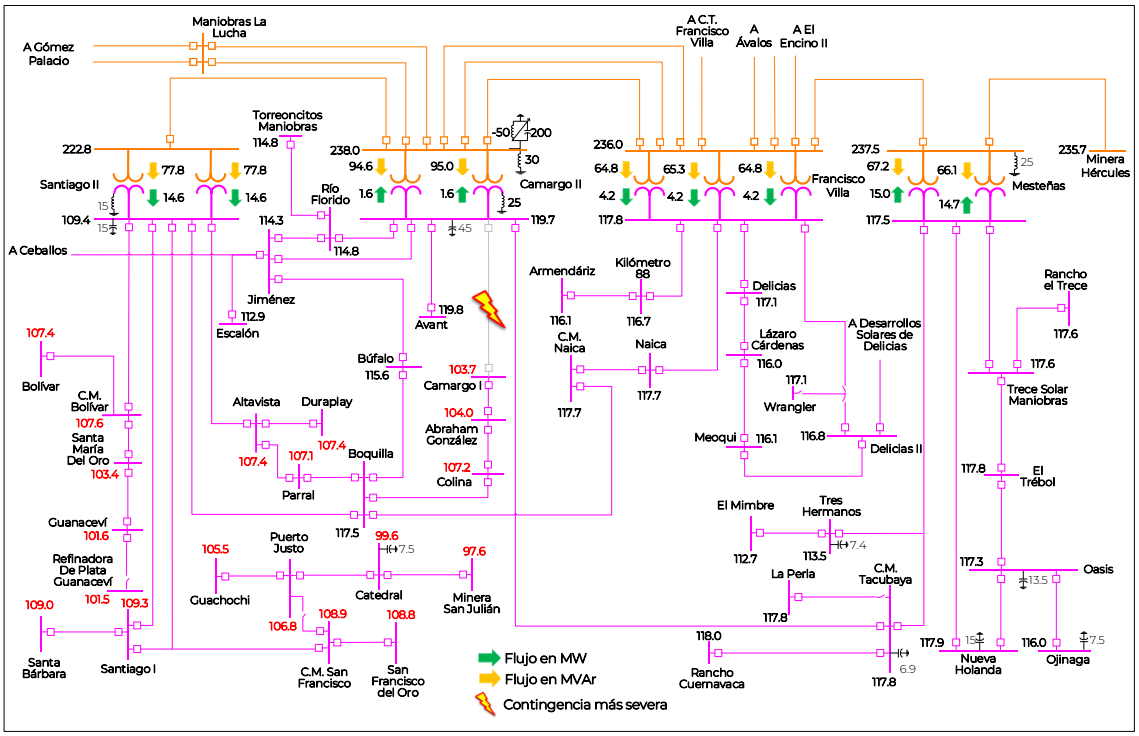


Figura 9.4.12.8. Condiciones operativas pre-contingencia en la Zona Camargo en 2024 (Alternativa 1)

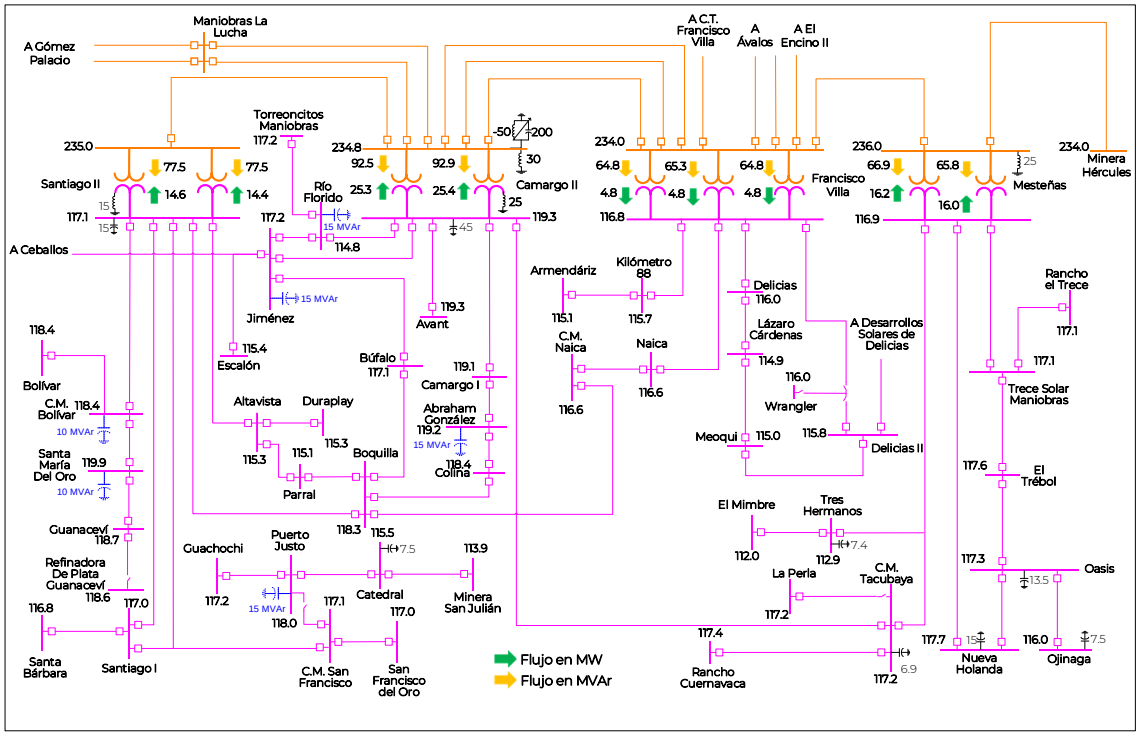


Figura 9.4.12.9. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Camargo en 2024 (Alternativa 1)

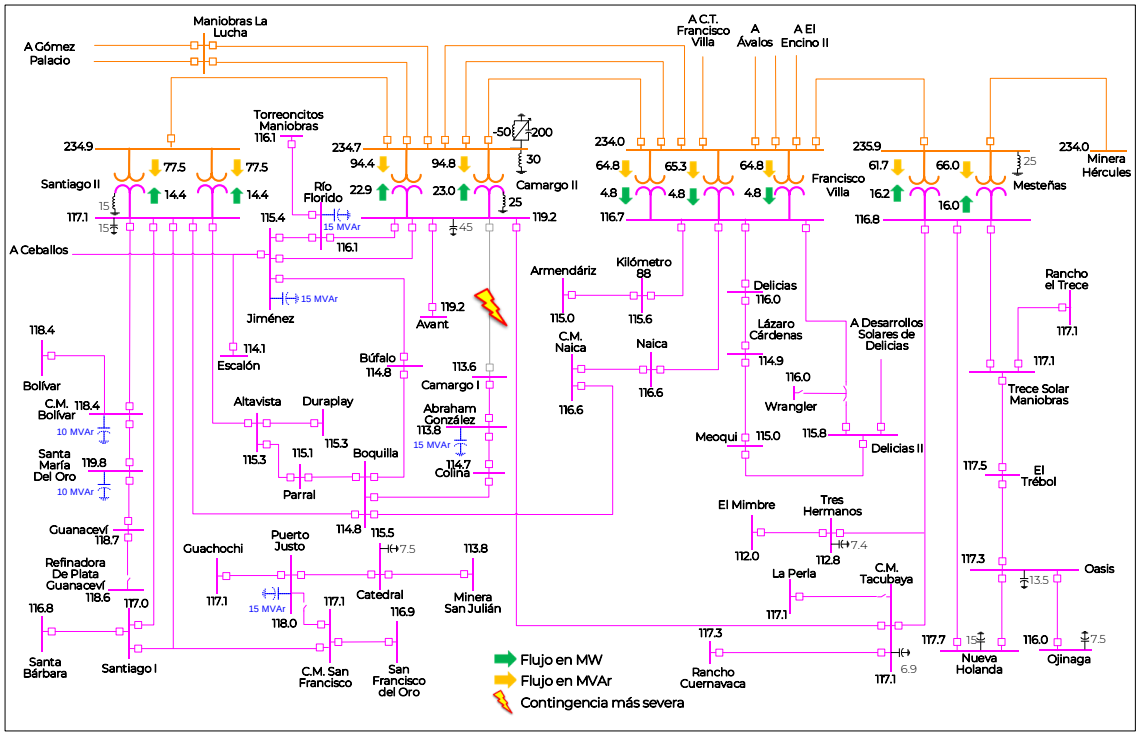


Figura 9.4.12.10. Condiciones operativas pre-contingencia en la Zona Camargo en 2024 (Alternativa 2)

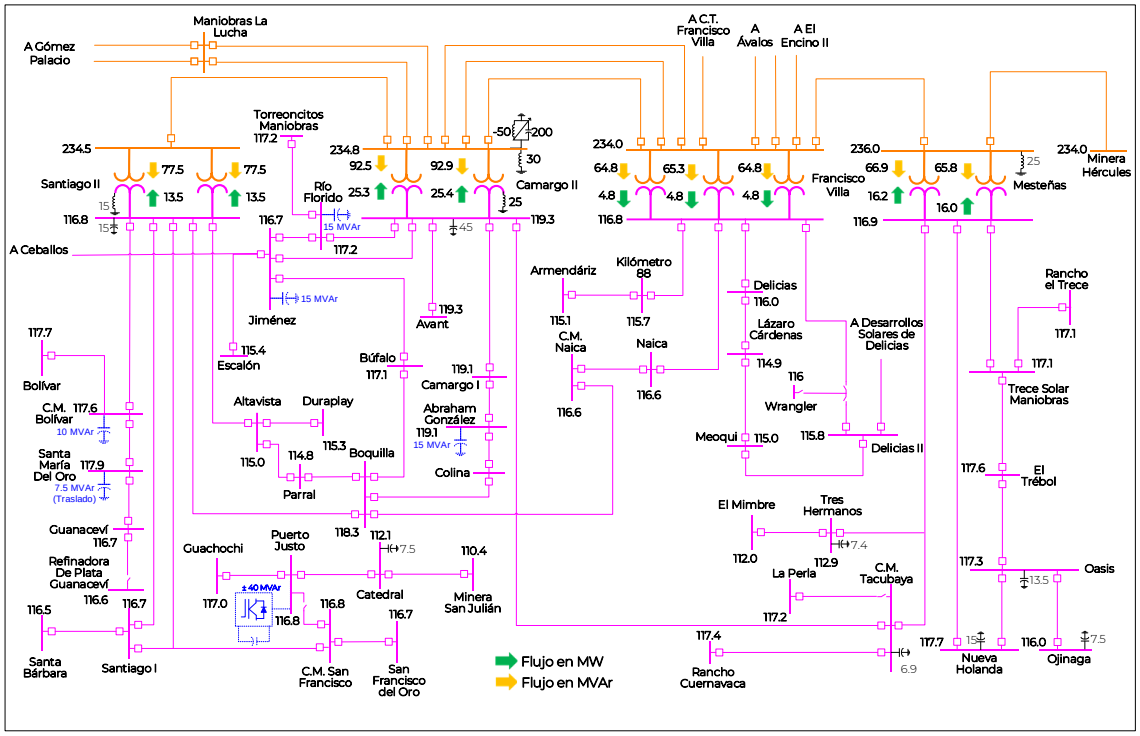
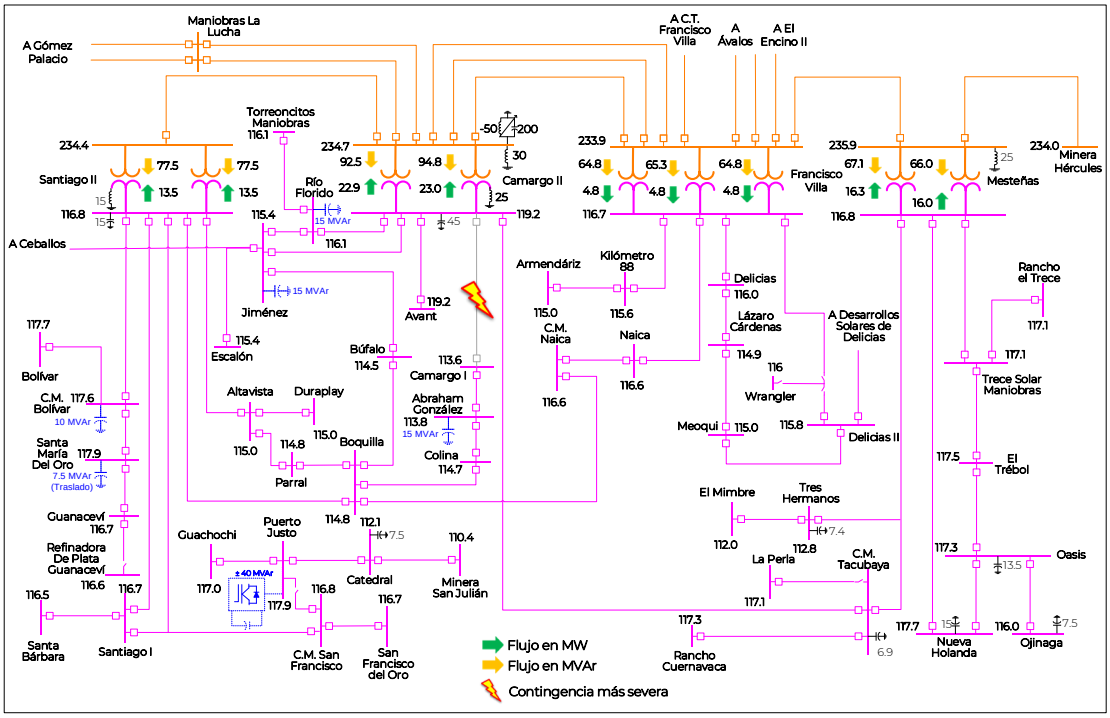


Figura 9.4.12.11. Condiciones operativas post-contingencia en la Zona Camargo en 2024 (Alternativa 2)



Cuadro 9.4.12.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
202.15	126.46	533.18	180.35	87.23	352.83	4.04

Cuadro 9.4.12.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2021

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
189.52	126.46	520.54	192.23	225.26	328.32	1.46

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.12.5 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa que ambos proyectos tienen una misma capacidad para suministrar la demanda de la Zona Camargo, ante contingencia y en condición de Red Eléctrica completa.

Cuadro 9.4.12.5. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	760 MW	682 MW
Alternativa 1	830 MW	830 MW
Alternativa 2	830 MW	830 MW

El cuadro 9.4.12.6 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.12.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos Alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	95.51	225.26

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 Camargo.

Gerencia de Control Regional Noreste

P22-NE1 Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras

Diagnóstico operativo

La incorporación de la SE Los Novillos en el año 2018 a la RNT, permitió evacuar la entrada de generación renovable y atender el crecimiento de la demanda en la zona Piedras Negras mediante la incorporación de las LT Los Novillos – 93490, 93410 – Piedras Negras Potencia en 230 kV y una reconfiguración de la Red Eléctrica en 138 kV mediante la partición de las LT Acuña – 83120 – Acuña Dos y Piedras Negras Potencia – 83890 – Parque Industrial Acuña, para conectar las SE de Parque Industrial Acuña, Acuña y Acuña Dos de la SE Los Novillos en 138 kV. Esto, mediante las LT Los Novillos – 83270 – Parque Industrial Acuña, Los Novillos – 83120 – Acuña Dos y Los Novillos – 83280 – Acuña.

Con la configuración actual, gran parte de la demanda de la zona Piedras Negras queda alimentada por los bancos de transformación con relación de 230/138 kV de las SE Los Novillos y Piedras Negras Potencia en conjunto con la Red Eléctrica existente en 138 kV.

Con demandas superiores a 420 MW en la zona Piedras Negras y con una inyección superiores a 125 MW de las CE eólicas en la SE Los Novillos, se presentaría sobrecargas en la transformación de 230/138 kV de la SE Piedras Negras Potencia superiores a el límite máximo permitido del 120% de su capacidad nominal ante contingencia de transformación. En caso de que la inyección de generación de la CE Eólicas sea de cero (0) MW, se presentarían sobrecargas entre un 15-20% de su capacidad nominal para demandas entre 420-440 MW, arriba de 440 MW la sobrecarga es por arriba del 20%.

Para el 2023, con una demanda aproximada de 431 MW en la zona Piedras Negras y con en la SE Los Novillos, se tiene la probabilidad de sobrecargas en AT de 230/138 kV de la SE Piedras Negras Potencia superiores a el límite máximo permitido del 120% de su capacidad nominal, así como baja tensión inferior al límite mínimo permitido por el CdR (0.95 p.u. de la tensión nominal), principalmente, en las SE Parque Industrial Acuña, Acuña, Acuña Dos y Amistad debido a la conexión de forma radial a través de la LT Piedras Negras Potencia – 83130 – Acuña de 85.7 km ante la evaluación del disparo del AT de 230/138 kV de la SE Los Novillos, en caso de no contar como Condensadores Síncronos a las UCE de la CH Amistad. Además, ya no se cuenta con la importación del Back-to-Back de 36 MW con EE. UU. para industrias de la zona.

La sobrecarga que se presenta en la transformación se debe que solo se tienen estas dos fuentes de suministro para la zona (Los Novillo y Piedras Negras Potencia), por lo que ante falla de cualquiera de ellos todo el suministro depende del que quede en servicio.

Las Figuras 9.4.13.1 y 9.4.13.2 muestran la topología de la zona Piedras Negras.

Figura 9.4.13.1. Diagrama unifilar simplificado de la Red Eléctrica de la zona Piedras Negras.[71]

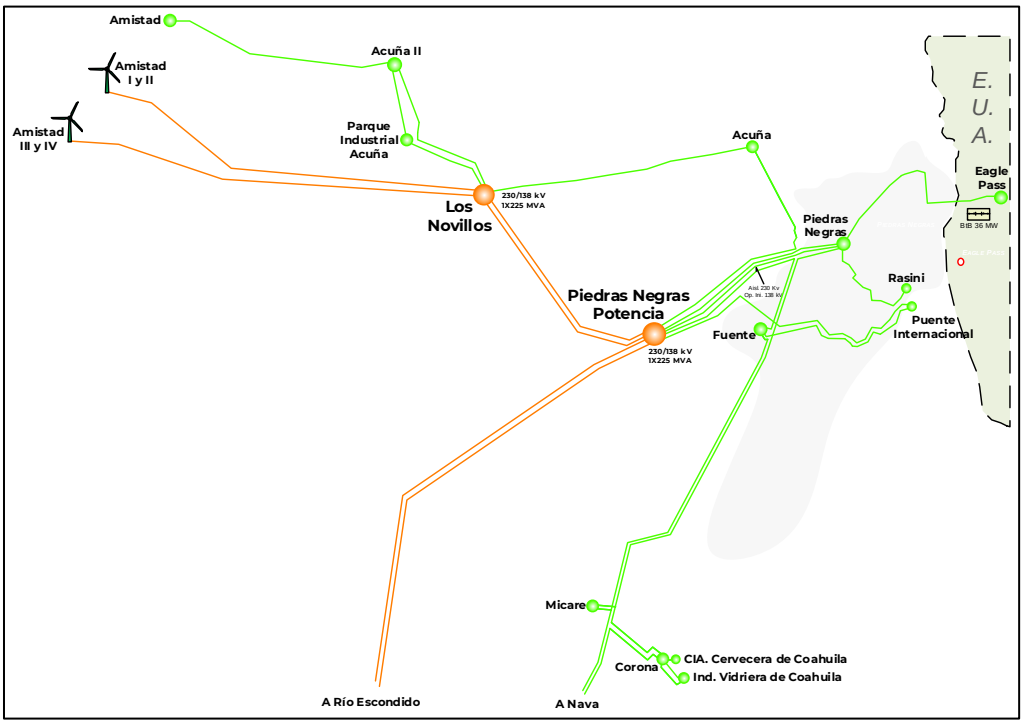
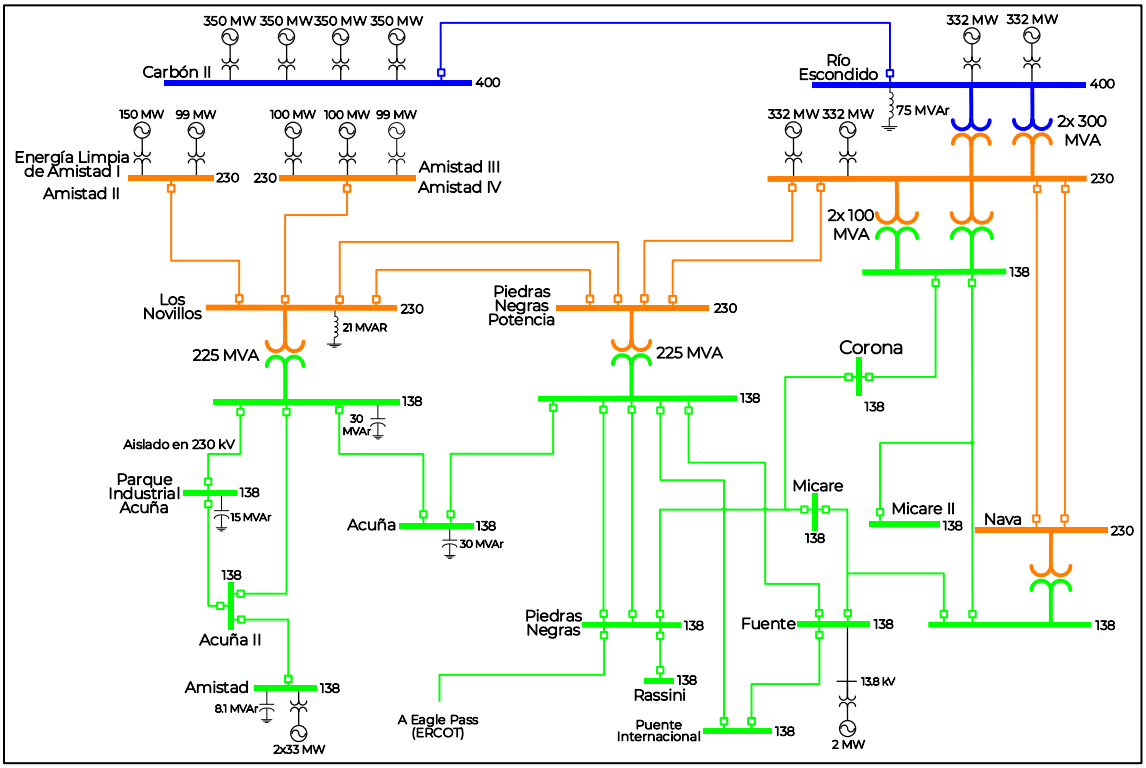


Figura 9.4.13.2. Diagrama unifilar simplificado de la zona Piedras Negras para el año 2026.



[71] Ibidem 52

Con la finalidad de soportar diferentes contingencias (N-1) en la Red Eléctrica de la zona Piedras Negras, ante el crecimiento de la demanda, es necesario reforzar la Red Eléctrica para solventar problemáticas de sobrecarga en la transformación de 230/138 kV y en la transmisión, así como caídas de tensión en 138 kV de la zona de influencia.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para reforzar la Red Eléctrica de transmisión de la Zona Piedras Negras preservando la Calidad del suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema; las cuales consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se compartiría fase de reserva con el banco de transformación existente), con relación de transformación 230/138 kV en la SE Los Novillos.

Esta Alternativa incluye el cambio de TC a una relación de 800/5 A en ambos extremos de la LT Piedras Negras Potencia – Acuña.

En la Figura 9.4.13.3 se muestra la Obra de Refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Piedras Negras Potencia – Acuña de un circuito, con una longitud estimada de 85.7 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 138 kV.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 138 kV en la SE Piedras Negras Potencia para la conexión de la LT Piedras Negras Potencia – Acuña.
- Un alimentador en 138 kV en la SE Acuña para la conexión de la LT Piedras Negras Potencia – Acuña.

En la Figura 9.4.13.4 se muestran las Obras de Refuerzo asociadas a la Alternativa 2.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles de los proyectos son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022 en caso de no contar con la operación como Condensadores Síncronos las unidades de CH Amistad.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026. Se requiere la operación como Condensadores Síncronos de las unidades de CH Amistad para esta fecha.

Figura 9.4.13.3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

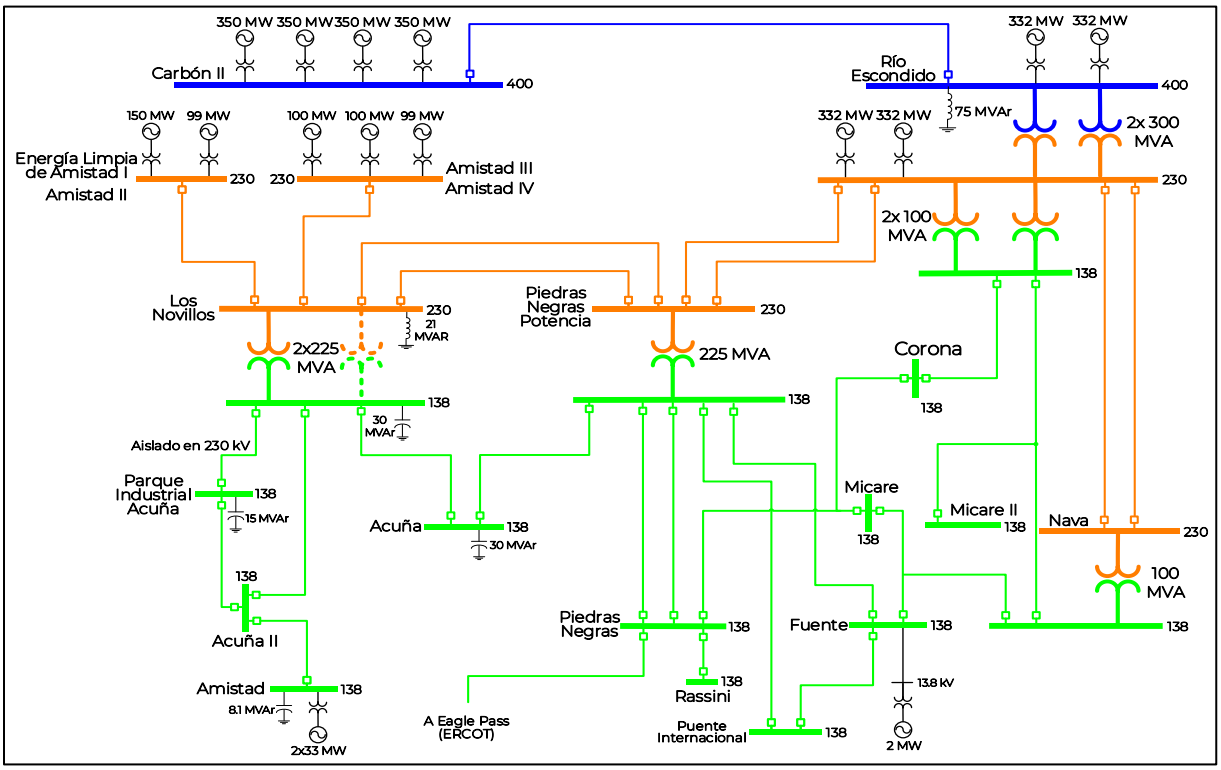
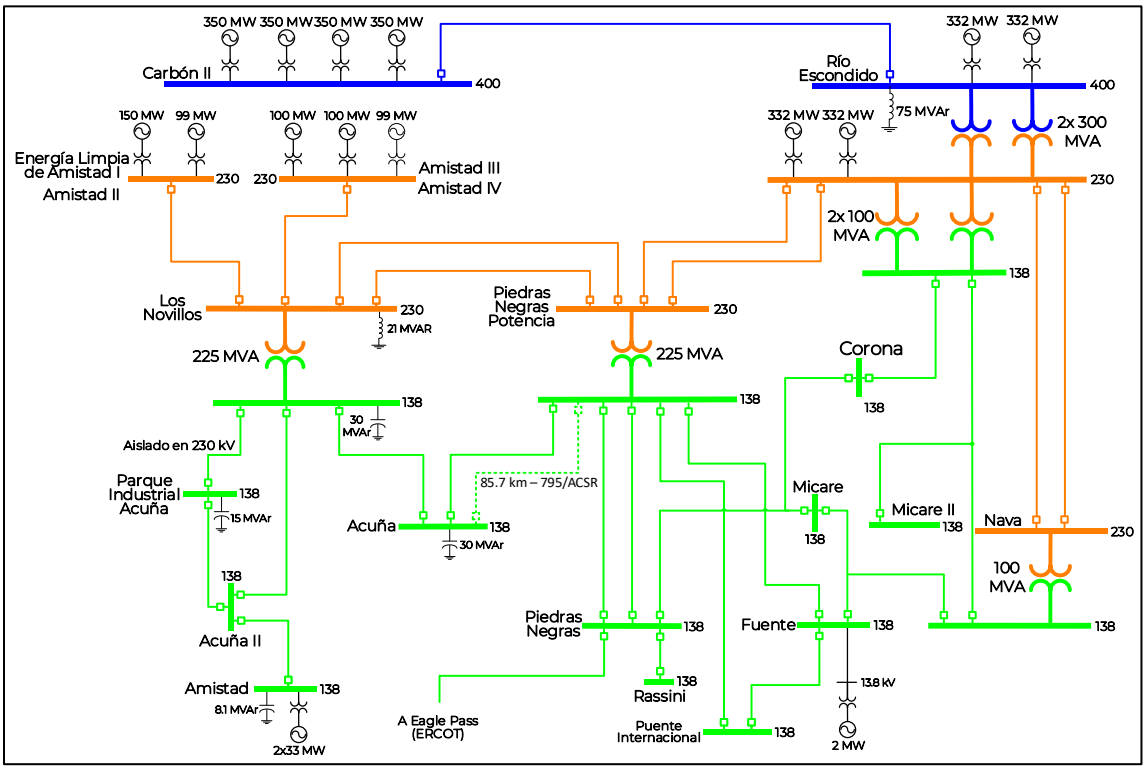


Figura 9.4.13.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2.



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **174.38 millones de pesos de 2021** (8.63 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).
En los cuadros 9.4.13.1 y 9.4.13.2 se muestra un resumen de las metas físicas correspondientes a la Alternativa 1.

Por otra parte, la Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **606.22 millones de pesos de 2021** (30.0 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

En los cuadros 9.4.13.3 y 9.4.13.4 se muestra un resumen de las metas físicas correspondientes a la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.13.1. Obras de equipo de transformación de la Alternativa 1.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Novillos Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-22	abr-26
Total			**225.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.13.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1.

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piedras Negras Potencia	Cambio de TC	1	138	abr-22	abr-26
Acuña	Cambio de TC	1	138	abr-22	abr-26
Total		**2**			

Cuadro 9.4.13.3. Obras de transmisión de la Alternativa 2.

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piedras Negras Potencia - Acuña	138	1	85.7	abr-22	abr-26
Total			**85.7**		

Cuadro 9.4.13.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2.

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piedras Negras Potencia	Alimentador ampliación	1	138	abr-22	abr-26
Acuña	Alimentador ampliación	1	138	abr-22	abr-26
Total		**2**			

Indicadores técnicos y económicos.

Como se mencionó anteriormente, al presentarse la desconexión del AT de la SE Los Novillos, se alcanzan niveles de tensión por debajo de 0.95 pu en la Red Eléctrica de 138 kV y/o 230 Kv, en caso de no contar con la operación como Condensadores Síncronos de las unidades de CH La Amistad. Así como también, la sobrecarga del AT de la SE Piedras Negras Potencia y las LT que interconectan a las SE Piedras Negras Potencia – Acuña, en 138 kV limitante relación de TC y con probabilidad de alcanzar Límite Térmico de conductor 477 kcmil ACSR.

En la figura 9.4.13.5, se muestra la condición operativa esperada para el verano del 2026, a Red Eléctrica completa (N) de la zona Piedras Negras. Asimismo, en la figura 9.4.13.6, se ilustra la condición post-contingencia

(N-1) que se presenta ante la pérdida del banco AT-01 de la SE Los Novillos.

Como se puede apreciar, tanto en la SE Los Novillos, así como en las Subestaciones Eléctricas de las cargas radiales a esta (en la Red Eléctrica del 138 kV), no se tienen los valores de tensión a los que se llegaría. Debido a que la ocurrencia de la contingencia mencionada origina un colapso de tensión en la zona, en caso de no contar con la operación como Condensadores Síncronos de las unidades de CH La Amistad.

Por otra parte, en la figura 9.4.13.7 se presenta la condición operativa esperada a Red Eléctrica completa, con la adición de las obras correspondientes a la Alternativa 1 propuesta (segundo AT de la SE Los Novillos).

Posteriormente, en la figura 9.4.13.8 se ilustra la condición operativa post-contingencia de la zona. Como se puede observar, la desconexión del banco AT-01 de la SE Los Novillos, no ocasiona alguna violación en los distintos elementos de la Red Eléctrica, en cuanto a flujos de potencia y niveles de tensión se refiere.

Se puede notar que, prácticamente se tiene la condición operativa presentada en la figura 5.

Ahora bien, en la figura 9.4.13.9 se presenta la condición operativa a Red Eléctrica completa, considerando las obras correspondientes a la Alternativa 2 propuesta (segunda LT entre la SE Piedras Negras Potencia y la SE Acuña, en 138 kV).

Seguidamente, en la figura 9.4.13.10 se ilustra la condición operativa post-contingencia de la zona. De la cual se puede apreciar que, la ocurrencia de la contingencia genera una sobrecarga en el banco AT-01 de la SE Piedras Negras Potencia, pero esta no es mayor al 120%.

En los cuadros 9.4.13.4 y 9.4.13.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por demanda incremental.

Figura 9.4.13.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Sin Proyecto)

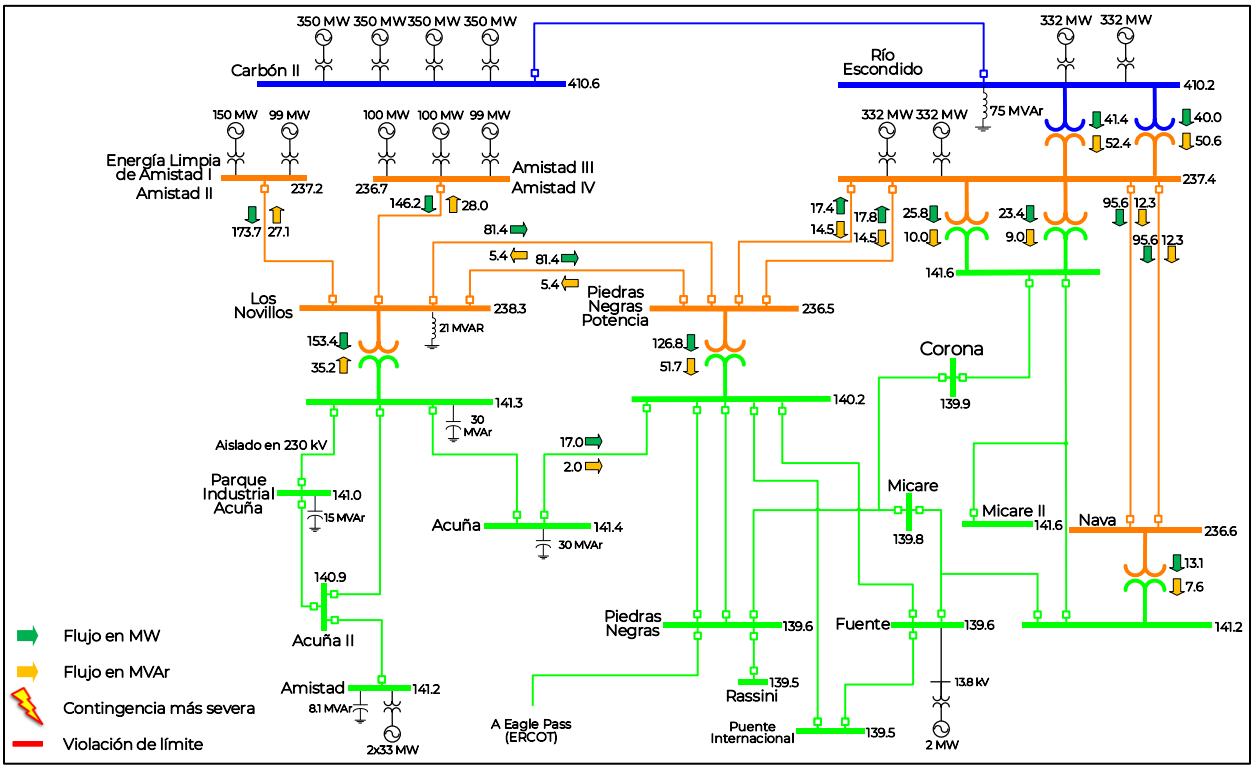


Figura 9.4.13.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Sin Proyecto)

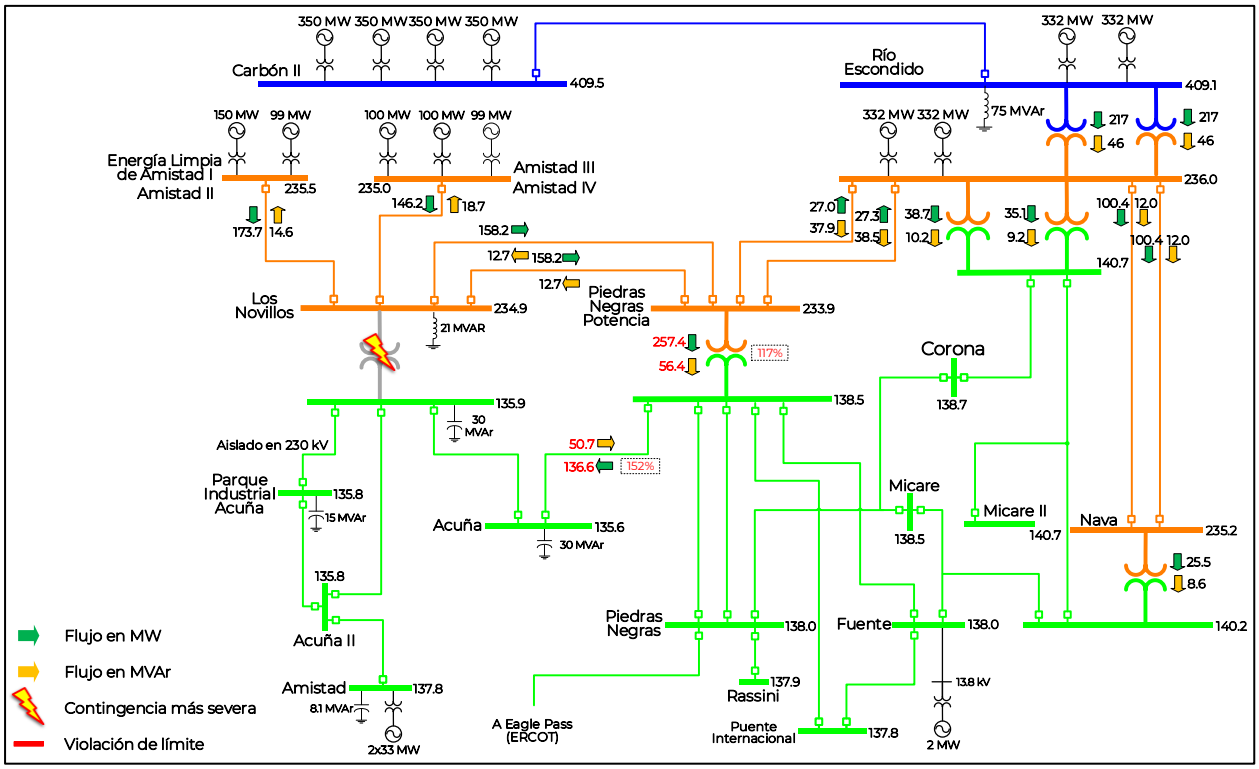


Figura 9.4.13.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Alternativa 1)

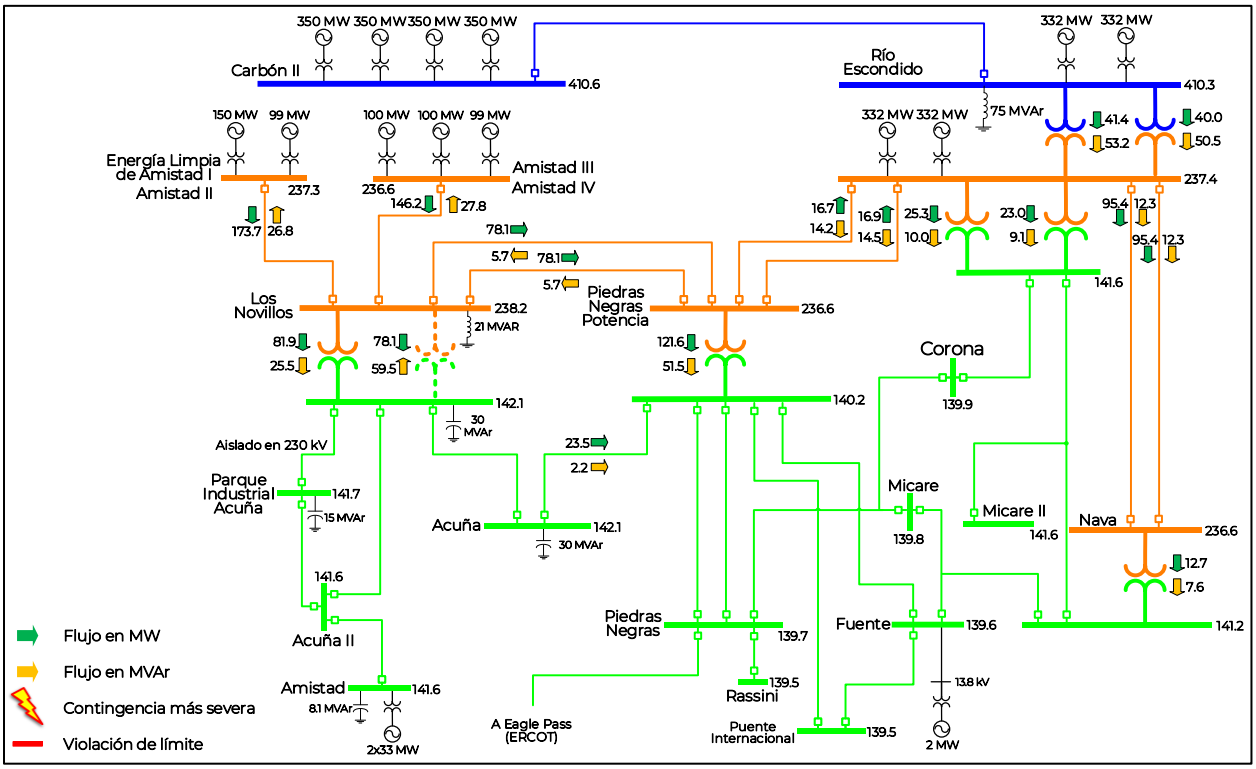


Figura 9.4.13.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Alternativa 1)

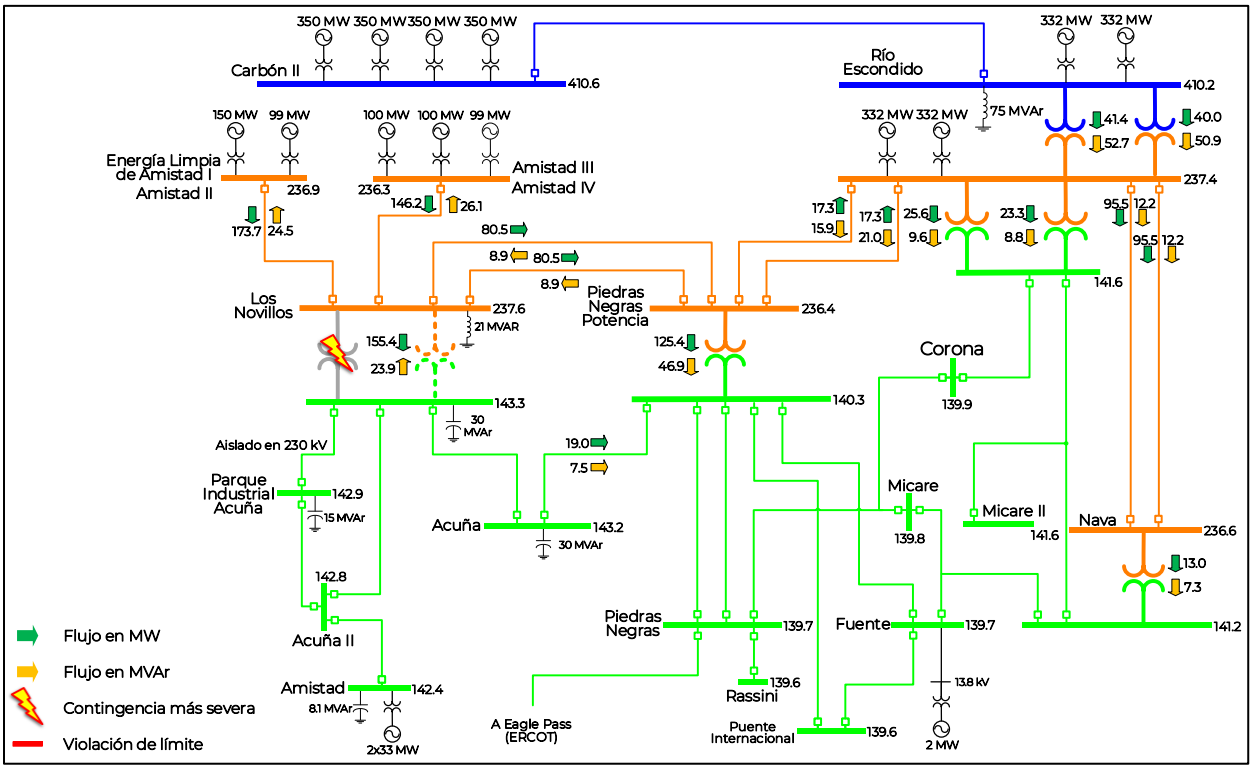


Figura 9.4.13.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Alternativa 2).

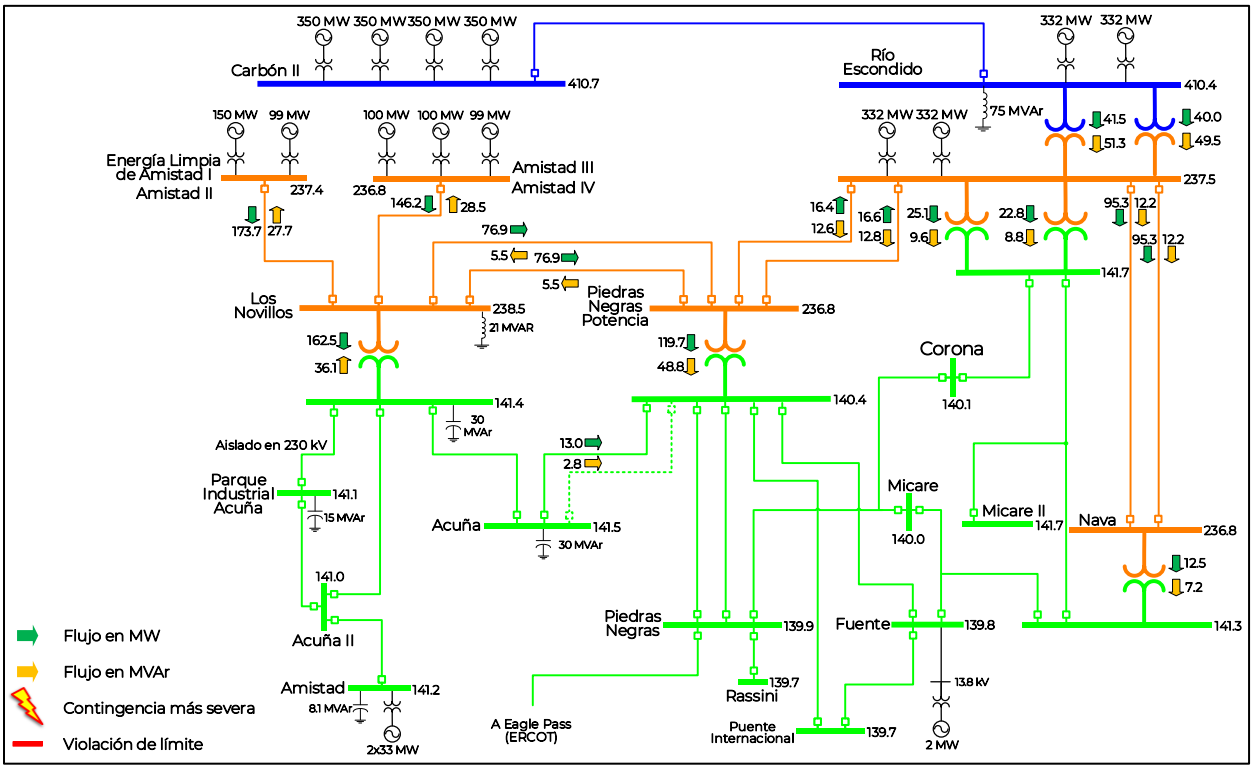
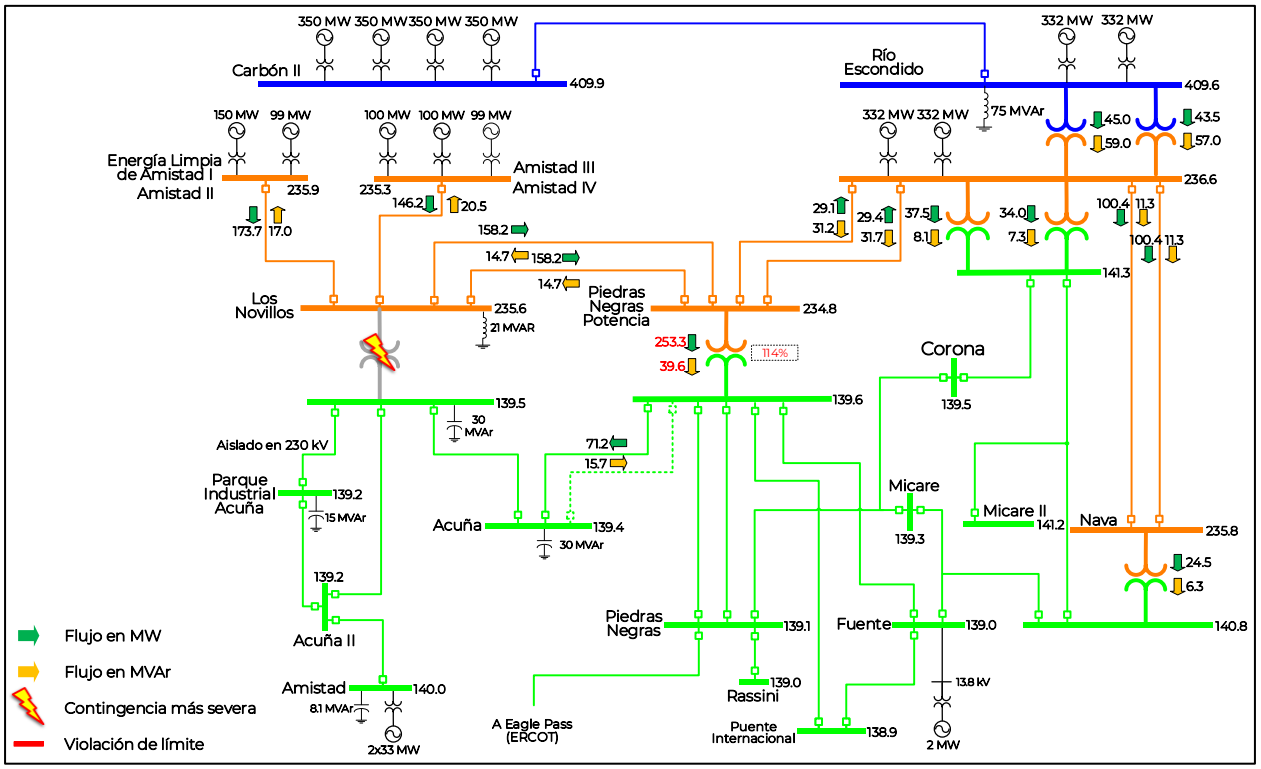


Figura 9.4.13.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia para 2026 (Alternativa 2)



Cuadro 9.4.13.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0	437.23	442.00	17.03	164.60	424.97	2.58

Cuadro 9.4.13.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0	437.23	442.00	51.05	573.38	390.95	0.68

Alternativa propuesta.

En el cuadro 9.4.13.8 se presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Con la Alternativa 1, se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda, tanto en condición de Red Eléctrica completa como ante contingencia sencilla.

Por otra parte, en el cuadro 9.4.13.9 se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Por lo reportado en el Cuadro 9.4.13.7, la Alternativa 2 aunque es técnicamente factible y resuelve la problemática presentada, no es económicamente viable, sin embargo, por las características de la zona y el problema que se pretende resolver, las opciones de obras que pueden implementarse son pocas y la que se plantea en el estudio es la que mayor relación beneficio-costo presentaba.

Cuadro 9.4.13.8. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	600 MW	290 MW
Alternativa 1	625 MW	600 MW
Alternativa 2	600 MW	420MW

Cuadro 9.4.13.9. 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	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	174.38	606.22

Tomando como base los resultados obtenidos en 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 bajos niveles de tensión y/o sobrecargas, en la zona Piedras Negras.

Gerencia de Control Regional Baja California

P22-BC1 Compensación Capacitiva en la Red Eléctrica de 69 kV de la zona Tijuana

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformado por dos grandes regiones de carga: zona Valle y zona Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali, Baja California y San Luis Río Colorado, Sonora; mientras que la segunda comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín en Baja California.

Para atender el suministro de energía en las ciudades de Tecate y Tijuana, se realiza la importación de energía eléctrica desde tres puntos, el primero desde la CE Presidente Juárez, el segundo proveniente desde la región Valle mediante dos líneas de transmisión en 230 kV que proporciona una capacidad de hasta 550 MW y el tercero mediante una línea de transmisión de interconexión entre la ciudad de Tijuana y la ciudad de San Diego (Sistema SDG&E de WECC), con una capacidad de 797 MVA con el cual se realizan intercambios programados de energía entre México y EE.UU. en diferentes puntos de operación de ambos sistemas eléctricos. Existen nueve bancos de transformación, con una capacidad instalada de 1150 MVA, que distribuyen la energía de la Red Eléctrica de 230 kV hacia la Red Eléctrica de 69 kV.

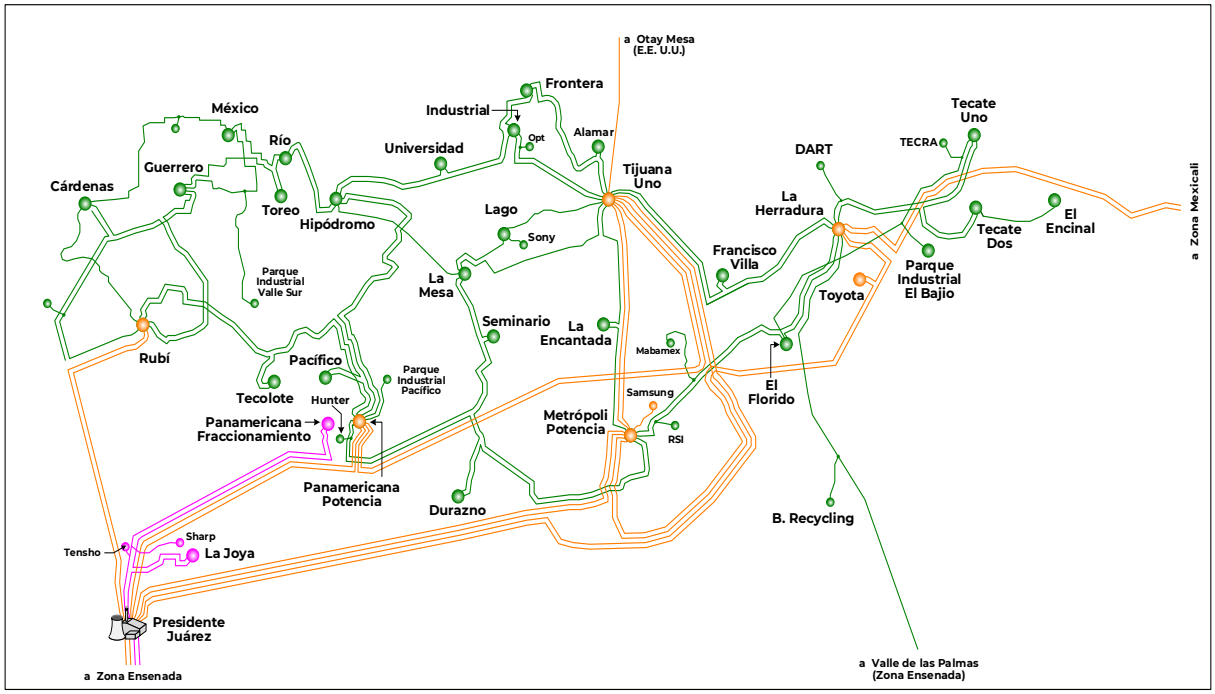
El crecimiento poblacional en las zonas Tijuana y Tecate presentan un giro económico de tipo industrial, donde aproximadamente el 23% del total de la carga en el área pertenece a este giro, por lo cual, recibe un gran número de solicitudes de Conexión de nuevos Centros de carga, así como incrementos de carga de las industrias ya instaladas. Este crecimiento de carga sumado a la insuficiente infraestructura eléctrica necesaria para satisfacer la demanda resulta en una caída del perfil de voltaje, por lo cual se podría llegar a restringir o impedir la Conexión de nuevos Centros de Carga y por consiguiente detener el crecimiento económico de la región. La demanda en las zonas Tijuana y Tecate, en 2021, presentaron un valor de demanda máxima integrada de 1033 MW.

El comportamiento del voltaje en el nivel de 69 kV en la zona Tijuana presentó una caída de tensión del 3%, siendo las SE, Francisco Villa, Seminario, La Mesa, Lago y Tijuana Uno las que presentan mayores afectaciones, sin embargo, en la Red Eléctrica de media tensión de las RGD del MEM se presentan caídas de tensión del 5%, por consiguiente, en caso de contingencia sencilla se estaría violando la banda de voltaje en dichas Subestaciones Eléctricas requiriéndose la operación de un Esquema de Protección de Sistema, afectando más de 140 MW de carga en las SE Francisco Villa, Lago y Tijuana Uno.

Actualmente la capacidad de potencia reactiva en las zonas Tijuana y Tecate es de 88.69 MVAr distribuidos en las SE Cárdenas, Universidad, Hipódromo, Industrial, Tijuana, Lago, La Mesa y Tecate Dos.

La Figura 9.4.14.1 muestra la infraestructura eléctrica de la zona Tijuana en 2026, la cual representa el área de influencia.

Figura 9.4.14.1. Diagrama Unifilar Simplificado de la Infraestructura Eléctrica en las zonas Tijuana-Tecate en 2026[72]



Con base en estudios de análisis de contingencias se identifican bajos voltajes en algunas de las SE de la zona Tijuana, por tanto, es necesario un proyecto que mejore el perfil de voltaje en el área de influencia 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 bajos voltajes en zona Tijuana en 69 kV, las cuales permiten atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio. Las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

El equipo de las Subestaciones Eléctricas que forman parte del proyecto de compensación capacitiva se ha considerado con características de diseño para operar en 115 kV.

Compensación:

- Sustitución del banco de capacitores de 8.1 MVAr ubicado en la SE Tijuana Uno en 69 kV por uno de 24.3 MVAr.
- Sustitución del banco de capacitores de 8.1 MVAr ubicado en la SE Lago en 69 kV por uno de 24.3 MVAr.
- Un banco de capacitores de 16.2 MVAr en 69 KV ubicado en la SE Seminario.
- Un banco de capacitores de 24.3 MVAr en 69 KV ubicado en la SE Francisco Villa.
- Un banco de capacitores de 16.2 MVAr en 69 KV ubicado en la SE Durazno.

Alternativa 2

Transmisión:

- LT Francisco Villa entronque Tijuana Uno – La Herradura en 115 kV, operación inicial en 69 kV.

[72] Ibidem 52

- LT Seminario entronque Panamericana Potencia – La Mesa en 115 kV, operación inicial en 69 kV.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

En las Figuras 9.4.14.2 y 9.4.14.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. Remarcando las obras de la Alternativa.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

El costo total de la Alternativa 1 es de **68.71 millones de pesos**, (3.4 millones de dólares con una paridad de 20.2074), la cual consta de un banco de capacitores de 24.3 MVAr de capacidad ubicado en la SE Tijuana Uno en 69 kV (considera únicamente la sustitución de la celdas capacitivas, ingeniería de detalle, supervisión, puesta en servicio e indirectos), un banco de capacitores de 24.3 MVAr de capacidad ubicado en la SE Francisco Villa en 69 kV, un banco de capacitores de 24.3 MVAr de capacidad ubicado en la SE Lago en 69 kV (considera únicamente la sustitución de la celdas capacitivas, ingeniería de detalle, supervisión, puesta en servicio e indirectos),un banco de capacitores de 16.2 MVAr de capacidad ubicado en SE la Seminario en 69 kV y un banco de capacitores de 16.2 MVAr de capacidad ubicado en la SE Durazno en 69 kV, todos los equipos aislados a 115 kV operando inicialmente en 69 kV.

El Cuadro 9.4.14.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Figura 9.4.14.2. Diagrama unifilar simplificado del área de influencia en 2026 con el proyecto de la Alternativa 1

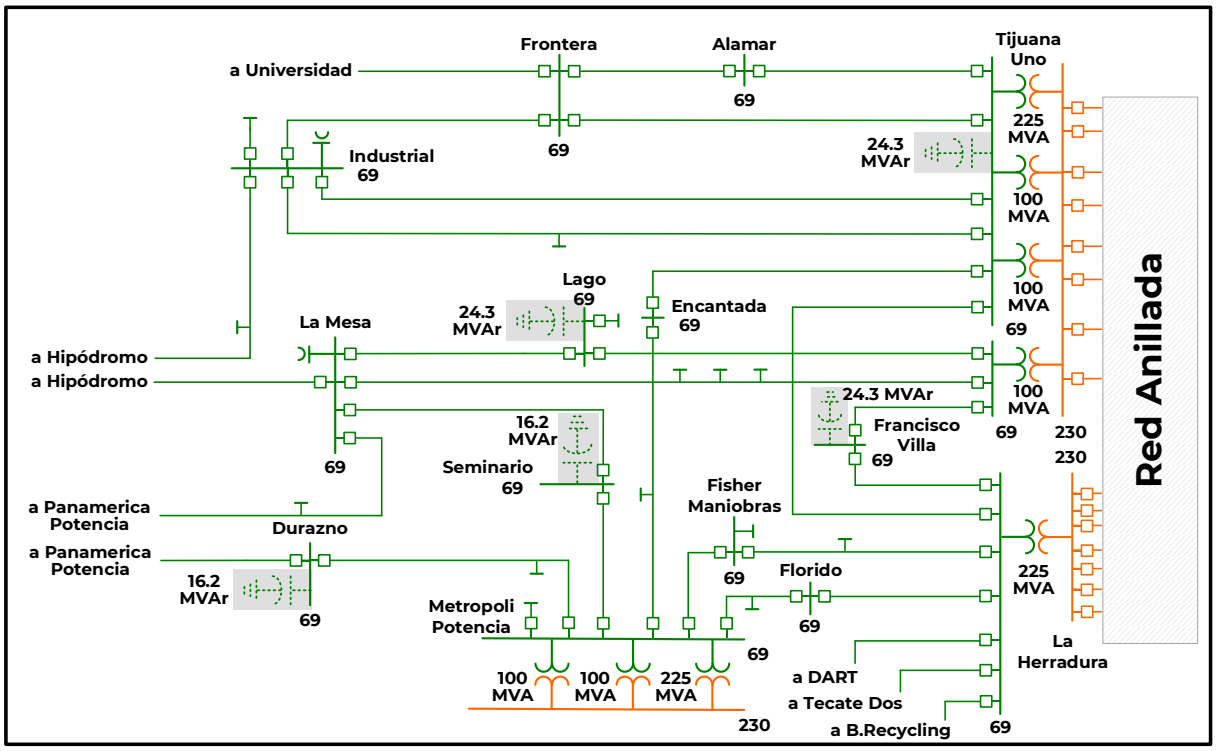
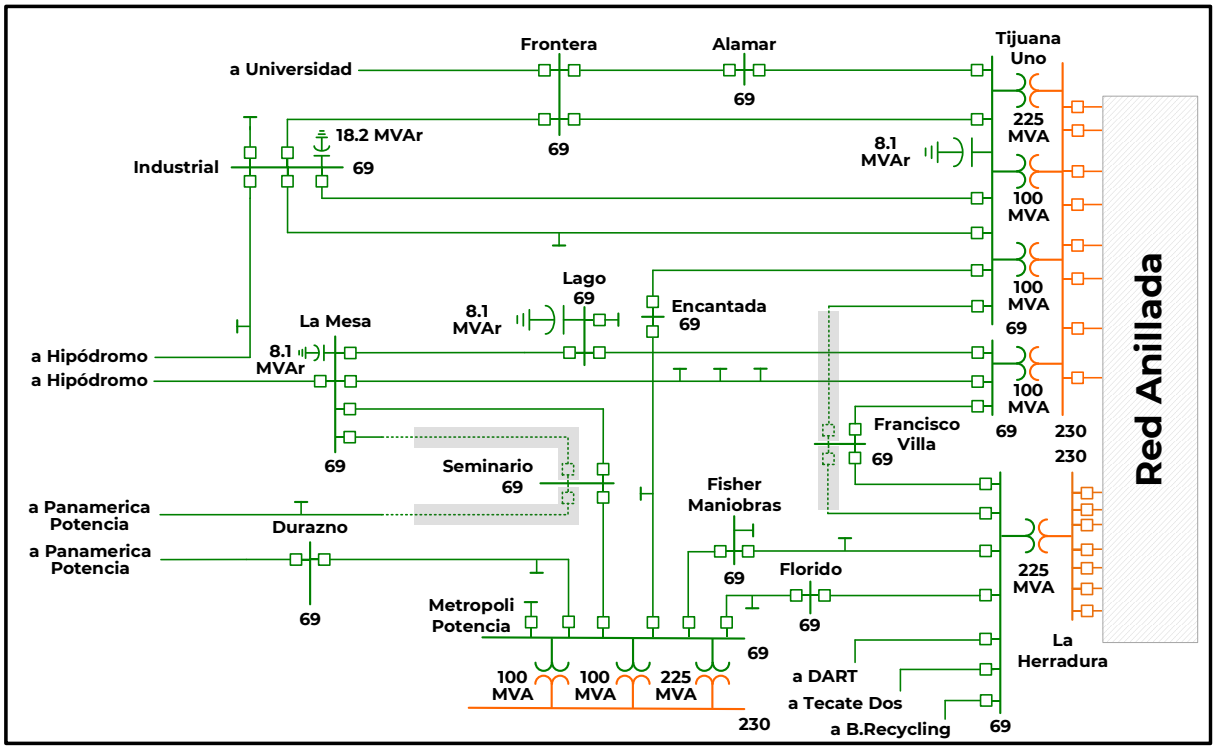


Figura 9.4.14.3. Diagrama unifilar simplificado del área de influencia en 2026 con el proyecto de la Alternativa 2



Cuadro 9.4.14.1. Obras de Compensación de la Alternativa 1.

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana Uno MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26
Francisco Villa MVAr 1/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26
Lago MVAr 1,2/	Capacitor	115	24.3	abr-24	abr-26
Seminario MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	abr-26
Durazno MVAr 1/	Capacitor	115	16.2	abr-24	abr-26
Total			**105.3**		

1/ Operación Inicial en 69 kV
2/ Sustitución de celdas capacitivas

El costo de la Alternativa 2 es de **99.7 millones de pesos**, (4.9 millones de dólares con una paridad de 20.2074), la cual consiste en: una LT de doble circuito, con una longitud aproximada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil, tipo ACSR, en 115 kV operando inicialmente en 69 kV para entroncar la LT Tijuana Uno – La Herradura, una LT de doble circuito, con una longitud aproximada de 1.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil, tipo ACSR, en 115 kV operando inicialmente en 69 kV para entroncar la LT Panamericana Potencia – La Mesa.

Adicionalmente se requieren de dos alimentadores en la SE Francisco Villa y dos alimentadores en la SE Seminario en 115 kV, operación inicial en 69. Los Cuadros 9.4.14.2 y 9.4.14.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 9.4.14.2. Obras de Transmisión de la Alternativa 2.

Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
LT Francisco Villa entronque Tijuana Uno - La Herradura /1	115	2	0.2	abr-24	abr-26
LT Seminario entronque Panamericana Potencia - La Mesa /1	115	2	2.4	abr-24	abr-26
Total			**2.6**		

1/ Operación Inicial en 69 kV

Cuadro 9.4.14.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2.

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Seminario /1	Alimentador Ampliación	2	115	abr-24	abr-26
Francisco Villa /1	Alimentador Ampliación	2	115	abr-24	abr-26
Total		**4**			

1/ Operación Inicial en 69 kV

Indicadores técnicos y económicos.

En las Figuras 9.4.14.4 y 9.4.14.5 se muestra el escenario de DMCZ en el área de influencia para el año 2026 sin proyecto, en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia de la LT Francisco Villa – La Herradura, respectivamente.

Figura 9.4.14.4. Escenario de DMCZ de 2026 en el área de influencia en Red Eléctrica completa (Sin Proyecto)

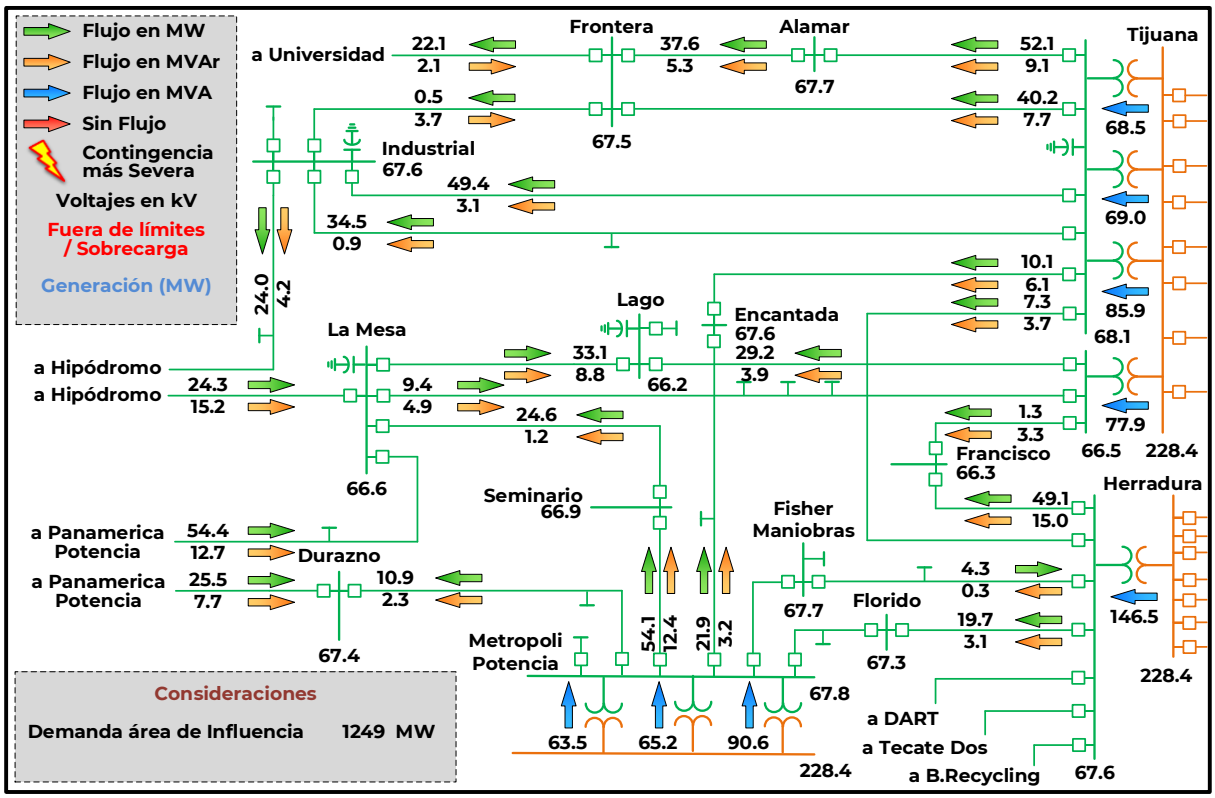
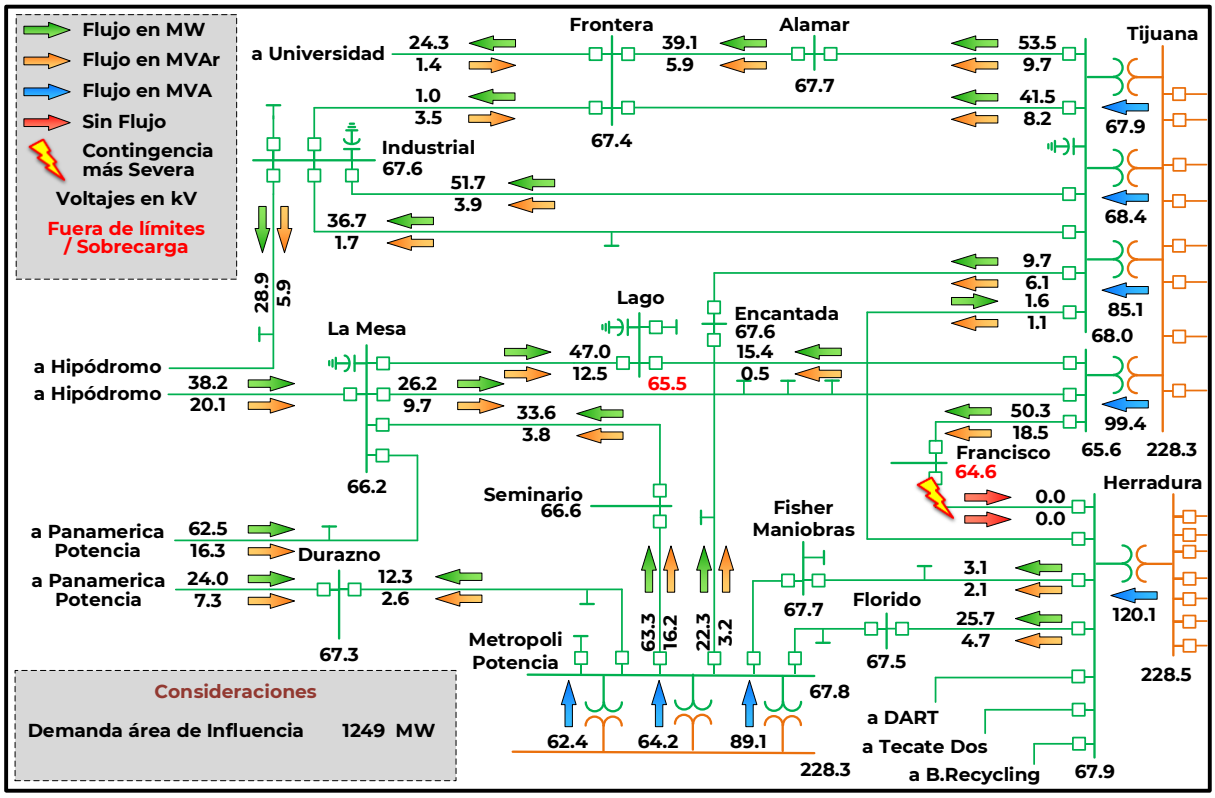


Figura 9.4.14.5. Escenario de DMCZ de 2026 en el área de influencia ante disparo de LT FCO-HRA (Sin Proyecto)



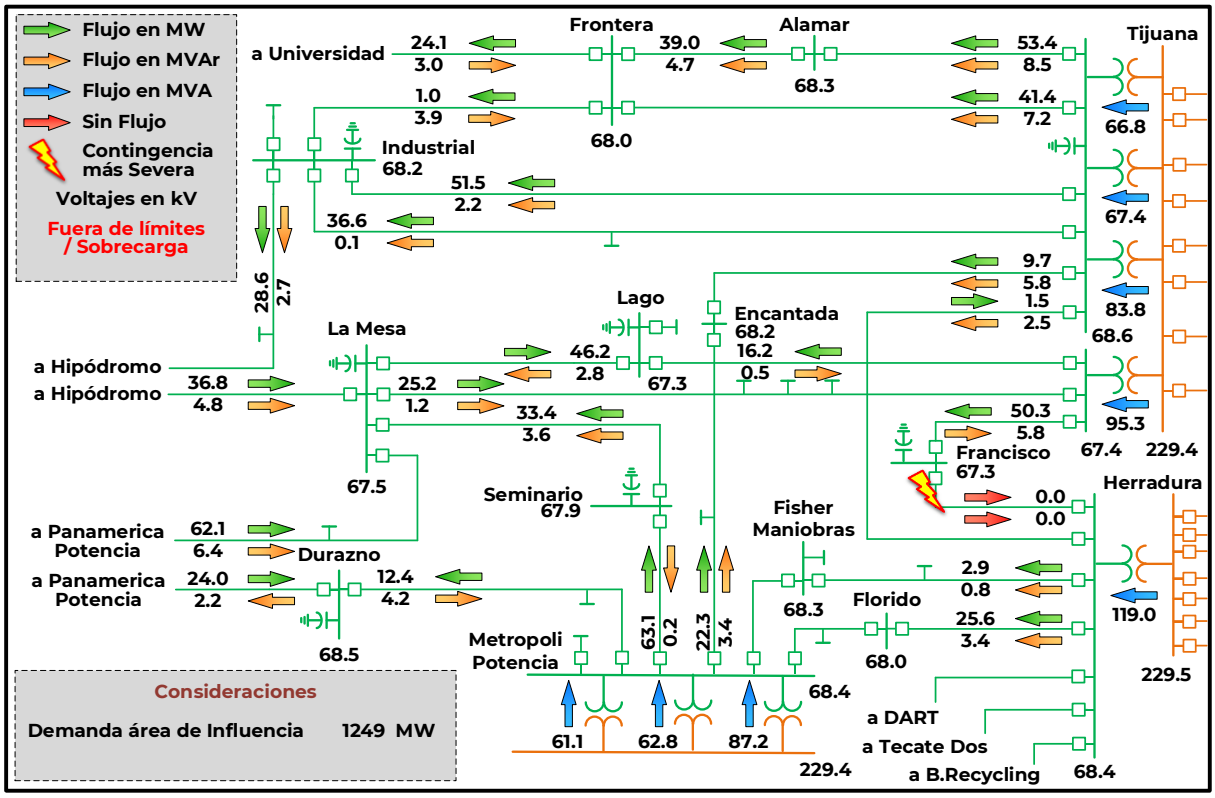
En la Figura 9.4.14.6 se aprecia el escenario DMCZ en el área de influencia para el año 2026 con el proyecto de la Alternativa 1, ante contingencia de la LT Francisco Villa – La Herradura en 69 kV, se aprecia que los elementos que integran la Red Eléctrica en 69 kV se encuentran operando con Red Eléctrica completa sin problemas de voltaje ni sobrecarga.

En la Figura 9.4.14.7 se aprecia el escenario DMCZ en el área de influencia para el año 2026 con el proyecto de la Alternativa 2, ante contingencia del disparo del banco de transformación T40 en la SE Tijuana Uno, el comportamiento en la infraestructura eléctrica en 69 kV se encuentra dentro de Límites Operativos.

Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad de la Red Eléctrica en la zona Tijuana y Tecate, por lo que se podrá atender las solicitudes de nuevos Centros de Carga lo que propiciará el desarrollo regional.

En los Cuadros 9.4.14.4 y 9.4.14.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas, las cuales fueron evaluadas con la metodología de demanda incremental.

Figura 9.4.14.6. Escenario de DMCZ de 2026 en el área de influencia ante disparo de LT FCO-HRA (Alternativa 1)



Cuadro 9.4.14.4. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

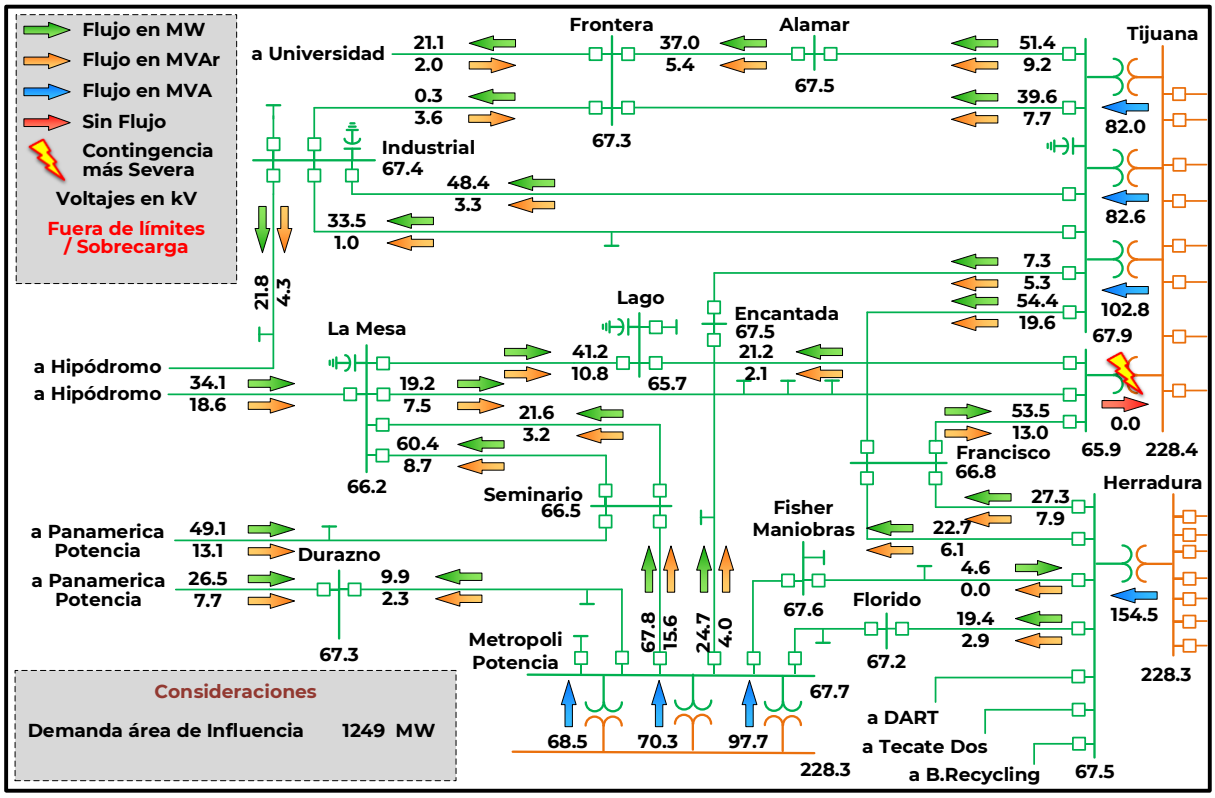
Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
382.08	105.61	525.98	487.68	62.91	276.17	4.39

Cuadro 9.4.14.5. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
53.81	158.90	212.71	21.08	90.66	191.63	2.11

Figura 9.4.14.7. Escenario de DMCZ de 2026 en el área de influencia ante disparo del banco T40 en la SE Tijuana Uno (Alternativa 2)



Alternativa Propuesta

En el Cuadro 9.4.14.6. se presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda del área de influencia, en donde la Alternativa 1 presenta los mejores beneficios técnicos y económicos a la problemática en la zona Tijuana.

Cuadro 9.4.14.6. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas.

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1359 MW	1164 MW
Alternativa 1	1518 MW	1319 MW
Alternativa 2	1409 MW	1294 MW

El Cuadro 9.4.14.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.14.7. 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	Mayor	Menor
Control de calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2022)	68.7	99.7
Relación Beneficio/Costo	4.39	2.11

Ambas Alternativas mejoran el perfil de voltaje en condiciones de operación en Red Eléctrica completa y ante CSS logrando así mantener el suministro energía hacia la carga

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 voltaje en la zona Tijuana en el nivel de tensión en 69 kV.

P22-BC2 Compensación en la Red Eléctrica de 115 kV de la zona Tijuana

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformado por dos grandes regiones de carga: zona Valle y zona Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali, Baja California y San Luis Río Colorado, Sonora; la segunda comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín en Baja California.

La zona Tijuana tiene una Red Eléctrica en 115 kV de gran importancia ya que realiza el suministro la zona industrial al suroeste de Tijuana y se interconecta con el norte de la ciudad de Ensenada para el suministro de diversas Subestaciones Eléctricas en el corredor turístico sobre la costa del Océano Pacífico.

La Red Eléctrica en 115 kV consiste en dos líneas de transmisión que salen de la SE Presidente Juárez y alimentan la SE La Joya y SE Panamericana en el corredor Rosarito – Tijuana, mientras que para el Corredor Rosarito-Ensenada alimenta las SE Popotla, Puerto Nuevo, Misión, Jatay y El Sauzal hasta llegar a la SE Lomas y SE Ciprés en la ciudad de Ensenada con una distancia de 85 km de longitud entre ambos extremos.

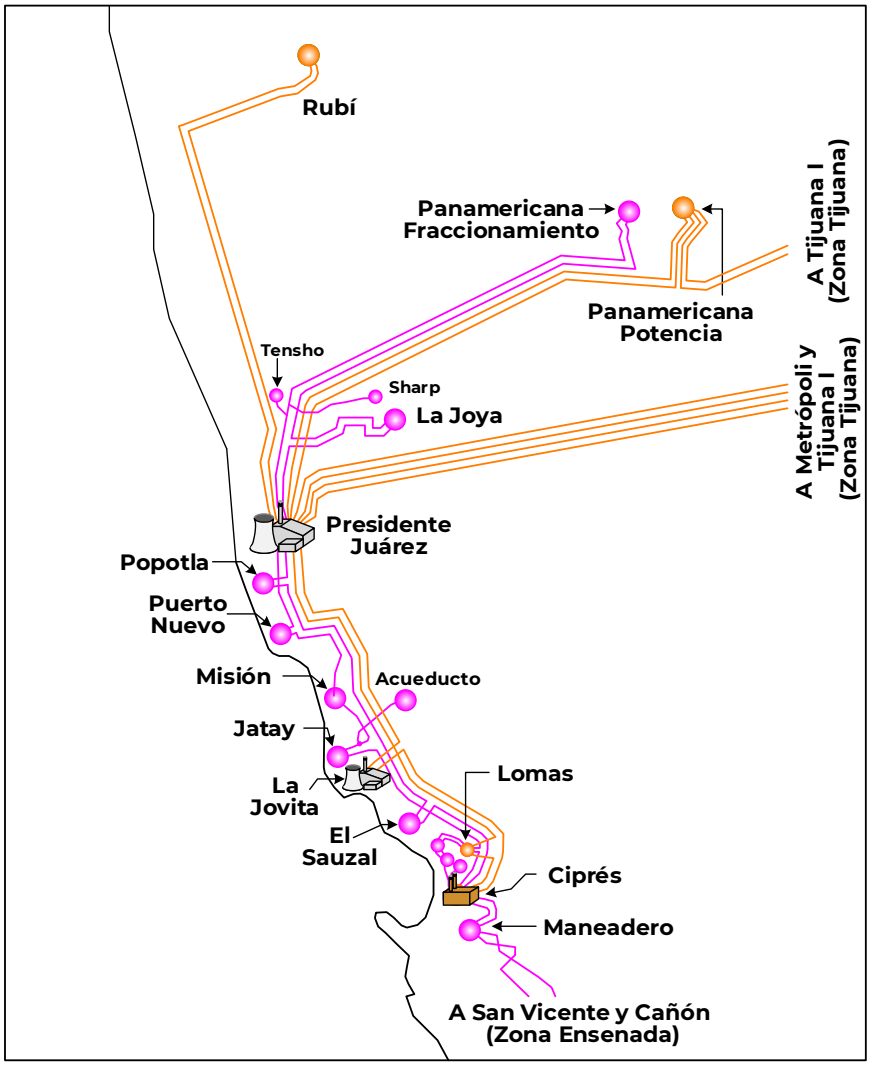
La SE Presidente Juárez enlaza la generación de la Central Eléctrica con la Red Eléctrica de transmisión en 115 kV mediante un AT de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV y tiene instaladas cinco unidades TG conectadas en la barra de 115 kV.

Como fuente de potencia reactiva en 115 kV no se cuenta con equipo de compensación capacitiva, únicamente se tiene el aporte de potencia reactiva que proporcionan las cinco unidades TG, estas unidades, aportan únicamente cuando son despachadas, por lo que gran parte del año no se cuenta con ellas debido a que son despachadas en condiciones de máxima demanda o en Estado Operativo de Alerta o Emergencia. La figura 9.4.15.1, muestra la infraestructura existente de zona Tijuana 115 KV.

Durante el año 2021, la demanda en las Subestaciones Eléctricas de la zona Tijuana en 115 kV alcanzaron un valor de demanda máxima integrada de 97 MW, dicha carga se incrementó durante el mes de julio con la entrada del banco de transformación PNM T20, ya que previo a esta transferencia de carga se tenía una carga máxima promedio de 73 MW, esta acción se realizó para descargar el transformador en la SE Pacífico

y al mismo tiempo descargar la SE Panamericana Potencia. La Figura 9.4.15.2, muestra el historial de carga para el año 2021 en las Subestaciones Eléctricas de zona Tijuana 115 kV.

Figura 9.4.15.1. Diagrama unifilar simplificado de la Infraestructura eléctrica existente en 2022 en la zona Tijuana 115 kV[73]

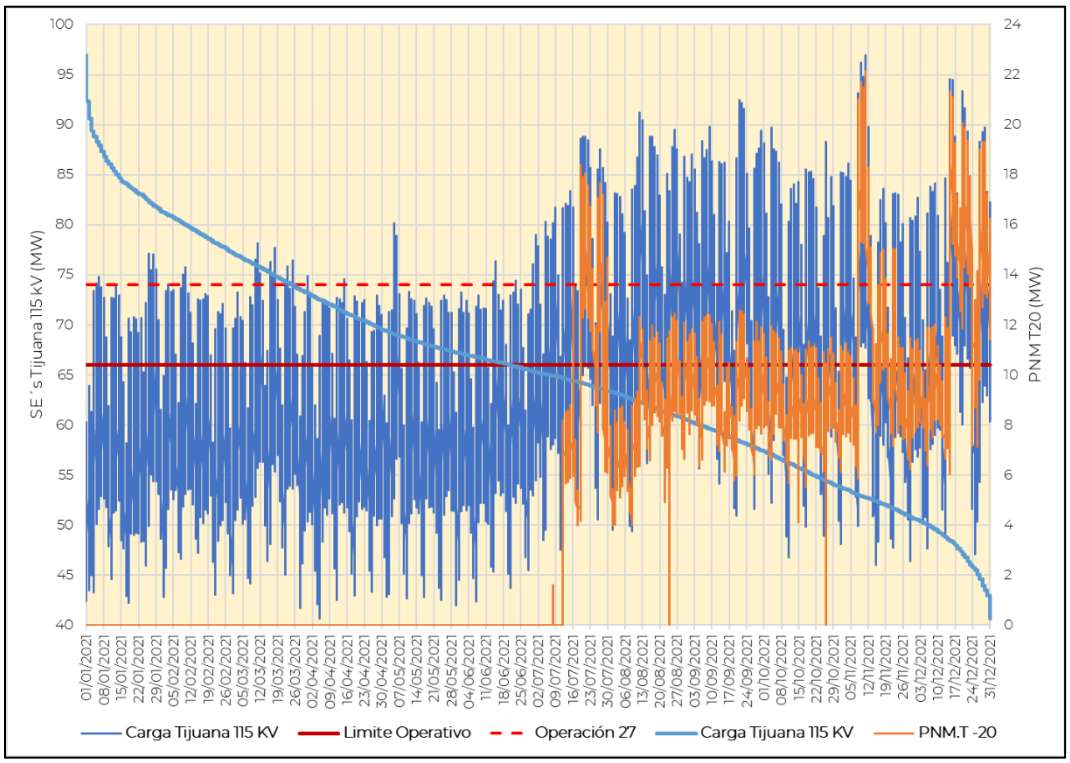


[73] Ibidem

En cuanto al comportamiento de tensión, durante la temporada de verano en condiciones de Red Eléctrica completa no se tiene una problemática de voltaje, sin embargo, se registraron alarmas de violaciones de voltajes en la SE Panamericana ante la condición de disparo del banco de transformación de SE Presidente Juárez al no tener en operación las UCE en la barra de 115 kV de SE Presidente Juárez, ante esta situación y para evitar el corte de carga automático o manual previendo una posible contingencia n-1, se requiere sincronizar generación TG en la barra de Presidente Juárez 115 kV, con la finalidad de dar soporte de potencia reactiva y mantener el voltaje de operación en la Red Eléctrica de 115 kV dentro de los Límites Operativos permitidos en contingencia sencilla, estas UCE tienen un costo de operación mayor con respecto al resto de las unidades en la CE Presidente Juárez, por lo que al sincronizarlas se elevan los costos operativos en el SIBC.

Adicionalmente, se muestra la demanda representada en una curva de duración de carga donde se observa que por más de 4100 horas al año se sobrepasó el límite con el cual ante contingencia sencilla el voltaje estaría por debajo del 5% y en 2000 horas se sobrepasó el nivel de carga en el cual ante disparo del transformador de la SE PJZ T10 operaría el esquema de bajo voltaje.

Figura 9.4.15.2. Curva de demanda y duración de carga en la zona Tijuana 115 kV en el año 2021



Adicional al crecimiento poblacional en la zona, recientemente se han presentado diversos incrementos de carga o nuevos Centros de Carga en la zona de influencia que sumado a la insuficiente infraestructura necesaria para satisfacer la demanda en la zona Tijuana 115 kV agravaría el perfil de voltaje, por lo cual se podría llegar a restringir o impedir la conexión de nuevos Centros de Carga y por consiguiente detener el crecimiento económico de la región.

Por lo anterior, ante el disparo del AT Presidente Juárez T10 230/115 kV, se registrará una caída de tensión en las SE la

Joya, Panamericana, Popotla y Puerto Nuevo que repercute en la necesidad de aplicar los EAR-DAC con el objetivo de mantener el voltaje en las SE del área de influencia del proyecto en 115 kV, siendo la SE Panamericana la que presenta el nivel de voltaje más bajo.

Es necesario un proyecto que mejore el perfil de voltaje en la región de zona Tijuana 115 kV para mantener el índice de Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, así como permitir el suministro de energía eléctrica a Centros de Carga residenciales, mediana empresa maquiladora, pequeñas industrias y nuevos desarrollos residenciales con lo que se minimizará el riesgo de que ante contingencia sencilla operen los EAR-DAC.

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos Alternativas para resolver la problemática de transferencia de potencia hacia la zona Tijuana 115 kV, lo que permitirá atender el crecimiento de la demanda pronosticada en la región de estudio; las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV ubicado en la SE Panamericana.
- Un banco de capacitores de 22.5 MVAr en 115 kV ubicado en la SE La Joya.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAr en 115 kV ubicado en la SE Popotla.

Alternativa 2

Compensación:

- Un Compensador Estático de VAr de +50/-25 MVAr en 115 kV ubicado en la SE Panamericana.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.
-

En las figuras 9.4.15.3. y 9.4.15.4. se muestran los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas analizadas. Remarcando las obras de la Alternativa.

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

El costo total de la Alternativa 1 es de **48.4 millones de pesos**, (2.4 millones de dólares con una paridad de 20.2074), la cual consta de un banco de capacitores de 22.5 MVAr ubicado en SE Panamericana, un banco de capacitores de 22.5 MVAr ubicado en SE La Joya y un banco de capacitores de 7.5 MVAr de ubicado en SE Popotla.

El Cuadro 9.4.15.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su respectivo costo de inversión

Figura 9.4.15.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

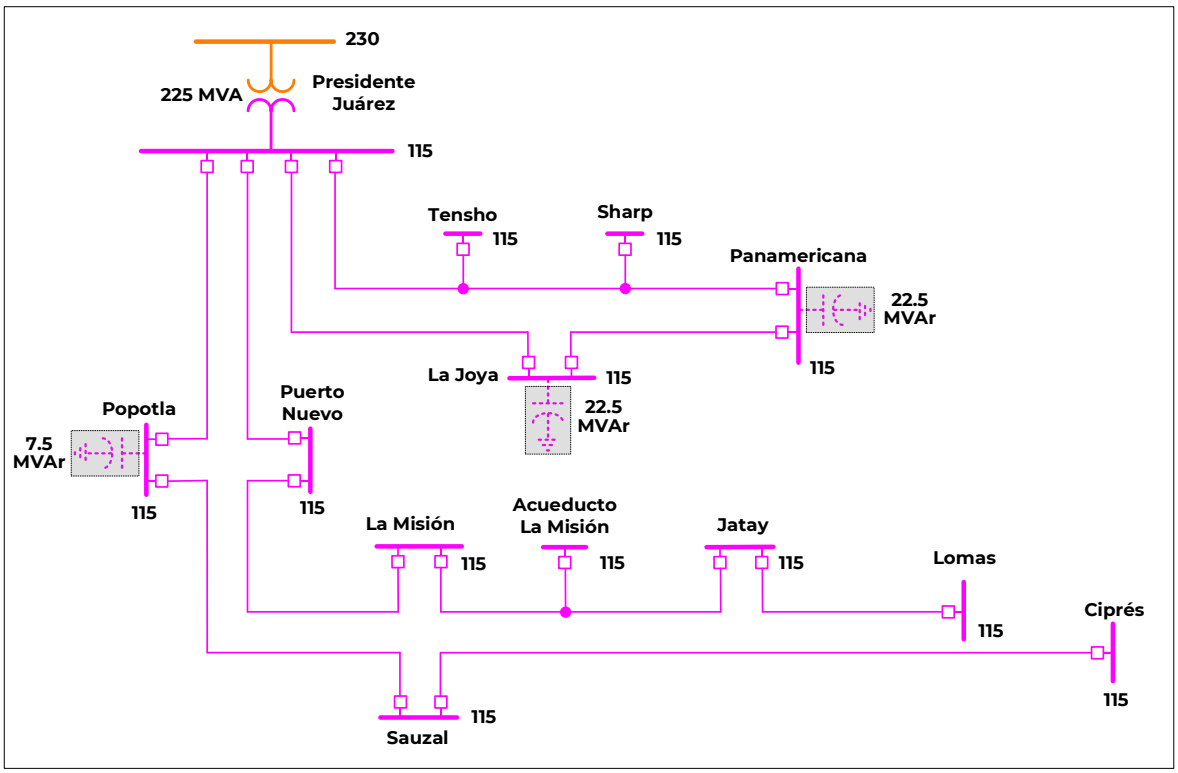
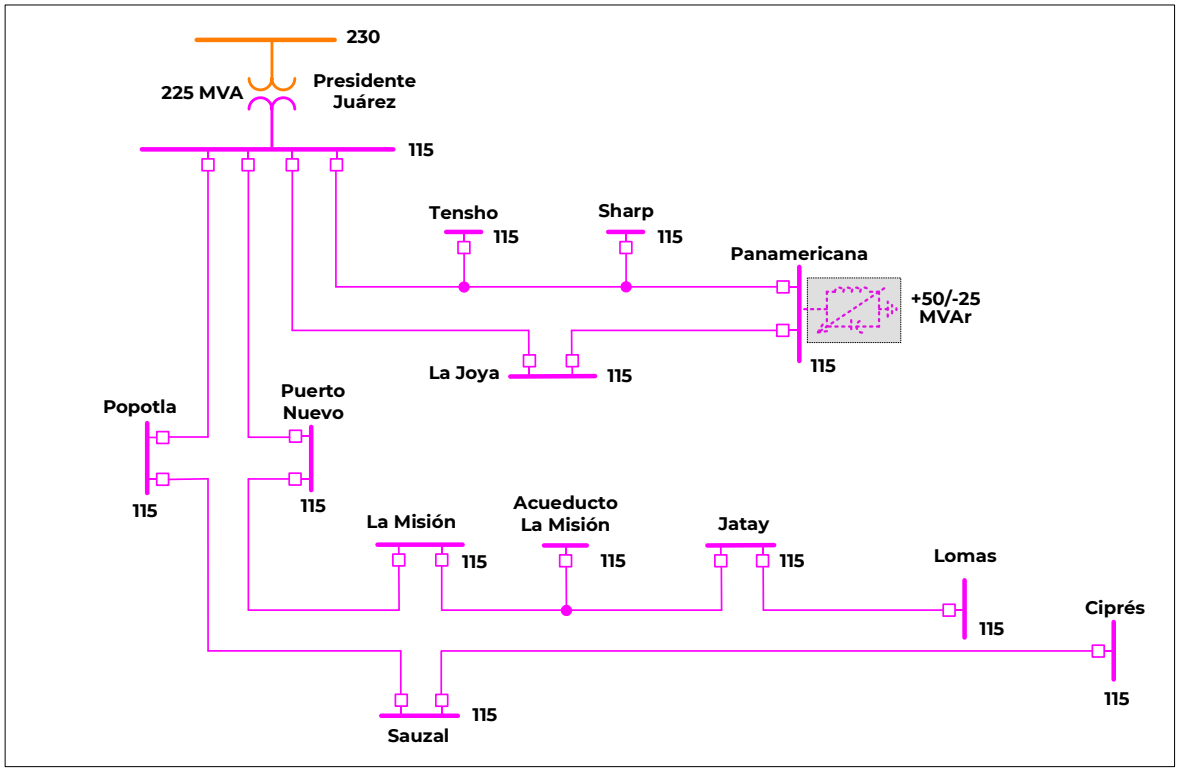


Figura 9.4.15.4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Cuadro 9.4.15.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Panamericana MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-26
La Joya MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-26
Popotla MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-26
Total			**52.5**		

El costo de la Alternativa 2 es de **150.602 millones de pesos**, (7.45 millones de dólares con una paridad de 20.2074), la cual consiste en un Compensador Estático de VARS de +50/-25 MVAr de capacidad reactiva conectado a la barra de 115 kV de SE Panamericana.

Los cuadros 9.4.15.2 y 9.4.15.3. muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.15.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Compensación Dinámica Panamericana	Compensación Dinámica	115	25 (Ind.) / 50 (Cap.)	abr-24	abr-26
Total			**75.0**		

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo

Cuadro 9.4.15.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2.

Subestación Eléctrica	Tipo de Obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Panamericana	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-26
Total		**1**			

Indicadores técnicos y económicos.

En la Figura 9.4.15.5. se muestra la condición de demanda máxima de 2026 sin el proyecto, considera Red Eléctrica completa y se observa el comportamiento eléctrico en el área de influencia del proyecto, al presentarse la CSS en el escenario base sin proyecto, el caso de flujos de potencia no converge, es decir, no tiene solución matemática debido al impacto de la falla que se presenta, ya que disminuye el voltaje considerablemente a un punto no operable, en este escenario se implementará un EAR-DAC para mantener el sistema operando en forma confiable y seguro.

Las Figuras 9.4.15.6. y 9.4.15.7, muestra el escenario de 2026 **con las Alternativas 1 y 2**. Se observa que ante la misma condición de demanda máxima ambas Alternativas mejoran el perfil de voltaje en el área de influencia.

Figura 9.4.15.5. Escenario de demanda máxima de 2026 en el área de influencia sin proyecto

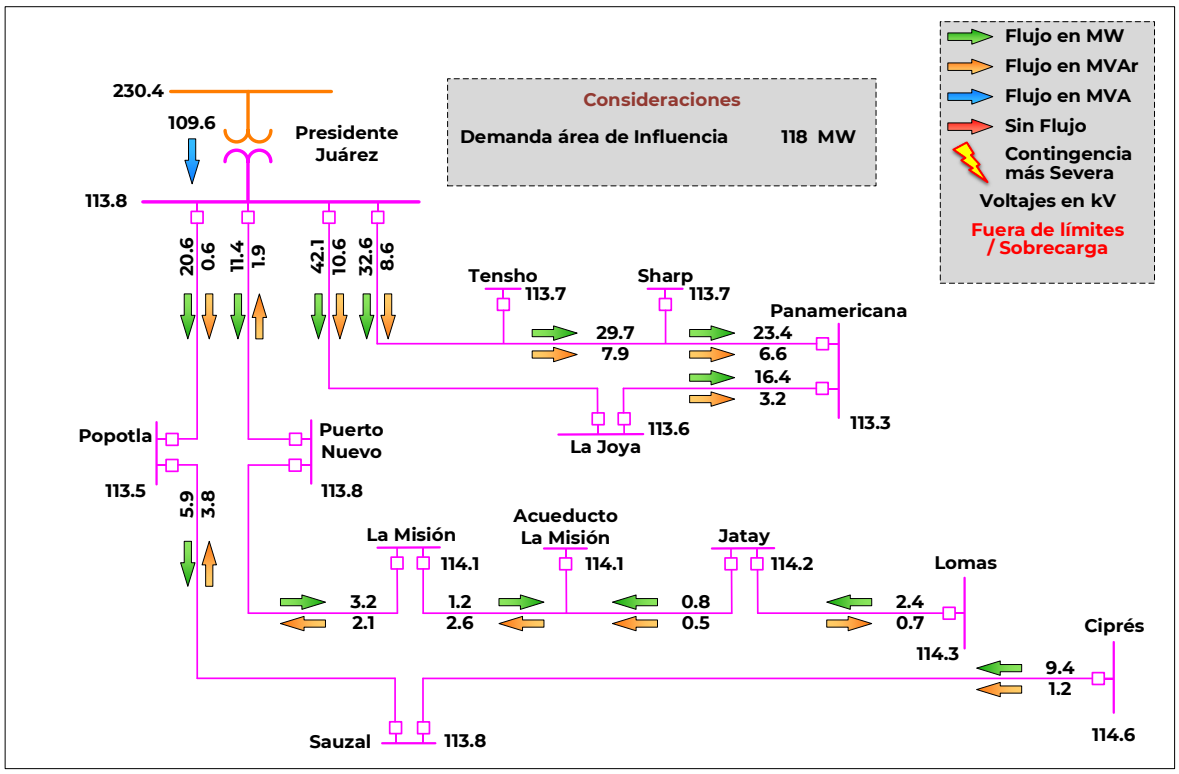


Figura 9.4.15.6. Escenario de demanda máxima de 2026 en el área de influencia para la Alternativa 1 ante disparo del Banco de Transformación Presidente Juárez T10 230/115 kV

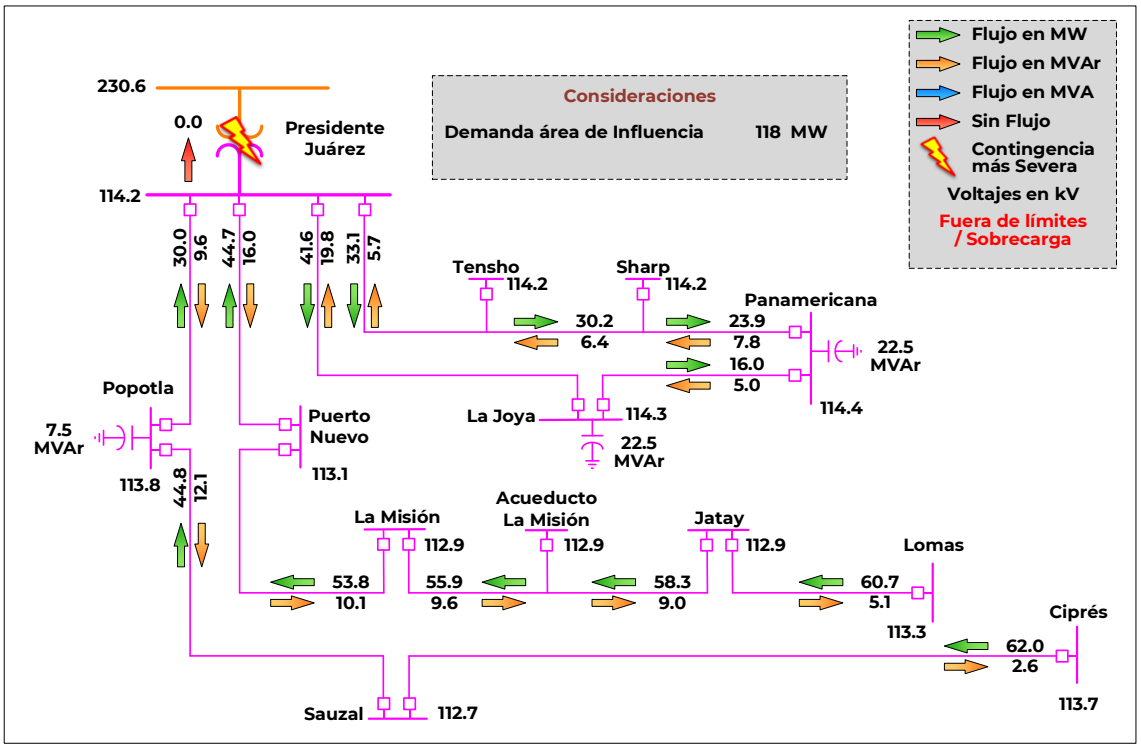
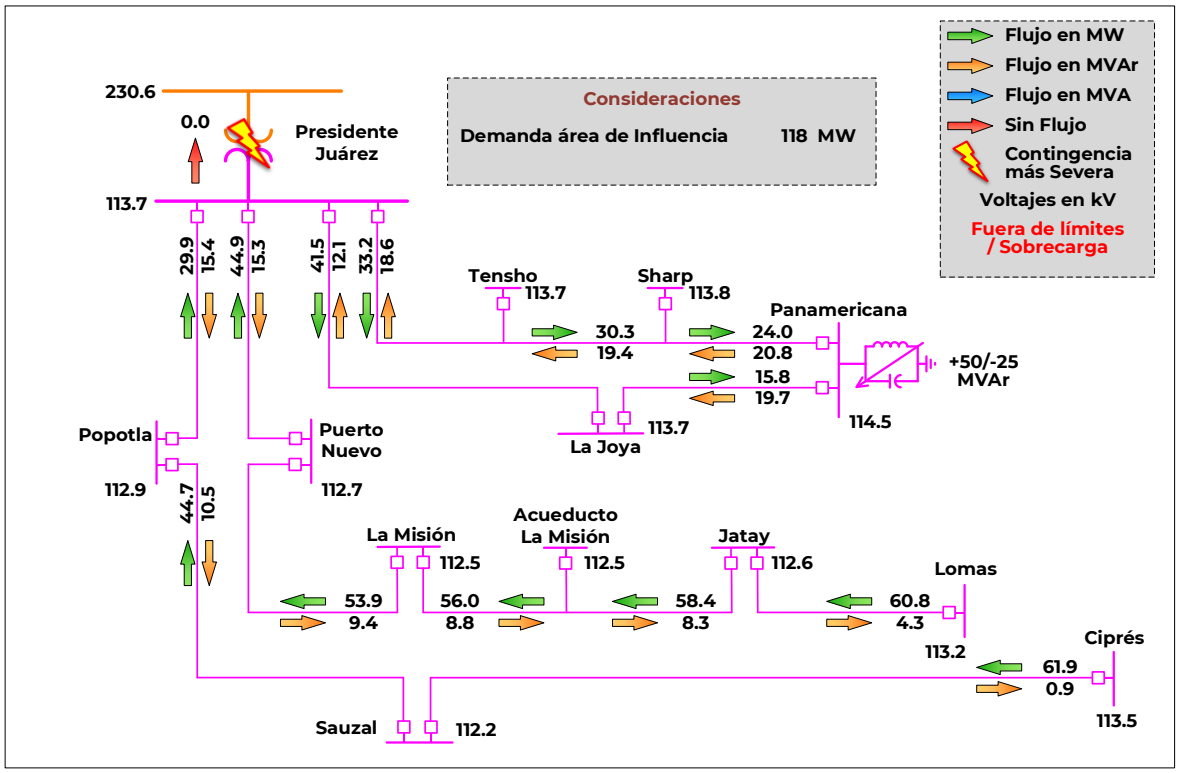


Figura 9.4.15.7. Escenario de demanda máxima de 2026 en el área de influencia para la Alternativa 2 ante disparo del Banco de Transformación Presidente Juárez T10 230/115 kV



Por tanto, ambas Alternativas mejoran el perfil de voltaje en condiciones de operación normal (Red Eléctrica completa), así como ante la contingencia de la pérdida del AT 230/115 kV (N-1) se mantiene el suministro de la carga.

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 voltaje en la zona Tijuana 115 kV.

Asimismo, se consigue una mayor Confiabilidad de la Red Eléctrica en la zona Tijuana y se podrán atender las solicitudes de nuevos Centros de Carga lo que propiciará el desarrollo regional.

En los Cuadros 9.4.15.4. y 9.4.15.5. se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Cuadro 9.4.15.4. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
57.47	90.93	148.40	30.53	44.11	117.87	2.67

Cuadro 9.4.15.5. Resumen de beneficios económicos por demanda incremental de la Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
79.92	104.96	184.88	44.50	139.47	140.38	1.01

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.15.6. presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda, en donde ambas Alternativas tienen valores de saturación similares, es decir, se contaría con la infraestructura suficiente para poder utilizar la capacidad de transformación disponible en la zona.

Cuadro 9.4.15.6. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	192 MW	66 MW
Alternativa 1	240 MW	126 MW
Alternativa 2	248 MW	140 MW

El Cuadro 9.4.15.7 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.15.7. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos Alternativas

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	48.297	150.6
Relación Beneficio/Costo	2.67	1.01

Por los resultados de los estudios técnicos se concluye que la **Alternativa 1** presenta una mayor Confiabilidad y rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Tijuana 115 kV

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.

En 2018, la SENER instruyó la construcción de las primeras obras de las RGD del MEM, con base en las propuestas realizadas por CFE Distribución y avaladas por CENACE.

En abril de 2022 la SENER instruyó los proyectos identificados de ampliación de la RGD del MEM propuestos en PAMRNT 2021-2035.

En el cuadro 9.5.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER (2018 a 2021), indicando el estatus reportado por CFE Distribución a CENACE.

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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Oriental	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-18	nov-19	2018	Terminado
	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-21	oct-20	2018	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17	nov-20	2018	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-16	ene-21	2018	Terminado
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR5	Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	abr-20	jul-21	2019	Terminado
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	dic-20	dic-22	2018	En Construcción
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	dic-20	dic-22	2018	En Licitación
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-20	mar-23	2019	Por licitarse
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-21	dic-22	2019	En Licitación
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	mar-22	nov-22	2019	Por licitarse

... 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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Oriental	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jul-22	dic-22	2018	En Licitación
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	dic-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Veracruz	Veracruz	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	dic-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Coatzacoalcos	Veracruz	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	dic-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Poza Rica	Veracruz	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	dic-23	nov-22	2019	Por licitarse
	Chontalpa	Tabasco	D20-OR4	Cárdenas Centro Banco 1	may-24	may-25	2021	Por licitarse
	Poza Rica	Veracruz	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	dic-24	2021	Por licitarse
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	may-25	2021	Por licitarse
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	may-25	2021	Por licitarse
	Cuautla	Morelos	D21-OR2	Cuautla II Banco 2	abr-25	mar-25	abril de 2022	-
	Los Ríos	Chiapas	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Chontalpa	Tabasco	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-26	abr-25	abril de 2022	-
Occidental	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	may-21	jun-20	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19	feb-21	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19	jun-21	2018	Terminado
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	abr-19	nov-22	2018	Por licitarse
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	oct-20	nov-22	2018	Por licitarse
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	ago-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	sep-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	sep-21	nov-22	2018	Por licitarse
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	ene-22	dic-22	2019	Por licitarse
	León	Guanajuato	D19-OC12	Morelos Banco 1	jun-22	nov-23	2019	Por licitarse
	Querétaro	Querétaro	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	dic-22	dic-22	2019	Por licitarse
	Los Altos	Jalisco	D19-OC4	Acatic Banco 1	abr-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	abr-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Zapotlán	Jalisco	D19-OC5	Tolimán Banco 1	jun-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Tepic	Nayarit	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Vallarta	Jalisco	D19-OC2	Centro Banco 1	dic-23	nov-23	2019	Por licitarse

... 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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Occidental	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	dic-22	2019	Por licitarse
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	dic-22	2019	Por licitarse
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-23	mar-25	2021	Por licitarse
	Querétaro	Querétaro	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-24	mar-25	2021	Por licitarse
	Querétaro	Querétaro	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-24	mar-25	2021	Por licitarse
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-24	mar-25	2021	Por licitarse
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	nov-23	2021	Por licitarse
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Matehuala	San Luis Potosí	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	San Luis Potosí	San Luis Potosí	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
Noroeste	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	may-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	abr-21	feb-22	2018	En construcción
	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-21	mar-23	2018	Por licitarse
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	abr-21	feb-22	2018	En construcción
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	abr-22	dic-22	2019	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	dic-22	2019	Por licitarse
	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	dic-24	2019	Por licitarse
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	dic-23	2019	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	may-23	dic-23	2019	Por licitarse
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	mar-24	mar-25	2021	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Por licitarse
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO3	La Primavera Banco 1	may-24	may-25	2021	Por licitarse
	Puerto Peñasco	Sonora	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	dic-25	dic-25	abril de 2022	-
	Hermosillo	Sonora	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	dic-25	dic-25	abril de 2022	-
	Culiacán	Sinaloa	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	dic-25	dic-25	abril de 2022	-
	Mazatlán	Sinaloa	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	dic-26	dic-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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Norte	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19	nov-22	2018	En construcción
	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	abr-18	nov-22	2018	En construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	abr-18	nov-22	2018	Por licitarse
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	abr-18	abr-22	2018	En construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-20	nov-22	2018	Por licitarse
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19	nov-22	2018	Por licitarse
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	mar-23	nov-22	2018	Por licitarse
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18	nov-22	2018	En construcción
	Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	nov-22	2019	Por licitarse
	Durango	Durango	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	abr-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Durango	Durango	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Delicias	Chihuahua	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Chihuahua	Chihuahua	D21-NT3	Saucito Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
Noreste	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	ago-20	jun-20	jun-20	Terminado
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	may-20	may-22	2018	En construcción
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	jul-21	dic-22	2018	Por licitarse
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	dic-22	2019	Por licitarse
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	dic-23	2019	Por licitarse
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	dic-20	mar-22	2019	Por licitarse
	Valles	San Luis Potosí	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-20	dic-23	2021	Por licitarse
	Huejutla	Hidalgo	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	dic-24	2021	Por licitarse
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	-
	Valles	San Luis Potosí	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	-
	Victoria	Tamaulipas	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	-
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Noreste	Valles	San Luis Potosí	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	abr-26	abril de 2022	-
	Reynosa	Tamaulipas	D21-NE8	Sinaí Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Monterrey Poniente	Nuevo León	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Tampico	Tamaulipas	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
Peninsular	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20	dic-20	2018	Terminado
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	ago-21	dic-22	2018	Por licitarse
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	jul-21	dic-22	2018	Por licitarse
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	jun-21	mar-22	2018	En construcción
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	jul-20	dic-22	2018	En construcción
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	jul-21	jun-22	2018	En construcción
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	nov-21	jun-22	2018	En construcción
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Por licitarse
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Por licitarse
	Ticul	Yucatán	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	abr-24	2021	Por licitarse
	Cancún	Quintana Roo	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	abr-23	abr-25	abril de 2022	-
Baja California	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	may-20	feb-22	2018	Terminado
	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19	nov-22	2018	En construcción
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22	nov-24	2018	Por licitarse
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21	nov-23	2018	Por licitarse
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-21	nov-23	2018	Por licitarse
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	nov-24	2019	Por licitarse
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	nov-22	2019	Por licitarse
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	nov-22	2019	En construcción
	Tijuana	Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	ago-24	ago-25	2021	Por licitarse
	Tijuana	Baja California	D20-BC2	Durazno Banco 2	ago-24	ago-24	2021	Por licitarse
	Tijuana	Baja California	D20-BC3	Alamar Banco 1	ago-24	ago-25	2021	Por licitarse
	Mexicali	Baja California	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	may-24	may-24	2021	Por licitarse

... 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 Necesaria	Fecha Factible	Año de instrucción de la SENER a CFE Distribución para su construcción	Reporte de CFE Distribución
Baja California	Tijuana	Baja California	D20-BC5	Panamericana Banco 2	ago-25	ago-24	2021	Por licitarse
	San Luis Río Colorado	Baja California	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-24	abr-25	2021	Por licitarse
	San Luis Río Colorado	Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-25	abr-25	abril de 2022	-
	Ensenada	Baja California	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-25	jun-25	abril de 2022	-
	Tijuana	Baja California	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-25	ago-25	abril de 2022	-
	Mexicali	Baja California	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-25	abr-25	abril de 2022	-

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 por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen un total de 500.4 km-c de líneas de transmisión (sin contar aquellos que ya fueron concluidos), 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, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 460.4 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

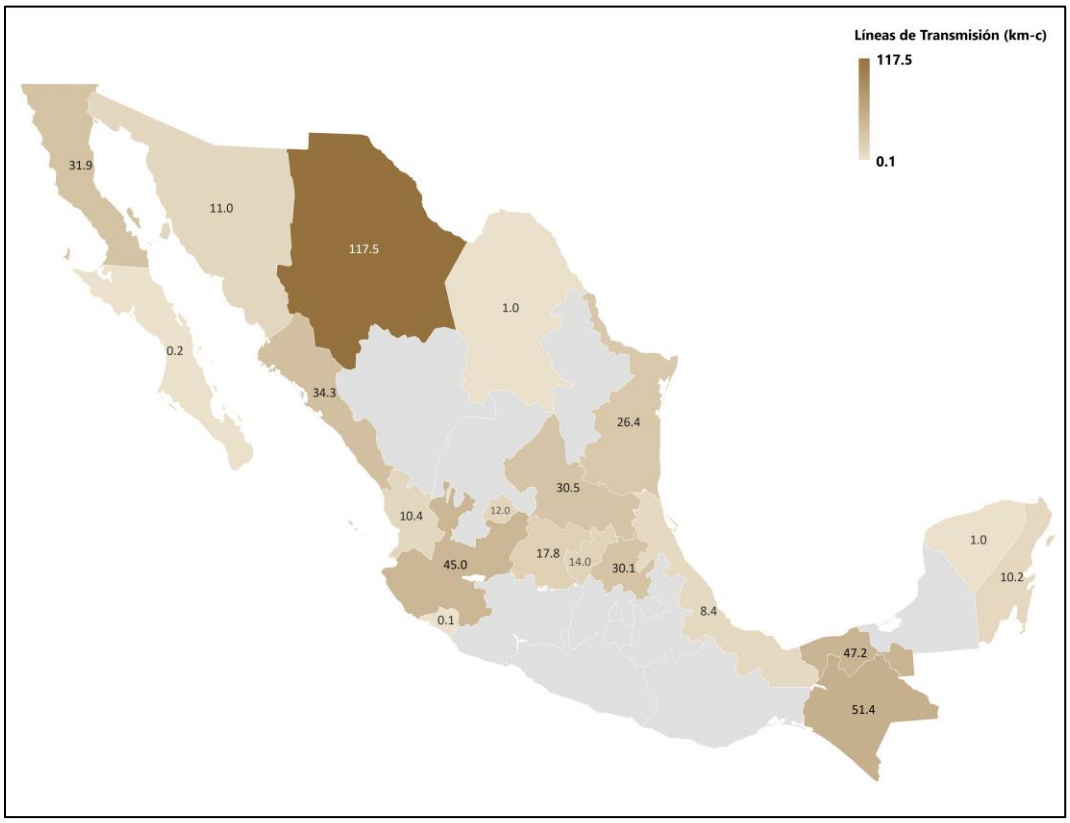
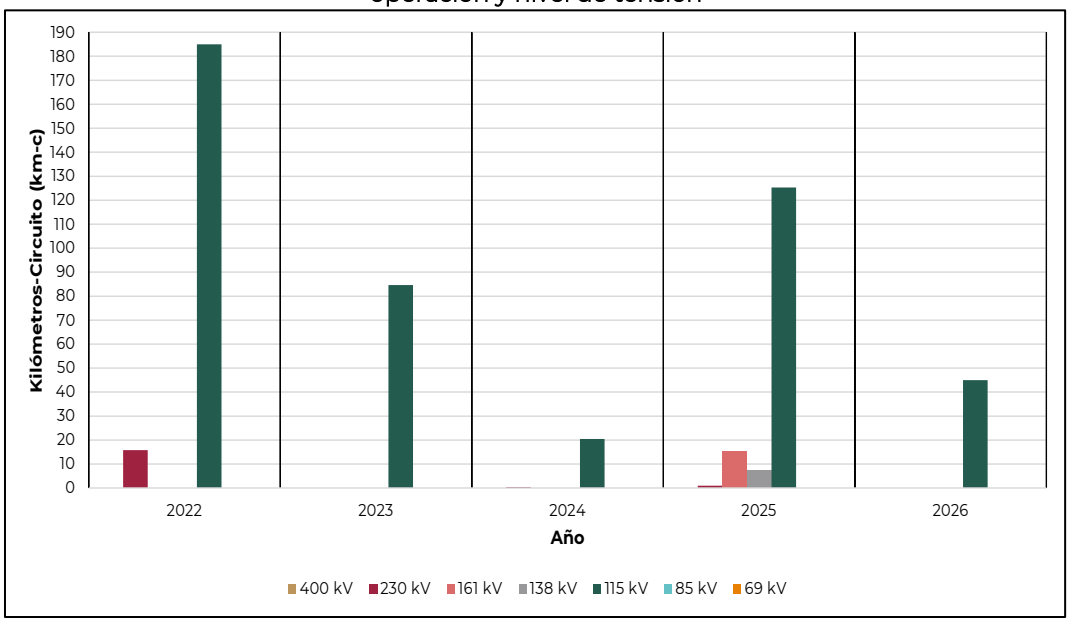


Figura 9.5.2. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 3,203.8 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, Sonora y Chihuahua. En la Figura 9.5.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En el estado de Baja California se tienen instruidos un total de 14 proyectos, 10 en San Luis Potosí y 8 en cada uno de los estados de: Sinaloa, Sonora, Chihuahua.

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 2,783.8 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 260.0 MVA, luego los de 161 kV con 130.0 MVA y finalmente los de 138 kV con solo 30 MVA.

En 2022 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,281.9 MVA, seguido por 2025 con 1,082.5 MVA.

Los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 192.5 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

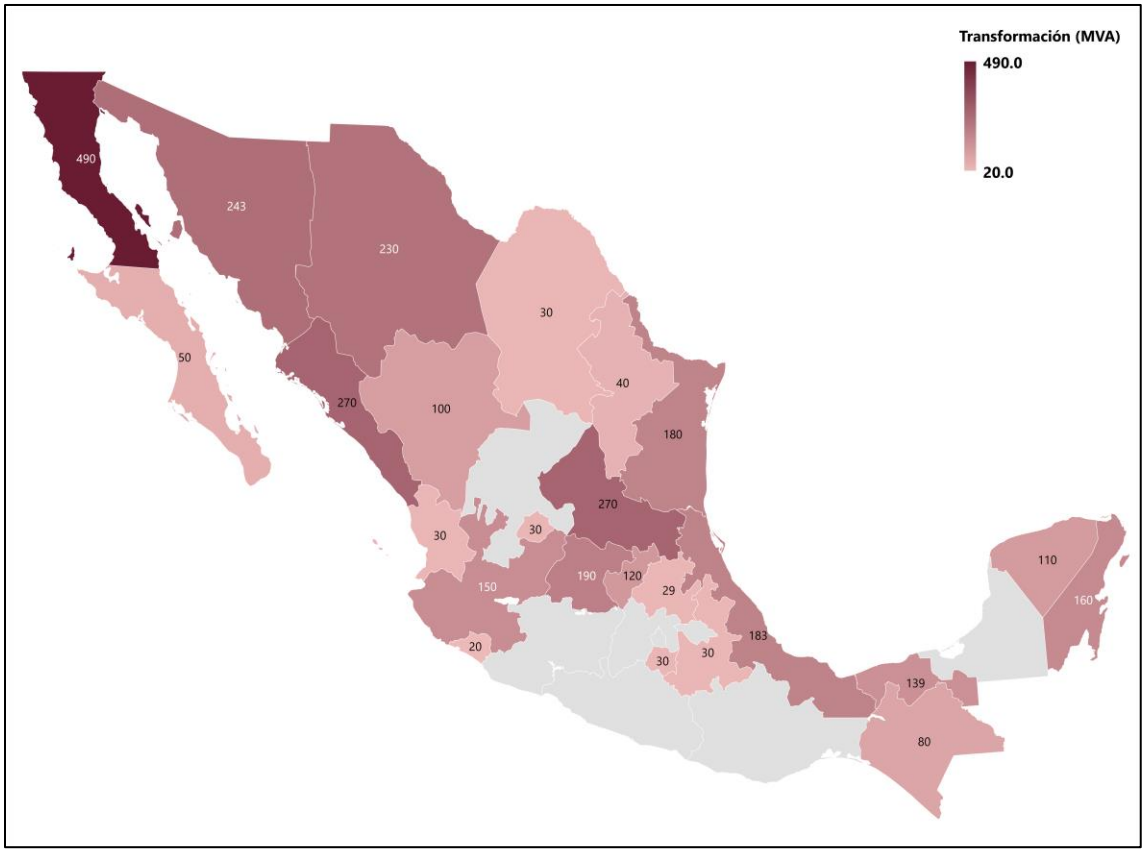
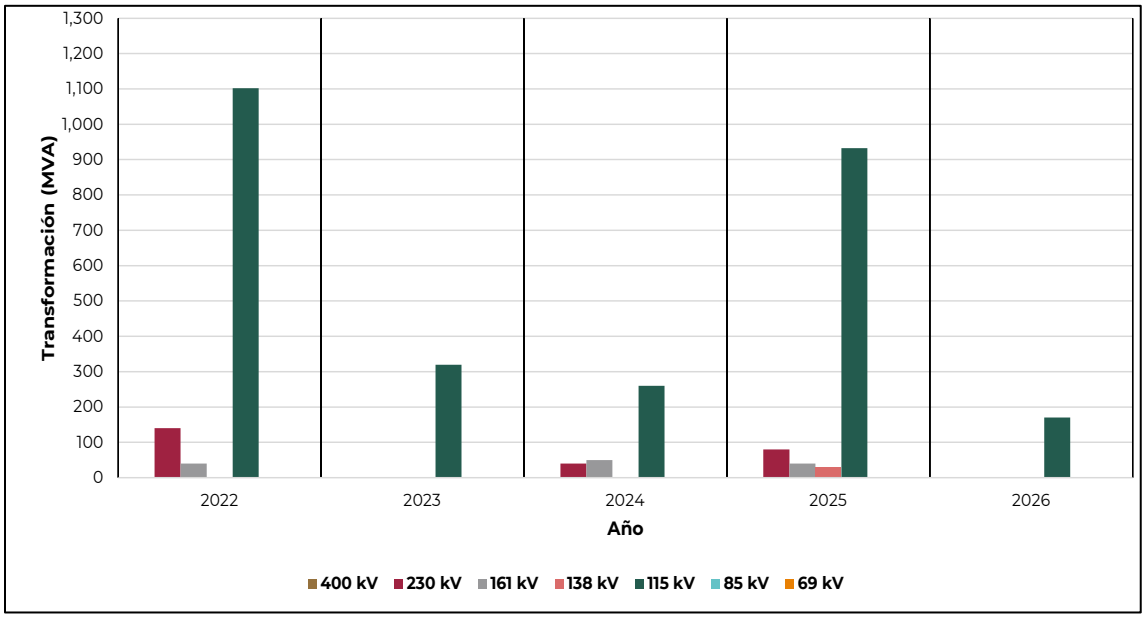


Figura 9.5.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 siguientes se describen las metas físicas de cada proyecto instruido agrupado por PEM, que se desglosa por tipo de obra (Transmisión, Transformación y Compensación).

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2018

D18-OR1 Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	dic-21	oct-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución) (Proyecto terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	abr-18	nov-19	Oriental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan MVAr	Capacitor	13.8	3.6	abr-18	nov-19	Oriental
Total			**3.6**			

D18-OR6 Berriozábal Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal entronque Cintalapa II - El Sabino	115	2	0.4	dic-20	dic-22	Oriental
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-22	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	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	ene-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	ene-21	Oriental
Total			**1.2**			

D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	nov-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	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	Gerencia de Control Regional
Traconis entronque Kilómetro Veinte - Macuspana II	115	2	32.0	dic-20	dic-22	Oriental
Total			**32.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-20	dic-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-20	dic-22	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	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez entronque Cactus Switcheo - Tamulté	115	2	2.0	jul-22	dic-22	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-22	dic-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-22	dic-22	Oriental
Total			**1.8**			

D18-OC2 Tlajomulco Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco Banco 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	jun-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco MVAr	Capacitor	23	3.6	abr-19	jun-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	Gerencia de Control Regional
Tuzania Banco 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	feb-21	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuzania MVAr	Capacitor	23	3.6	abr-19	feb-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	Gerencia de Control Regional
Bajío entronque Tesistán - Niños Héroes	230	2	4.8	abr-19	nov-22	Occidental
Total			**4.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío Banco 1	1	T	60.0	230/23	abr-19	nov-22	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío MVAr	Capacitor	23	3.6	abr-19	nov-22	Occidental
Total			**3.6**			

D18-OC6 Campos Banco 1 (SF6)

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos - Terminal de Gas Manzanillo	115	1	0.1	oct-20	nov-22	Occidental
Total			**0.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos Banco 1 (SF6)	1	T	20.0	115/13.8	oct-20	nov-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	oct-20	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal entronque Jesús del Monte - Reyma	115	2	2.6	ago-21	nov-22	Occidental
Total			**2.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-21	nov-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	ago-21	nov-22	Occidental
Total			**1.2**			

D18-OC8 Pedregal Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal - Antea	115	2	9.8	sep-21	nov-22	Occidental
Total			**9.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	sep-21	nov-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes entronque Cañada - Margaritas	115	2	12.0	sep-21	nov-22	Occidental
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	sep-21	nov-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes MVAr	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-21	jun-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	Gerencia de Control Regional
El Llano Entronque Santa Ana - Oasis	115	2	0.6	may-21	nov-22	Noroeste
Total			**0.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-21	nov-22	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-21	nov-22	Noroeste
Total			**1.2**			

D18-NO2 Río Sonora Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	feb-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	feb-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	Gerencia de Control Regional
Compuertas entronque Louisiana - Los Mochis III / 12	115	2	1.0	abr-21	ago-22	Noroeste
Total			**1.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	ago-22	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	ago-22	Noroeste
Total			**1.8**			

D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	feb-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	feb-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	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres - Menonita	115	1	36.0	abr-19	nov-22	Norte
Total			**36.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	nov-22	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT2 Sauzal Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal entronque Zaragoza - Médanos	115	2	2.4	abr-18	nov-22	Norte
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
El Capulín entronque Janos - Casas Grandes	115	2	18.6	abr-18	nov-22	Norte
Total			**18.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	nov-22	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT5 La Salada Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	feb-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	feb-22	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT6 Buenavista Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista - Ascensión	115	1	25.0	abr-20	nov-22	Norte
Total			**25.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	nov-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	nov-22	Norte
Total			**1.2**			

D18-NT7 Lebarón Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón - Galeana	115	1	33.5	abr-19	nov-22	Norte
Total			**33.5**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	nov-22	Norte
Total			**1.8**			

D18-NT9 Viñedos Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos entronque Allende - El Perú	115	2	1.0	mar-23	nov-22	Norte
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	mar-23	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-23	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos entronque Fuentes - Tecnológico	115	2	2.0	abr-18	nov-22	Norte
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	nov-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	nov-22	Norte
Total			**1.8**			

D18-NE2 Tempoal II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tempoal II Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	may-20	may-22	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tempoal II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-20	may-22	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	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta entronque Tampico - Chairel	115	2	1.0	jul-21	dic-22	Noreste
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-21	dic-22	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagunas de Miralta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-21	dic-22	Noreste
Total			**1.8**			

D18-NE4 Morelos Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-20	jun-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-20	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	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	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	Gerencia de Control Regional
Chetumal Norte - Oxtankah / 12	115	1	4.0	ago-21	dic-22	Peninsular
Total			**4.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ago-21	dic-22	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah MVAr	Capacitor	13.8	1.2	ago-21	dic-22	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE4 Hunxectamán Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán entronque Mérida II - Lerma	115	2	1.0	jul-21	dic-22	Peninsular
Total			**1.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jul-21	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-21	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE5 Alom Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-21	mar-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	mar-22	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE6 Umán Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jul-20	dic-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-20	dic-22	Peninsular
Total			**1.8**			

D18-PE7 Xcalacoco Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	jul-21	jun-22	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jul-21	jun-22	Peninsular
Total			**1.2**			

D18-PE8 Zac Nicté Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-21	jun-22	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-21	jun-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	Gerencia de Control Regional
Carranza Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	may-20	nov-21	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAr	Capacitor	13.8	2.4	may-20	nov-21	Baja California
Total			**2.4**			

D18-BC2 Pacífico Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pacífico Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	jun-19	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Pacífico MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia - Chapultepec	230	1	11.0	may-22	nov-24	Baja California
Total			**11.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	may-22	nov-24	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	may-22	nov-24	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	Gerencia de Control Regional
La Encantada entronque Metrópoli Potencia - Tijuana I / 14	115	2	0.3	jun-21	nov-23	Baja California
Total			**0.3**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Encantada Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	jun-21	nov-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	Gerencia de Control Regional
La Encantada MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	nov-23	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	Gerencia de Control Regional
Buena Vista entronque El Triunfo - Santiago	115	2	0.2	abr-21	nov-23	Baja California Sur
Total			**0.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	nov-23	Baja California Sur
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	nov-23	Baja California Sur
Total			**1.2**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 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	Gerencia de Control Regional
Uxpanapa III Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	ene-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Uxpanapa III Banco 2	Capacitor	34.5	1.2	dic-17	abr-20	ene-21
Total			**1.2**			

D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OR2 Tepeyac Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	nov-22	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	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente entronque Los Ríos Potencia - El Zopo	115	2	2.0	dic-20	mar-23	Oriental
Total			**2.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	mar-23	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	mar-23	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Perote II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	mar-22	nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

D19-OR5 Simojovel Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	dic-22	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	dic-22	Oriental
Total			**0.6**			

D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paso del Toro MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**1.2**			

D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	nov-22	Oriental
Total			**1.8**			

D19-OC1 Jauja Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja entronque Tabacalera - Tepic Industrial	115	2	10.4	nov-23	nov-23	Occidental
Total			**10.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-23	nov-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-23	nov-23	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC2 Centro Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro entronque Vallarta I - Nogalito	115	2	3.8	dic-23	nov-23	Occidental
Total			**3.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	nov-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	nov-23	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC4 Acatic Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic entronque Tepatitlán - Zapotlanejo Distribución	115	2	0.8	abr-23	nov-23	Occidental
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-23	nov-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-23	nov-23	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC5 Tolimán Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juan Rulfo - Tolimán	115	1	13.6	jun-23	nov-23	Occidental
Total			**13.6**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán Banco 1	1	T	20.0	115/23	jun-23	nov-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán MVAr	Capacitor	23	1.2	jun-23	nov-23	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC6 Tapalpa Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa entronque Sayula - Centro Logístico	115	2	22.0	abr-23	nov-23	Occidental
Total			**22.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-23	nov-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-23	nov-23	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	Gerencia de Control Regional
Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ene-22	dic-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Graciano Sánchez MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ene-22	dic-22	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-23	dic-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-23	dic-22	Occidental
Total			**1.2**			

D19-OC12 Morelos Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos entronque León IV - León Alfaro	115	2	6.0	jun-22	nov-23	Occidental
Total			**6.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	nov-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	nov-23	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			**1.8**			

D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	dic-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-23	dic-22	Occidental
Total			**1.8**			

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui Banco 1	1	T	40.0	230/34.5	abr-22	dic-22	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-22	dic-22	Noroeste
Total			**2.4**			

D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	may-22	dic-22	Noroeste
Total			**12.5**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol MVAr	Capacitor	13.8	0.9	may-22	dic-22	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	Gerencia de Control Regional
Santa Fe entronque Culiacán Poniente - Tres Ríos	115	2	2.4	abr-23	dic-24	Noroeste
Total			**2.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	dic-24	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	dic-24	Noroeste
Total			**1.8**			

D19-NO4 Tamazula Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula - San Rafael	115	1	12.3	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**12.3**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NO5 Terramara Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara entronque Viñedos - Oasis	115	2	1.2	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**1.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-23	dic-23	Noroeste
Total			**1.2**			

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-23	nov-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Ideal MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-23	nov-22	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Canatlán II Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-22	nov-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Canatlán II MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-22	nov-22	Norte
Total			**1.2**			

D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	abr-22	nov-22	Norte
Total			**60.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana MVAr	Capacitor	13.8	3.6	abr-22	nov-22	Norte
Total			**3.6**			

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	dic-22	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Alto MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	dic-22	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	Gerencia de Control Regional
San Bartolo entronque Cruz de Ataque - Ixhuatlán	115	1	12.0	jun-23	dic-23	Noreste
Total			**12.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Bartolo Banco 1	1	T	9.4	115/23	jun-23	dic-23	Noreste
Total			**9.4**				

T. Transformador

D19-NE3 Tambaca Banco 1 (sustitución)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tambaca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	mar-22	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tambaca MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	mar-22	Noreste
Total			**1.2**			

D19-BC1 Libramiento Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento entronque Parque Industrial San Luis - San Luis Rey	230	2	0.4	abr-22	nov-24	Baja California
Total			**0.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-22	nov-24	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	nov-24	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BC2 González Ortega Banco 3

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-23	nov-22	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-23	nov-22	Baja California
Total			**2.4**			

D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	nov-22	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	nov-22	Baja California Sur
Total			**1.8**			

Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2021

D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-24	dic-24	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-24	dic-24	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	Gerencia de Control Regional
San Martín entronque Soyaló - San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	may-25	Oriental
Total			**28.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-25	may-25	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-25	may-25	Oriental
Total			**1.2**			

D20-OR3 Bachajón Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón - Ocosingo	115	1	23.0	may-25	may-25	Oriental
Total			**23.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-25	may-25	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachajón MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-25	may-25	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	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro entronque Cárdenas - Cárdenas Sur	115	2	9.2	may-24	may-25	Oriental
Total			**9.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	may-25	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cárdenas Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	may-25	Oriental
Total			**1.8**			

D20-OC2 Carlota Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota entronque Querétaro Sur - Querétaro Potencia	115	2	4.2	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**4.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carlota MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC3 Satélite Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	mar-25	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	Gerencia de Control Regional
Los Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Poniente	115	2	6.2	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	mar-25	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	mar-25	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	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos entronque Guanajuato Sur - Silao Potencia	115	2	3.0	ago-23	mar-25	Occidental
Total			**3.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-23	mar-25	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional

Los Fresnos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-23	mar-25	Occidental
Total			**1.8**			

D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	nov-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato Villas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	nov-23	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	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores entronque Culiacán Poniente - La Higuera	115	2	13.0	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			**13.0**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Ángel Flores MVAr	Capacitor	34.5	1.8	mar-24	mar-25	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecnológico Hermosillo Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecnológico Hermosillo MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	abr-24	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	Gerencia de Control Regional
La Primavera entronque Culiacán Potencia - Culiacán Cinco	115	2	0.8	may-24	may-25	Noroeste
Total			**0.8**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Primavera Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	may-24	may-25	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Primavera MVAr	Capacitor	13.8	2.4	may-24	may-25	Noroeste
Total			**2.4**			

D20-NO4 Oriente Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente Banco 2 MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			**1.8**			

D20-NE1 Museo Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	dic-23	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	dic-23	Noreste
Total			**1.2**			

D20-NE2 Zacualtipán Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán - Molango	115	1	18.1	abr-24	dic-24	Noreste
Total			**18.1**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-24	dic-24	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán MVAr	Capacitor	23	1.2	abr-24	dic-24	Noreste
Total			**1.2**			

D20-PE1 Keeh Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh entronque Nizuc - Bonfil	115	2	6.2	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			**6.2**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Keeh MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-25	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE2 Kohunlich Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kohunlich Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kohunlich MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**1.8**			

D20-PE3 Tekax II Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tekax II Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	abr-24	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tekax II MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	abr-24	Peninsular
Total			**1.2**			

D20-BC1 Toreo Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Toreo entronque Guerrero - Río / 12, 14	115	2	1.4	ago-24	ago-25	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	Gerencia de Control Regional
Toreo Banco 1 (SF6) / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago -24	ago -25	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	Gerencia de Control Regional
Toreo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago -24	ago -25	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC2 Durazno Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Durazno Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Durazno MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Alamar entronque Frontera - Tijuana I / 14	115	2	0.8	ago-24	ago-25	Baja California
Total			**0.8**			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alamar Banco 1 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	ago-24	ago-25	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	Gerencia de Control Regional
Alamar MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-24	ago-25	Baja California
Total			**1.8**			

D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente Banco 4	1	T	50.0	161/34.5	may-24	may-25	Baja California
Total			**50.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	34.5	3.0	may-24	may-25	Baja California
Total			**3.0**			

D20-BC5 Panamericana Banco 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-25	ago-24	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-25	ago-24	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	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	15.4	abr-24	abr-25	Baja California
Total			**15.4**			

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/13.8	abr-24	abr-25	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-24	abr-25	Baja California
Total			**2.4**			

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*. 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 2026, 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 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 las RGD del MEM en el PAMRNT 2021 – 2035

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Zona de Distribución / Estado	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Oriental	D22-OR1	Tejalpa Banco 2	mar-27	Morelos / Morelos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR2	Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)	may-27	Los Tuxtlas / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR3	Soledad de Doblado Banco 2	may-27	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR4	San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	dic-26	Oaxaca / Oaxaca	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR5	Periférico Sur Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR6	Cuauhtémoc Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OR7	Malpaso III Banco 1 (sustitución)	dic-26	Chontalpa / Chiapas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Occidental	D22-OC1	Fluvial Banco 2	ago-26	Vallarta / Jalisco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC2	Valle Dorado Banco 1	may-26	Nuevo Vallarta / Nayarit	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC3	Matamoros Banco 1	jun-26	Aguascalientes /Aguascalientes	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-OC4	Las Flores Banco 1	ago-27	San Luis Potosí/ San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D22-NO1	Campo Gobierno Banco 1	abr-26	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-NO2	Naranjo Banco 1	abr-26	Guasave / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D22-NE1	Concordia Banco 1	ago-27	Monterrey / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-NE2	Lermas Banco 1	ago-26	Monterrey / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D22-BC1	Mexicali Oriente Banco 3	abr-27	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D22-BS1	Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	abr-26	La Paz / Baja California Sur	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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 del transformador.

Figura 9.6.1 Ubicación indicativa geográfica de los proyectos identificados de las RGD del MEM



Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 57.1 km-c de líneas de transmisión, 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 adiciones son Sinaloa, Tabasco, San Luis Potosí, Nuevo León, Nayarit y Oaxaca. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 57.1 km-c.

En las Figuras 9.6.1 y 9.6.2 se puede observar el detalle por Entidad Federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

Figura 9.6.1. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión identificadas por Entidad Federativa

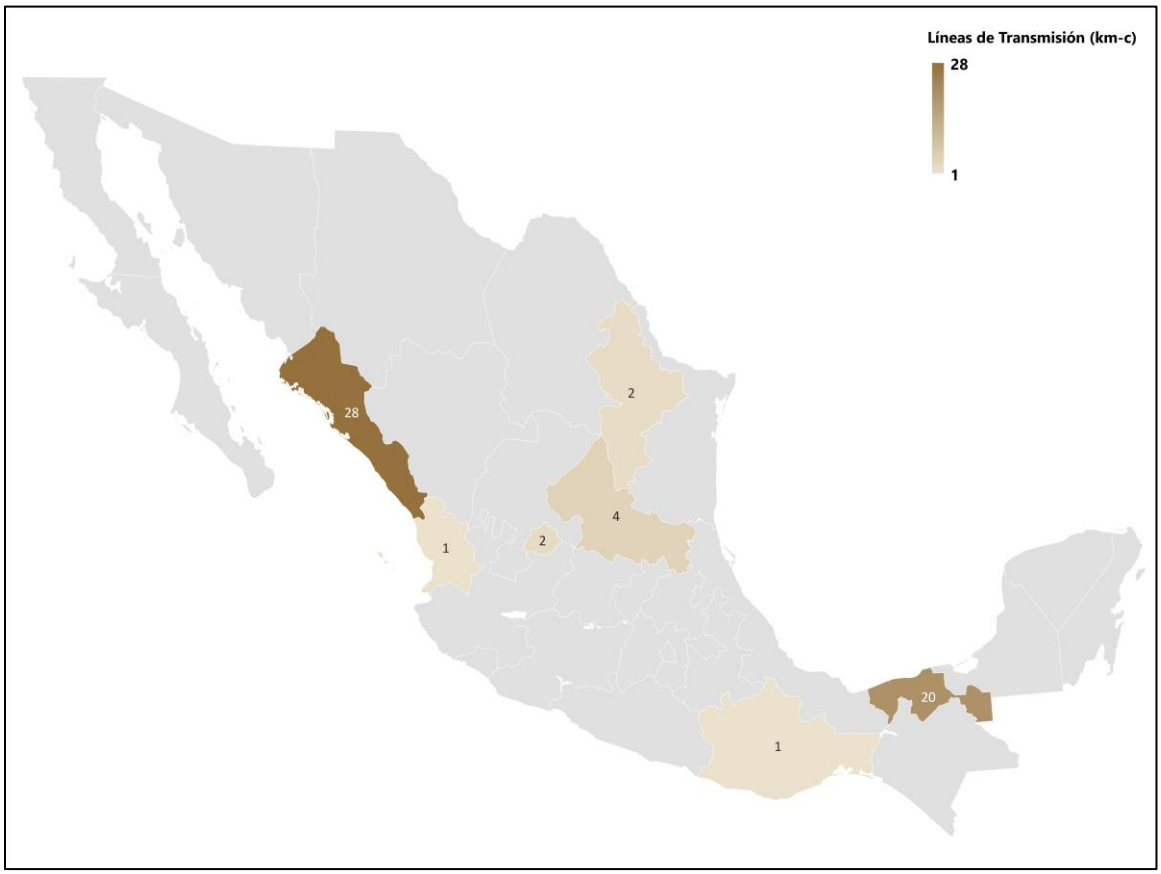
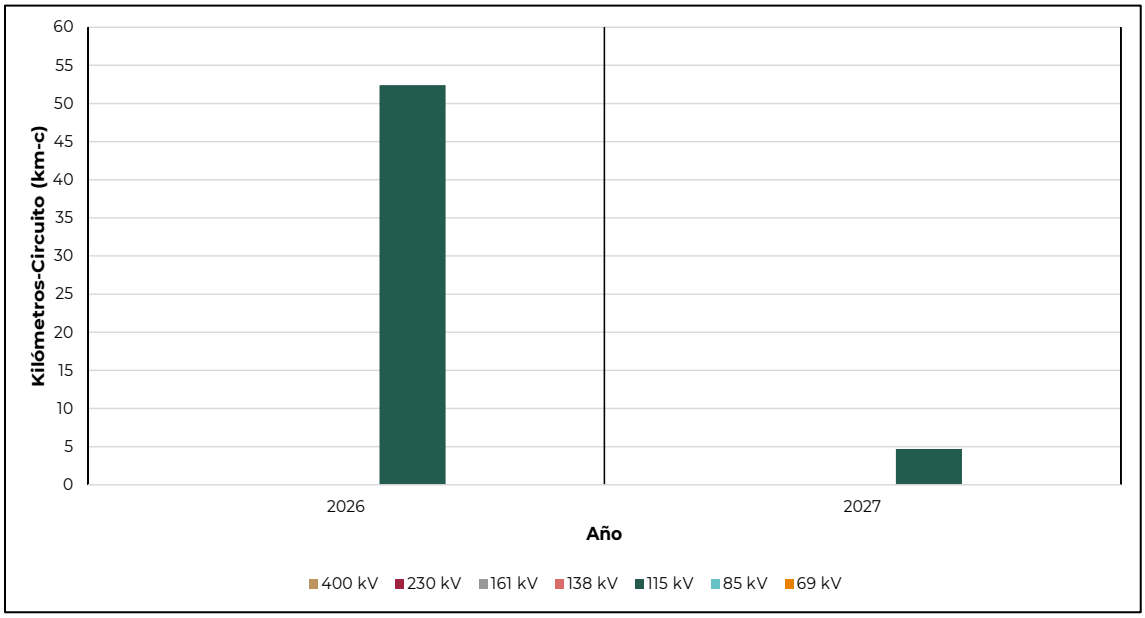


Figura 9.6.2. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión identificadas por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 482.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Nuevo León, Sinaloa, y Tabasco. En la Figura 9.6.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Se identificaron dos proyectos en cada uno de los estados de Nuevo León, Sinaloa, Tabasco y Veracruz. Para el resto de los estados (Aguascalientes, Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Jalisco, Morelos, Nayarit, Oaxaca y San Luis Potosí) solo se identifica un proyecto para cada uno de ellos.

En la Figura 9.6.4 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (17) solo uno de ellos es en el nivel de tensión de 161 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 442.5 MVA. En 2026 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 302.5 MVA, seguido por 2027 con 140.0 MVA.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 29.4 MVAr de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

Figura 9.6.3. Capacidad (MVA) de bancos de transformación identificados por Entidad Federativa

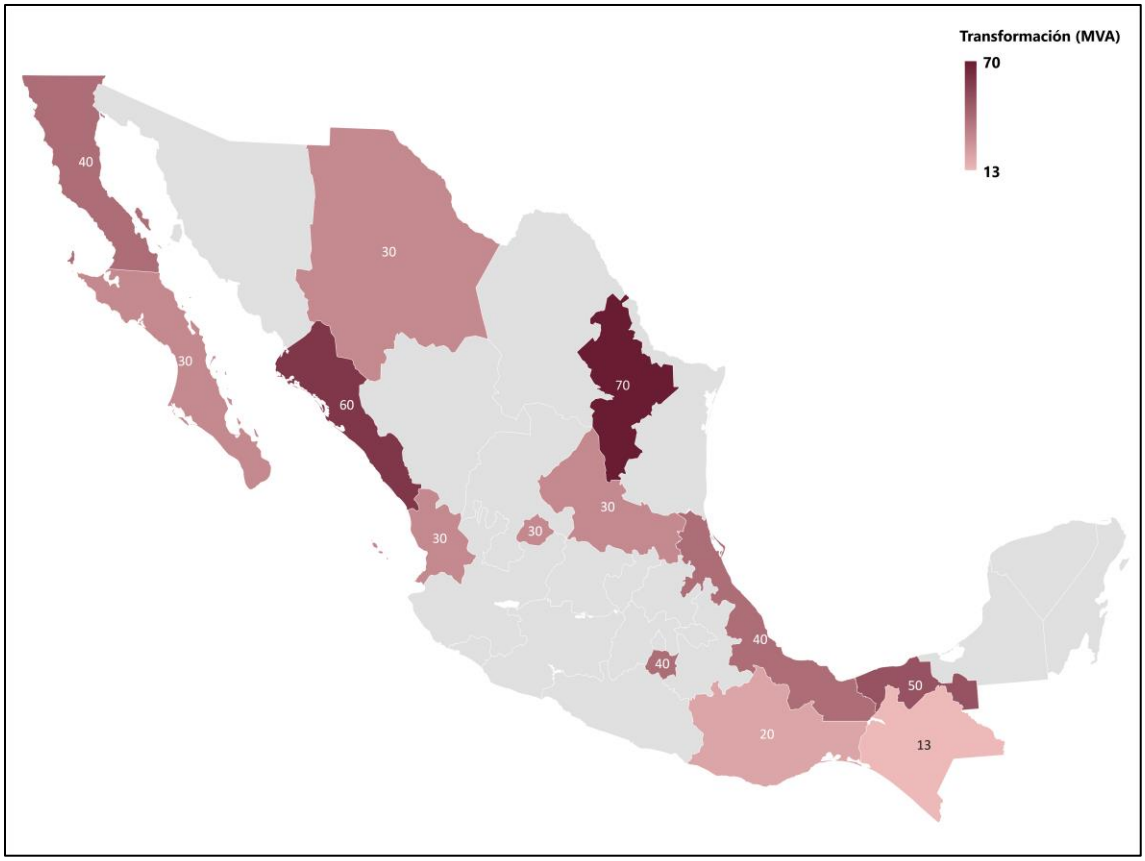
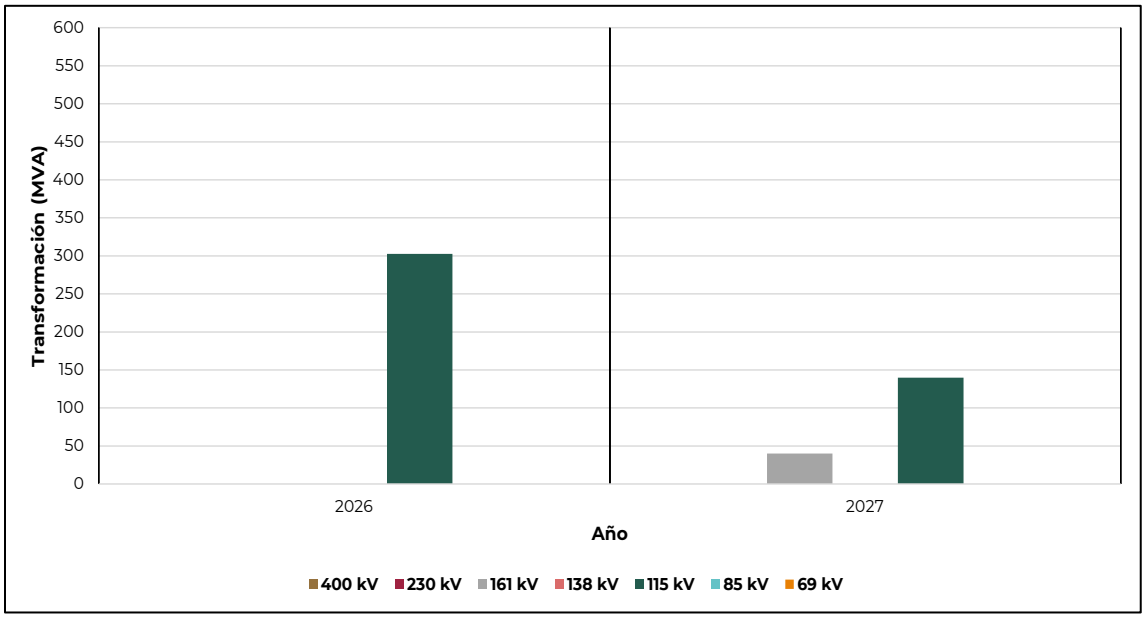


Figura 9.6.4. Capacidad (MVA) de bancos de transformación identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



GCR Oriental

D22-OR1 Tejalpa Banco 2 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

La SE Tejalpa se encuentra localizada en la zona de distribución Morelos perteneciente a la GCR Oriental y atiende eléctricamente a la parte norte de la ciudad de Jiutepec, Morelos. Actualmente, la SE Tejelpa cuenta con dos bancos de transformación de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/23 kV.

Al cierre del 2021, el banco 2 de la SE Tejalpa tuvo una carga de 25.7 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial de la ciudad de Jiutepec. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2027 se espera una carga de 28.6 MW, lo que representa un 100.4% de su capacidad nominal.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco 2 de la SE Tejalpa.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura prevista. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro de energía eléctrica, al no tener capacidad disponible en el Banco 2 de la SE Tejalpa para atender la demanda incremental en el área de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **34.45 millones de pesos de 2021** (1.7 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2027.

- Transformación: Sustitución del banco 2 existente de 30 MVA instalado en la SE Tejalpa por un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23kV.

- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr de capacidad en 23 kV.

El alcance del proyecto además contempla la instalación de equipos de medición para el MEM.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 23 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se mejorará la regulación de tensión en los circuitos de media tensión, a través del cambiador de tap del nuevo transformador.

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 Morelos, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Valle de Cuernavaca, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **140.77 millones de pesos de 2021** (6.9 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Sin embargo, Tejalpa Banco 2 (sustitución) es la opción de menor costo 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 **1.53**, un VPN de **299.056 millones de pesos** y una TIR de **42.72 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.29**, un VPN de **199.68 millones de pesos** y una TIR de **18.61 %**.

Cuadro 9.6.1.1. Obras de transformación del proyecto Tejalpa Banco 2 (sustitución)

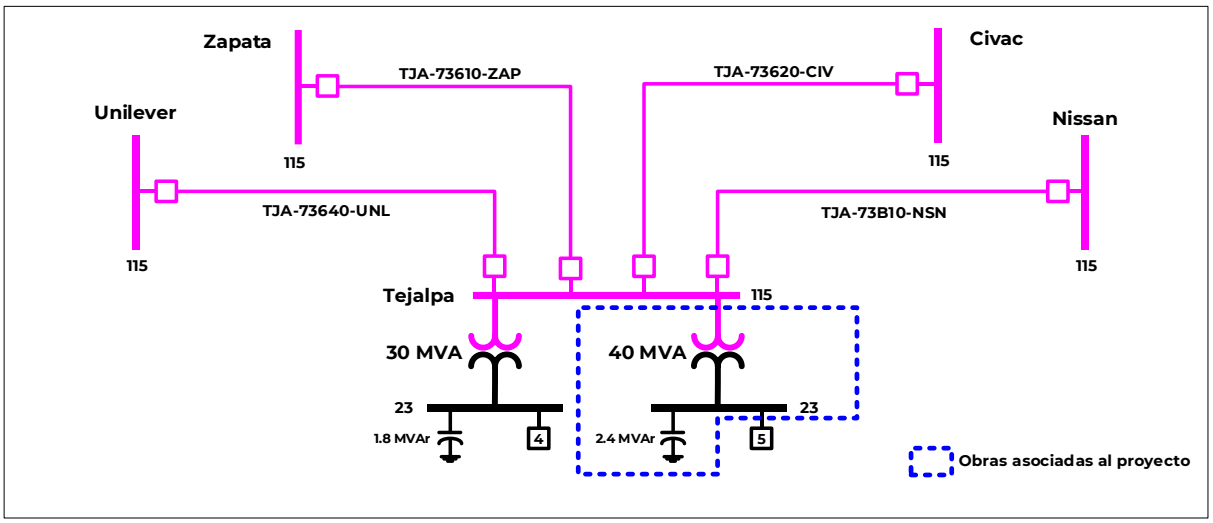
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejalpa Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/23	mar-27	mar-27	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.1.2. Obras de compensación del proyecto Tejalpa Banco 2 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejalpa MVAr	Capacitor	23	2.4	mar-27	mar-27	Oriental
Total			**2.4**			

Figura 9.6.1.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tejalpa Banco 2



D22-OR2 Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

La SE Hueyapan de Ocampo se encuentra ubicada en la zona de distribución Los Tuxtlas perteneciente a la GCR Oriental y suministra energía eléctrica a las poblaciones de Hueyapan de Ocampo, Juan Díaz Covarrubias y algunas localidades aledañas. Actualmente la Subestación Eléctrica cuenta con un banco de transformación de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Al cierre del 2021 la Subestación Eléctrica registro una demanda máxima de 6.9 MW que corresponde al 77.4% de la capacidad del banco de transformación. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, se estima que para 2027 se alcanzará una demanda de 8.9 MW por lo que el banco se encontrará al 99.9% de su capacidad nominal. Este incremento está impulsado por el crecimiento natural poblacional.

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 Hueyapan de Ocampo.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura eléctrica al 2027. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga con alguna SE de la zona de influencia debido a las distancias que existen entre los circuitos troncales de distribución más cercanos.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **29.44 millones de pesos en 2021** (1.4 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027
- Transformación: Sustitución del banco transformación de 9.375 MVA en la SE

Hueyapan de Ocampo por un banco de transformación nuevo de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

- Compensación: Instalación de un banco de capacitores 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.
-

Además, el proyecto contempla la construcción de un alimentador en 13.8 kV para la reconfiguración y optimización de los circuitos existentes, así como equipo de medición y comunicaciones para el MEM.

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 influencia de la SE Hueyapan de Ocampo ante el incremento de la demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con Red Eléctrica completa.

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 de influencia de la SE Hueyapan de Ocampo se revisó una opción alterna que consiste en la instalación de un segundo banco de distribución dentro de la misma Subestación Eléctrica. El alcance de la Alternativa contempla la instalación de un banco de transformación con relación 115/13.8 kV, con 9.375 MVA de capacidad nominal.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **44.46 millones de pesos** de 2021 (2.2 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).
Sin embargo, **Hueyapan de Ocampo 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 aporta beneficios favorables en cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.62**, VPN de **177.583 millones de pesos** y una TIR de **32.93 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.52**, un VPN de **155.371 millones de pesos** y una TIR de **25.89 %**.

Cuadro 9.6.2.1. Obras de transformación del proyecto Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)

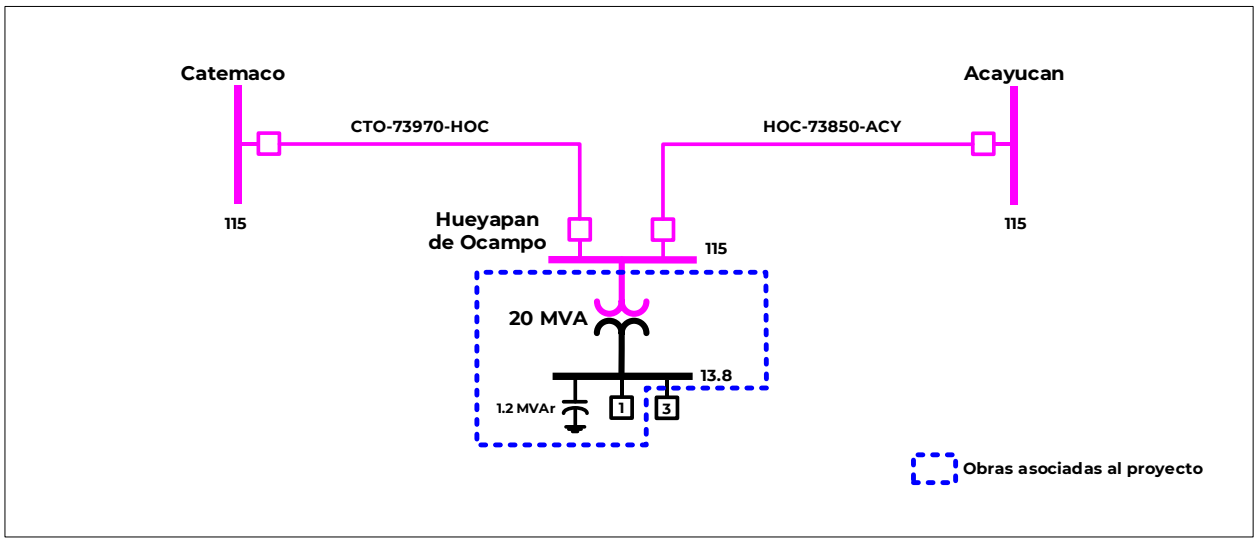
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hueyapan de Ocampo Banco 1	1	T	20	115/13.8	dic-27	dic-27	Oriental
Total			**20**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.2.2. Obras de compensación del proyecto Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hueyapan de Ocampo MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**1.2**			

Figura 9.6.2.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)



D22-OR3 Soledad de Doblado Banco 2

Diagnóstico operativo.

La SE Soledad de Doblado se encuentra localizada en la zona de distribución Veracruz perteneciente a la GCR Oriental y suministra energía eléctrica a los municipios de Soledad de Doblado, Camarón de Tejeda, Manlio Fabio Altamirano y Jamapa. Actualmente cuenta con un banco de transformación con capacidad de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Al cierre del 2021 el banco de transformación presento una carga de 18 MW que corresponde al 94.7% de la capacidad nominal del banco y de acuerdo con el PDS, se estima que para 2027, se alcance una demanda de 19.2 MW con la cual el banco estaría operando al 101% de su capacidad. Esta Subestación Eléctrica atiende usuarios de tipo residencial, comercial e industrial.

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 Soledad de Doblado.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura programada al 2027. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a las distancias entre los circuitos de las Subestaciones Eléctricas adyacentes.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **59.47 millones de pesos de 2021** (2.9 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2027
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2027

- Transformación: Ampliación de la SE Soledad de Doblado 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 4 alimentadores en 13.8 kV, equipos de medición para el MEM y 2.0 km de circuitos en media tensión para su conexión a ramales de distribución.

Análisis de Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV en la región del municipio Soledad de Doblado y las poblaciones aledañas, 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 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 de distribución Veracruz, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva Subestación Eléctrica denominada Mata de Agua que se interconectaría en forma radial de la SE Soledad de Doblado, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, circuito radial de 13.6 km de longitud aproximada y Red Eléctrica de distribución en 13.8 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **142.9 millones de pesos** de 2021 (7.0 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar.

Sin embargo, **Soledad de Doblado 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 cuanto a la rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **1.50,** un VPN de **176.098 millones de pesos** y una TIR de **24.22%**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.26**, un VPN de **105.526 millones de pesos** y una TIR de **15.71%.**

Cuadro 9.6.3.1. Obras de transformación del proyecto Soledad de Doblado Banco 2

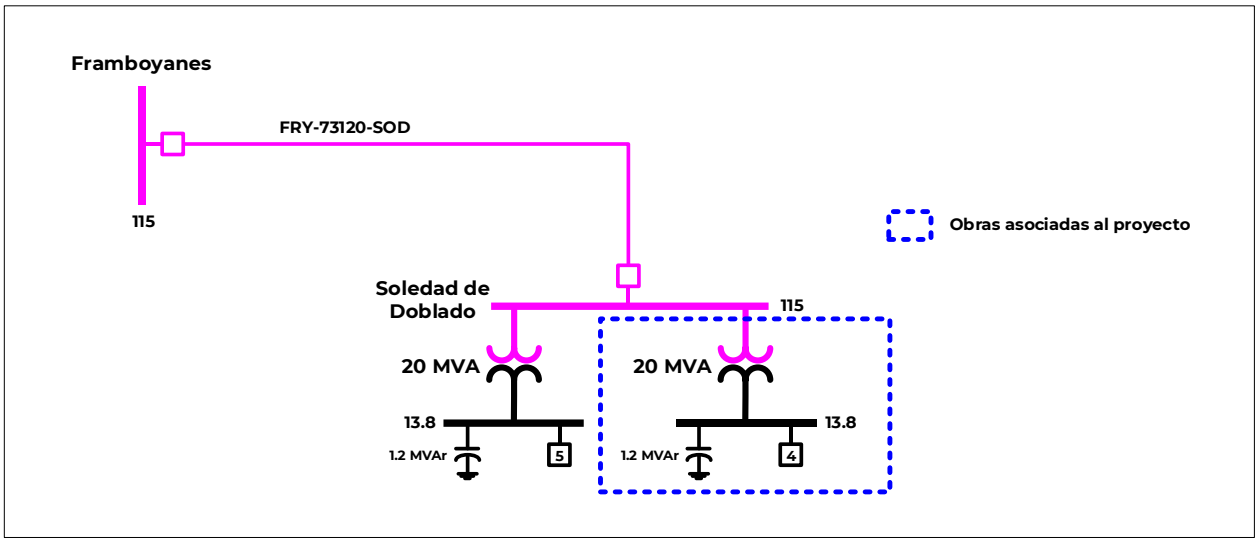
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Doblado Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-27	dic-27	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.3.2. Obras de compensación del proyecto Soledad de Doblado Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Doblado MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-27	dic-27	Oriental
Total			**1.2**			

Figura 9.6.3.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Soledad de Doblado Banco 2



D22-OR4 San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

Diagnóstico operativo.

La SE Oaxaca Poniente se encuentra ubicada en la zona de distribución Oaxaca perteneciente a la GCR Oriental, la Subestación Eléctrica suministra energía eléctrica a región norte de la ciudad Oaxaca de Juárez. Actualmente cuenta con una capacidad instalada de 40 MVA repartida en dos bancos de transformación de 20 MVA cada uno y una relación de transformación 115/13.8 kV.

Al cierre del 2021 el banco 2 registró una carga de 18.1 MW, que representa el 95.3% de su capacidad nominal. Sin embargo, de acuerdo con el PDS se estima que para el 2026 el banco presente una carga de 20.4 MW equivalente al 107.4% de su capacidad.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentara en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del banco 2 de la SE Oaxaca Poniente

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, detonado principalmente por cargas de tipo comercial y residencial en la región, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura eléctrica al 2026. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer transferencias de carga, adicionalmente se limitaría la atención a nuevas solicitudes de centros de carga.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **94.86 millones de pesos de 2021** (4.7 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2026
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2026
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de doble circuito aislada en el nivel de tensión de 115 kV, con una longitud aproximada de 0.25 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Oaxaca Potencia

73330 Oaxaca Dos en la nueva SE San Lorenzo Cacaotepec.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada San Lorenzo Cacaotepec con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 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 instalación de dos alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivas salidas subterráneas para la conexión de la Red Eléctrica de distribución.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región norte de la ciudad de Oaxaca de Juárez, ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con 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 norte de la Ciudad de Oaxaca, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Santa María Oaxaca con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, que entroncaría la LT Oaxaca Potencia – 73270 San Felipe Oaxaca en 115 kV, incluyendo alimentadores en 115 y 13.8 kV, así como Red Eléctrica de distribución en media tensión.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **101.93 millones de pesos** de 2021 (5.0 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, San Lorenzo Cacaotepec Banco 1 es la opción con mejores indicadores económicos y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

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 **1.63**, un VPN de **465.58 millones de pesos** y una TIR de **35.46 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.6**, un VPN de **434.67 millones de pesos** y una TIR de **32.42 %**

Tabla 9.6.4.1. Obras de transmisión del proyecto San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo Cacaotepec entronque Oaxaca Potencia – Oaxaca II	115	2	0.25	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**0.25**			

Tabla 9.6.4.2. Obras de transformación del proyecto San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

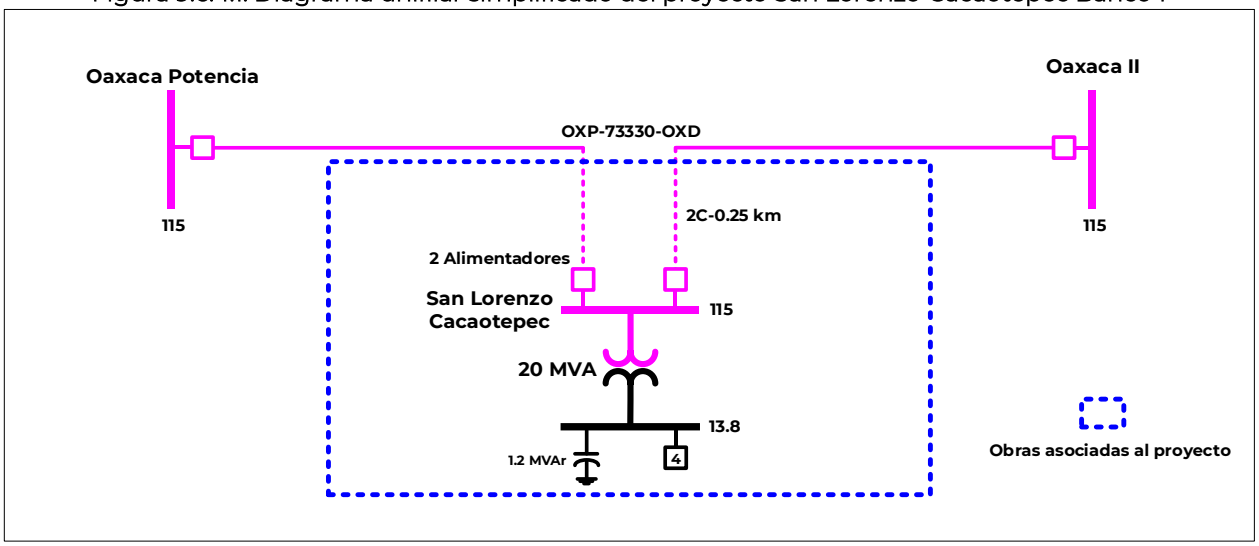
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

Tabla 9.6.4.3. Obras de compensación del proyecto San Lorenzo Cacaotepec Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo Cacaotepec MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**1.2**			

Figura 9.6.4.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Lorenzo Cacaotepec Banco 1



D22-OR5 Periférico Sur Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica al sur poniente de la ciudad de Villahermosa es atendido por el banco 1 de la SE Villahermosa Poniente con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. Esta Subestación Eléctrica está ubicada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Villahermosa perteneciente a la GCR Oriental.

Debido al crecimiento de la demanda, de tipo comercial y residencial, presentado en los últimos años en este sector de la ciudad, el banco de transformación mencionado alcanzó una demanda de 28.46 MW, al cierre de 2021, lo que representa un 101.1% de su capacidad nominal. En el corto plazo se contempla la transferencia de carga con Subestaciones Eléctricas adyacentes. Sin embargo, a pesar de la reducción temporal de carga esta acción no eliminará la condición de saturación del banco de forma permanente debido al crecimiento natural de la demanda.

De acuerdo con el PDS para el año 2026 el banco 1 de la SE Villahermosa Poniente tendrá una carga de 29.5 MW lo que representa el 103.51% de su capacidad nominal, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía en la zona de influencia.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación del equipo de

transformación de la SE Villahermosa Poniente.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones previstas para 2026. Todo eso repercutirá en una baja Confiabilidad del área de estudio se presenta problemática de Confiabilidad, ya que al presentarse fallas se tiene la necesidad de realizar tiros de carga que imposibilitan el suministro confiable a los 8,025 usuarios del área de influencia.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **116.34 millones de pesos de 2021** (5.7 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2026
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2026
- Transmisión: Construcción de una LT aérea en doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Kilometro Veinte 73850 Villahermosa Poniente
-
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Periférico Sur con 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 construcción de dos alimentadores en 115 kV para la conexión del circuito de entronque, seis alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas, equipo de medición del MEM y fibra óptica y equipo para comunicaciones.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región sur poniente de la ciudad de Villahermosa, esto 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 de Villahermosa, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE denominada Buenavista, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación con relación de transformación de 115/13.8 kV y 30 MVA de capacidad, entronque con cable subterráneo de 0.94 km de longitud aproximadamente y alimentadores en 115 y 13.8 kV asociados.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **146.0 millones de pesos** de 2021 (7.2 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).
Sin embargo, **Periférico Sur Banco 1** es la opción con mejores indicadores económicos 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 **1.81**, un VPN de **493.39 millones de pesos** y una TIR de **35.11 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.72**, un VPN de **458.19 millones de pesos** y una TIR de **29.77 %**.

Cuadro 9.6.5.1. Obras de transmisión del proyecto Periférico Sur Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico Sur entronque Kilómetro Veinte – Villahermosa Poniente	115	2	2.1	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**2.1**			

Cuadro 9.6.5.2. Obras de transformación del proyecto Periférico Sur Banco 1

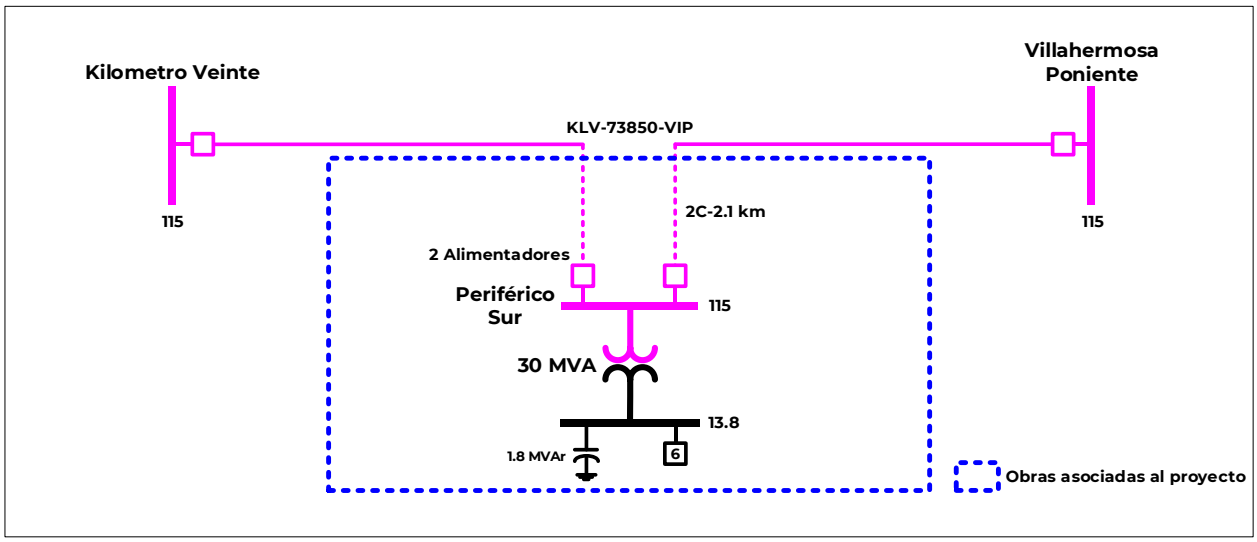
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico Sur Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.5.3. Obras de compensación del proyecto Periférico Sur Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**1.8**			

Figura 9.6.5.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Periférico Sur Banco 1



D22-OR6 Cuauhtémoc Banco 1

Diagnóstico operativo.

El suministro eléctrico al poniente del municipio de Centla, Tabasco se realiza por medio de la SE Tabasquillo que tiene una capacidad de transformación instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, la cual pertenece a la zona de distribución Villahermosa de la GCR Oriental.

El banco 1 de la SE Tabasquillo, al cierre de 2021, registró una demanda de 17.0 MW que corresponde al 89.5% de su capacidad nominal. Sin embargo, derivado del crecimiento esperado en la zona por

desarrollo turísticos y fraccionamientos, de acuerdo con el PDS se tiene un pronóstico para el año 2026 de 19.4 MW, que corresponde al 102.11% de la capacidad del banco.

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 Tabasquillo.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura eléctrica 2026. Todos esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro.

Adicionalmente en el área de estudio se presenta problemática de Confiabilidad, ya que al presentarse fallas en la Red Eléctrica se deben de realizar tiros de carga.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **156.85 millones de pesos de 2021** (7.7 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2026
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2026
- Transmisión: Construcción de una LT aérea de un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 16 km y un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo AAC, para la interconexión con la SE Tabasquillo.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Cuauhtémoc con 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 4 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 13.8 kV, dos alimentadores en 115 kV para la conexión de la línea de transmisión, construcción de líneas de media tensión, así como fibra óptica, equipo de comunicaciones y medición del MEM.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE Tabasquillo, esto 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 Villahermosa se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de la nueva SE Cuauhtémoc Banco 1 conectada con circuito en 115 kV desde la SE API de la Zona de Distribución Chontalpa. Su alcance contempla la instalación de un banco de transformación con relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, construcción de una LT aérea un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 36.2 km, un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo AAC.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **231.855 millones de pesos** de 2021 (11.4 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo. **Cuauhtémoc Banco 1**, alimentado desde la Se Tabasquillo es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

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 **1.66**, un VPN de **453.83 millones de pesos** y una TIR de **27.4 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.49**, un VPN de **375.80 millones de pesos** y una TIR de **21.09 %**.

Análisis beneficio-costo

Cuadro 9.6.6.1. Obras de transmisión del proyecto Cuauhtémoc Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tabasquillo-Cuauhtémoc	115	1	16.0	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**16.0**			

Cuadro 9.6.6.2. Obras de transformación del proyecto Cuauhtémoc Banco 1

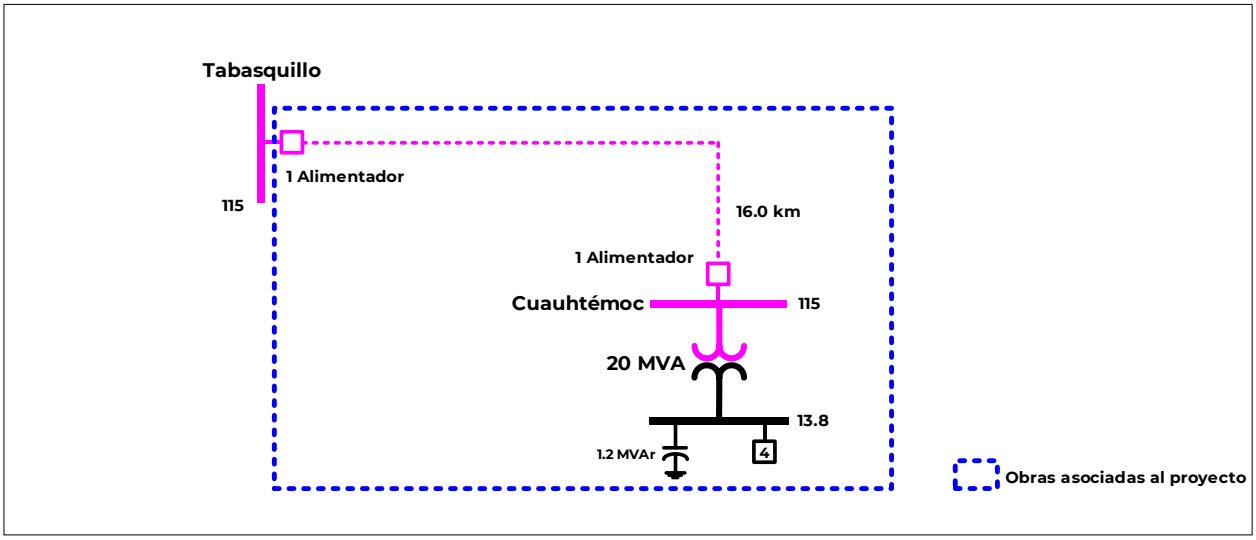
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuauhtémoc Banco 1	1	T	20	115/13.8	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**20**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.6.3. Obras de compensación del proyecto Cuauhtémoc Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuauhtémoc MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**1.2**			

Figura 9.6.6.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Cuauhtémoc Banco 1



D22-OR7 Malpaso III Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico operativo.

La SE Malpaso III se encuentra ubicada en la zona de distribución Chontalpa perteneciente a la GCR Oriental y atiende eléctricamente al municipio de Mezcalapa en la región norte del estado de Chiapas. Actualmente cuenta con una capacidad de transformación instalada de 6.25 MVA, con un solo banco, cuya relación de transformación es de 115/13.8 kV.

Al cierre del 2021 el banco de la SE Malpaso III presentó una carga de 4.97 MW, que corresponde al 84% de su capacidad nominal. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2026 se estima que tendrá una demanda de 5.9 MW correspondiente al 99.37% de su capacidad nominal. Este incremento está impulsado por carga de tipo residencial e industrial de la zona de influencia.

Problemática que resolver.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación del banco de transformación de la SE Malpaso III.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura eléctrica instalada a 2025. 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 Malpaso III.

Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **27.20 millones de pesos en 2021** (1.3 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2026
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2026
- Transformación: Sustitución del banco transformación de 6.25 MVA en la SE Malpaso III por un banco de transformación nuevo de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.
-

Adicionalmente el proyecto contempla la instalación de equipos de medición del MEM y fibra óptica.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV del municipio de Mezcalapa ante el incremento de la demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con Red Eléctrica completa.

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 de influencia de la SE Malpaso III se revisó una opción alterna que consiste en la instalación de un segundo banco de distribución dentro de la misma Subestación Eléctrica.

El alcance de la Alternativa contempla la instalación de un banco de transformación con relación 115/13.8 kV, con 12.5 MVA de capacidad nominal, así como equipamiento

en la Subestación Eléctrica de medición del MEM y fibra óptica.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **42.84 millones de pesos** de 2021 (2.12 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). Esta Alternativa considera las modificaciones civiles y electromecánicas necesarias en las bahías de 115 y 13.8 kV y la instalación de un transformador de potencia nuevo.

Sin embargo, Malpaso III 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 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 **486.43 millones de pesos** y una TIR de **125.76 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.71**, un VPN de **477.49 millones de pesos** y una TIR de **90.1 %**.

Cuadro 9.6.7.1. Obras de transformación del proyecto Malpaso III Banco 1 (sustitución)

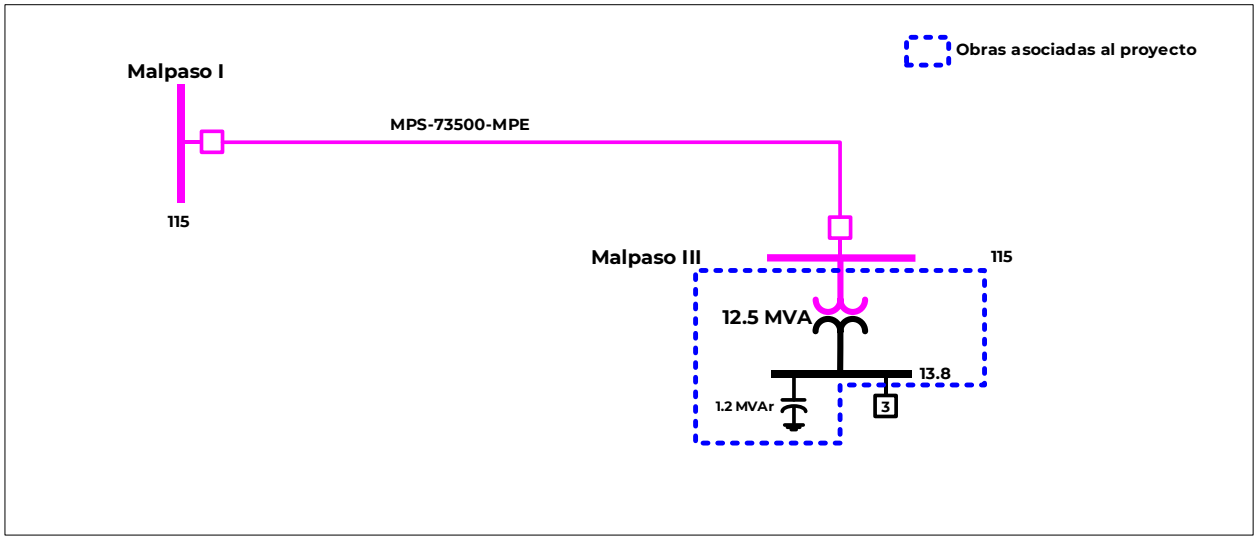
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Malpaso III Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.7.2. Obras de compensación del proyecto Malpaso III Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Malpaso III MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-26	dic-26	Oriental
Total			**1.2**			

Figura 9.6.7.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Malpaso III Banco 1 Sustitución



GCR Occidental

D22-OC1 Fluvial Banco 2

Diagnóstico

La SE Fluvial se encuentra localizada en la zona de distribución Vallarta perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente al área centro de la ciudad de Vallarta, Jalisco. Actualmente, la SE Fluvial cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE Fluvial tiene una carga de 24.25 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial y turística de la ciudad de Vallarta. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2026 se espera una carga de 29.5 MW, lo que representa un 103.5 % de la capacidad del banco.

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 Fluvial.

Derivado de los estudios en la Red Eléctrica de distribución y dado el crecimiento normal de energía eléctrica que se presentan en el área de estudio, no se podrá respaldar la carga por la Red Eléctrica de media tensión con las Subestaciones Eléctricas involucradas en el área de influencia de la SE Fluvial, situación que originaría la perdida de carga por no poder suministrar el total de la demanda de energía eléctrica, además de presentarse un alto índice de pérdidas. Con la nueva infraestructura 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.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **49.5 millones de pesos de 2021** (2.3 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2026.
- Transformación: Ampliación de la SE Fluvial mediante 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 5 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con 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 Vallarta, se revisó

una opción alterna que consiste en la incorporación de un segundo banco en la SE Pitillal, su alcance contempla la instalación de un segundo banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **54.9 millones de pesos de 2021** (2.71 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Fluvial 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 **1.61**, un VPN de **613.9 millones de pesos** y una TIR de **47.8 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.6**, un VPN de **604.9 millones de pesos** y una TIR de **44.65 %**.

Cuadro 9.6.8.1. Obras de transformación del proyecto Cuautla II Banco 2

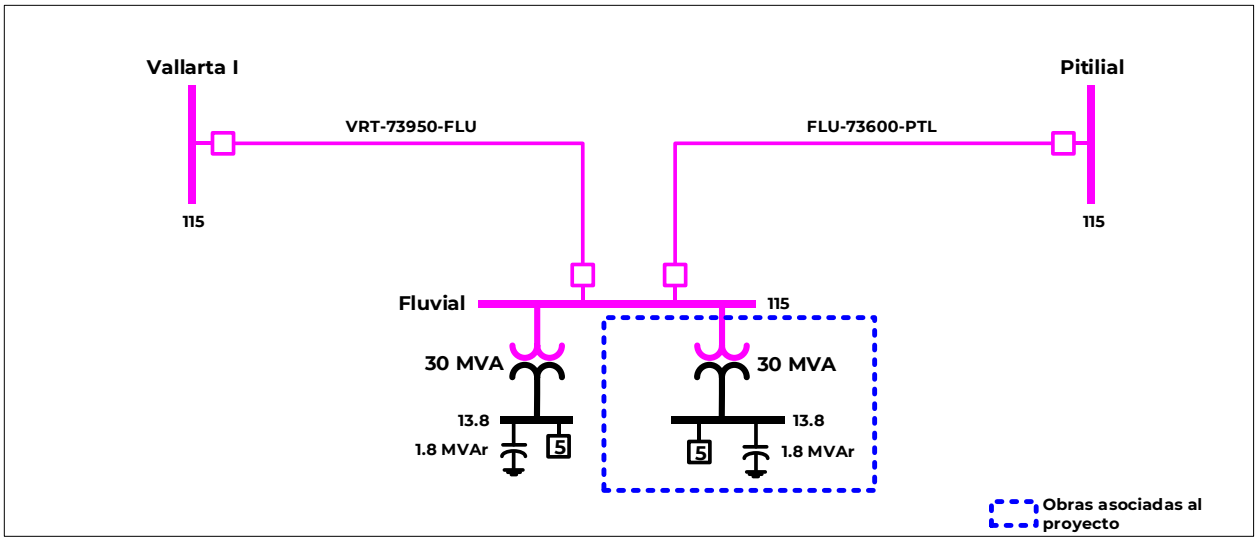
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fluvial Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-26	ago-26	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.8.2. Obras de compensación del proyecto Cuautla II Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fluvial MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-26	ago-26	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.6.8.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto El Pedregal Banco 1



D22-OC2 Valle Dorado Banco 1

Diagnóstico

La SE Jarretaderas se encuentra localizada en la zona de distribución Vallarta perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente a la región oriente a la población de Nuevo Vallarta, municipio de Bahía de Banderas en el estado de Nayarit. Actualmente, la SE Jarretaderas es quien atiende el suministro de la zona. Cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV. Sin embargo, las condiciones de capacidad no hacen posible proporcionar una mayor demanda a la región.

La SE Jarretaderas tuvo una carga de 40.7 MW en ambos bancos en el año de 2021, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial y turística. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2026 se espera una carga de 56.4 MW, lo que representa un 98.9 % de la capacidad de los bancos, teniéndose una cargabilidad del 96.5 % en el banco 1 y 101.5 % en el segundo banco.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará es la atención a la demanda incremental derivado de la necesidad de suministrar energía eléctrica a servicios residenciales, turísticos y nuevos desarrollos en el oriente de la población de Nuevo Vallarta.

Con una carga proyectada de 20 MVA aproximadamente para los próximos años, mismos que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, ocasionando la saturación de la SE Jarretaderas, pues se pronostica que para el año 2026 rebasará su capacidad instalada. Con la nueva infraestructura 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.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **97.5 millones de pesos de 2021** (4.82 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2026.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT San Vicente – 73V10 – Jarretaderas en la SE Valle Dorado.
- Transformación: Nuevo banco de transformación de 30 MVA en la SE Valle Dorado con 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 2 alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en nivel de 13.8 kV, para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con Red Eléctrica completa.

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 Nuevo Vallarta, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE de nombre El Quelele, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **130.6 millones de pesos de 2021** (6.46 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Valle Dorado Banco 1** es la opción que aporta 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 **1.6**, un VPN de **882.7 millones de pesos** y una TIR de **46.2 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.56**, un VPN de **852.6 millones de pesos** y una TIR de **39.58 %**

.

Cuadro 9.6.9.1. Obras de transmisión del proyecto Valle Dorado Banco 1

líneas de transmisión	Tensión	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado entronque San Vicente - Jarretaderas	115	2	0.6	may-26	may-26	Occidental
Total			**0.6**			

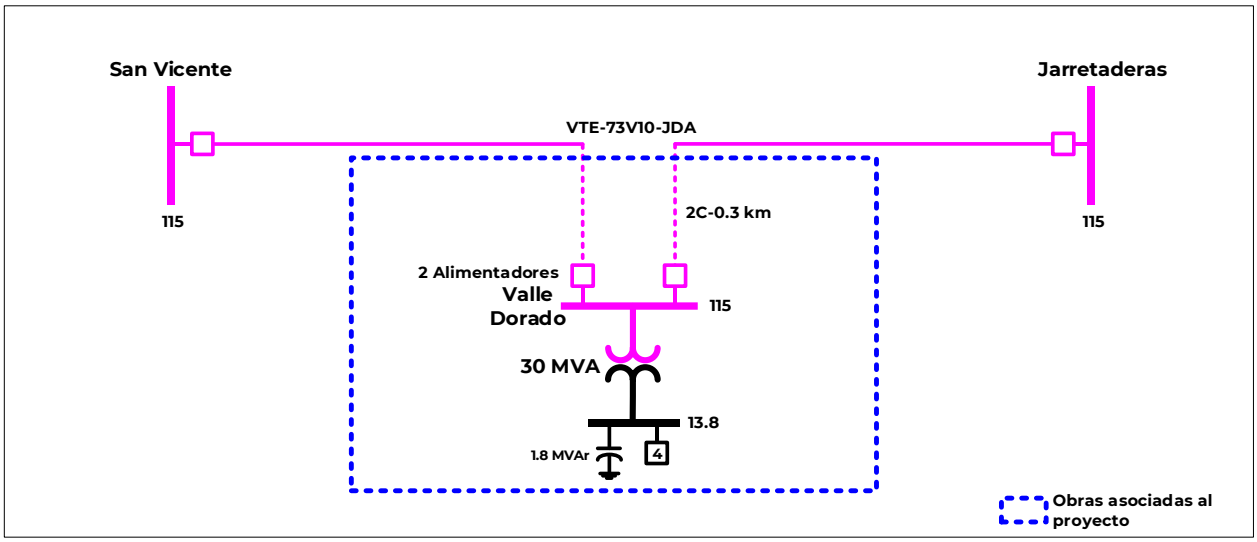
Cuadro 9.6.9.2. Obras de transformación del proyecto Valle Dorado Banco 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-26	may-26	Occidental
Total			**30.0**				

Cuadro 9.6.9.3. Obras de compensación del proyecto Valle Dorado Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-26	may-26	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.6.9.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Valle Dorado Banco 1



D22-OC3 Matamoros Banco 1

Diagnóstico

En la zona urbana norte de la ciudad de Aguascalientes del estado de Aguascalientes perteneciente a la GCR Occidental, se encuentran ubicadas las SE Tecuán y Palo Alto, las cuales cuentan con un banco de transformación de 20 MVA cada una y relación de transformación 115/13.8kV.

En el año 2021 los bancos de las SE Tecuán y Palo Alto registraron una demanda máxima de 19.0 MW y 18.1 MW respectivamente, cuyo perfil se compone principalmente por Centros de Carga de tipo agrícola e industrial de la ciudad de Aguascalientes y rural de las poblaciones aledañas. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2026 se espera una carga de 19.84 MW en la SE Tecuán y 20.15 MW en la SE Palo Alto, lo que representa un 104% y 106% respectivamente de la capacidad de los bancos.

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 las SE Tecuán y Palo Alto.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental, aún con las instalaciones programadas para 2026. 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 las SE Tecuán y Palo Alto.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **102.3 millones de pesos de 2021** (5.06 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2026.
- Transmisión: Construcción de una LT de 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 Tecuán – 73080 – Palo Alto en la SE Matamoros.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Matamoros 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV; 2 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con 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 sureste del municipio de Aguascalientes, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Linda Vista, su alcance contempla la construcción de un nuevo banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **186.9 millones de pesos de 2021** (9.24 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Matamoros 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 **1.6,** un VPN de **555.4 millones de pesos** y una TIR de **36.19 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.4**, un VPN de **374.7 millones de pesos** y una TIR de **22.21 %**.

Cuadro 9.6.10.1. Obras de transmisión del proyecto Matamoros Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros entronque Tecuan – Palo Alto	115	2	2.0	jun-26	jun-26	Occidental
Total			**2.0**			

Cuadro 9.6.10.2. Obras de transformación del proyecto Matamoros Banco 1

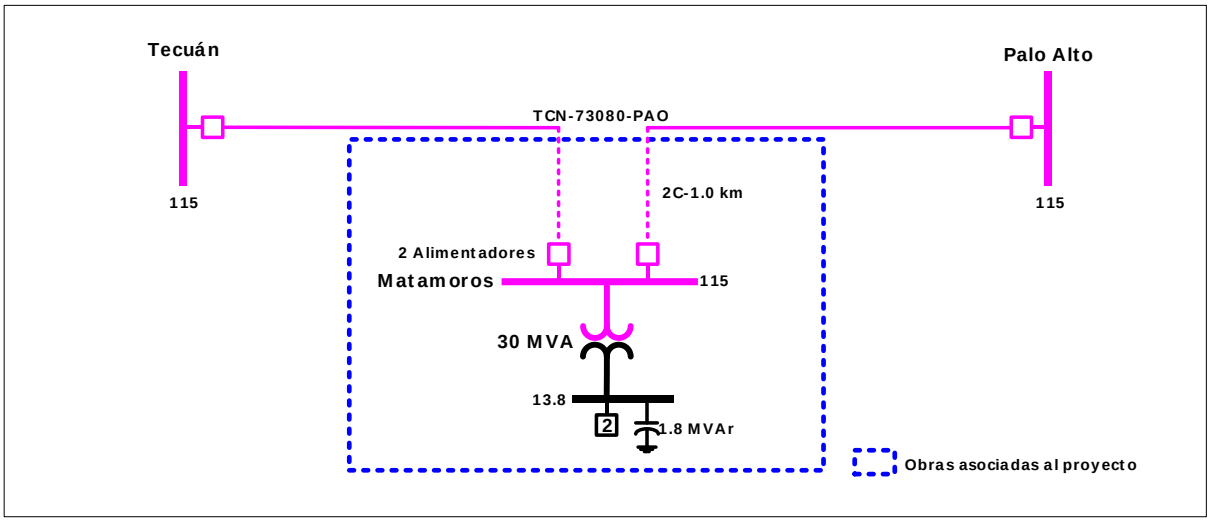
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-26	jun-26	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.10.3. Obras de compensación del proyecto Matamoros Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-26	jun-26	Occidental
Total			**1.8**			

Figura 9.6.10.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Matamoros Banco 1



D22-OC4 Las Flores Banco 1

Diagnóstico

El municipio de San Luis Potosí del estado con el mismo nombre perteneciente a la GCR Occidental, tiene ubicada la SE Tres Naciones, la cual cuenta con dos bancos de transformación de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8kV.

En el año 2021 los bancos de las SE Tres Naciones registraron una demanda máxima de 23.6 MW y 18.4 MW respectivamente, cuyo perfil se compone principalmente por Centros de Carga de tipo industrial. desarrolladores inmobiliarios y residencial en la ciudad de San Luis Potosí. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2027 se espera una carga de 57.4 MW entre ambos bancos de la SE Tres Naciones, lo que representa un 100.7% de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

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 Tres Naciones.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones esperadas contar en 2025. 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 Tres Naciones.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **146.3 millones de pesos de 2021** (7.23 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2027.

- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2027.

- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT San Luis Potosí – 73860 – Barracuda en la SE Las Flores.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Las Flores 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto dos alimentadores en 115 kV, 6 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con 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 San Luis Potosí se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Cerritos, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **163.2 millones de pesos de 2021** (8.07 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Las Flores 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 **1.53**, un VPN de **793.8 millones de pesos** y una TIR de **33.71 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.51**, un VPN de **774.2 millones de pesos** y una TIR de **31.88 %**.

Cuadro 9.6.11.1. Obras de transmisión del proyecto Las Flores Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Flores entronque San Luis Potosí – Barracuda	115	2	4.0	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**4.0**			

Cuadro 9.6.11.2. Obras de transformación del proyecto Las Flores Banco 1

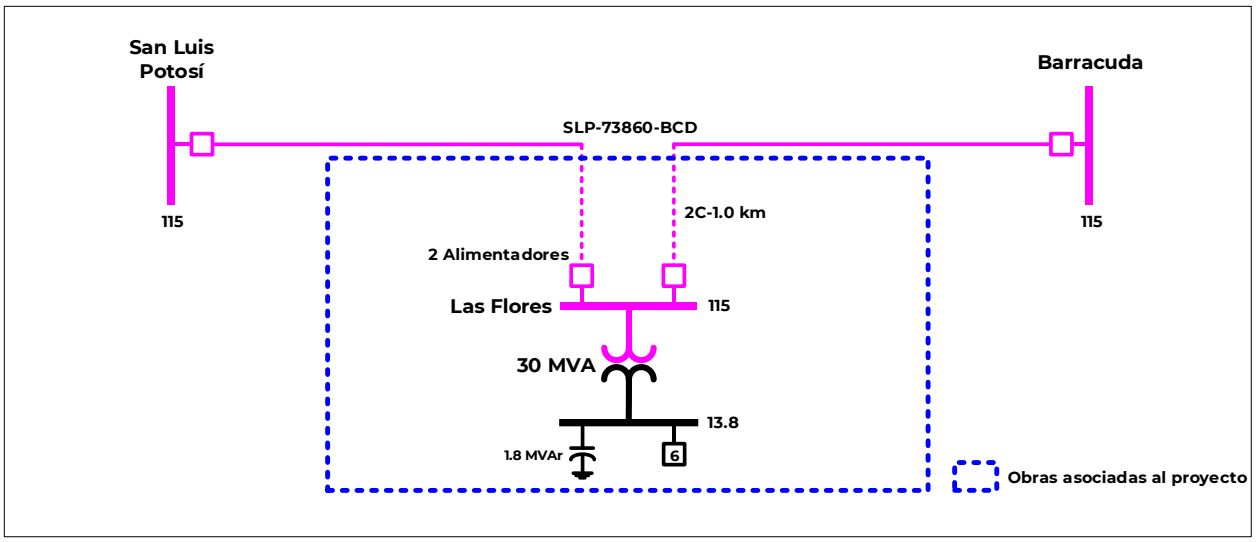
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Flores Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.11.3. Obras de compensación del proyecto Las Flores Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Flores MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**1.8**			

Figura 9.6.11.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Las Flores Banco 1



GCR Noroeste

D22-NO1 Campo Gobierno Banco 1

Diagnóstico

Con base en el estudio del análisis del Desarrollo del Mercado Eléctrico del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) de la zona Culiacán y dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el área sur de los municipios de Culiacán y Navolato, principalmente en las comunidades de Costa Rica y Lic. Benito Juárez (área de influencia), se hace necesario contar con capacidad suficiente de energía eléctrica para satisfacer su demanda.

El área de influencia descrita es abastecida de energía eléctrica a través de, el Banco 3 de la SE Culiacán Cuatro con una capacidad de transformación de 40 MVA y relación de transformación 115/ 34.5 kV y de la SE Costa Rica con dos elementos de transformación con capacidades de 30 MVA y 20 MVA, respectivamente, y relación de transformación 115/34.5 kV. En conjunto presentan una capacidad instalada de 90 MVA (85.5 MW aproximadamente).

En los últimos años, en el área de influencia, han proliferado desarrollos con actividades de tipo acuícola, comercial, de ganadería y agricultura, así como comercios de pequeña y mediana escala.

En 2021 se presentó una demanda de 80.5 MW equivalente al 94.1% de la capacidad de las SE mencionadas, por lo que se estima la saturación de la capacidad de transformación en el área de influencia en el mediano plazo.

Problemática que resolver

Con base en el PDS 2022-2042, se estima, para el área de influencia del proyecto, una demanda de 85.7 MW para el año 2026, lo que implicaría una operación con sobrecarga en los elementos de

transformación, los incrementos de carga provocarán la saturación de los elementos que conforman el SED y no será posible atender el suministro eléctrico para los futuros incrementos de la demanda eléctrica en el área de influencia del proyecto, limitando el desarrollo en la parte sureste de la ciudad de Culiacán.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **119.860 millones de pesos de 2021** (5.931 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
-
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

- Transmisión: Construcción de la LT Campo Gobierno entronque La Higuera – Costa Rica, doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4.5 km, compuesta de dos tramos, 3.2 km en torre de acero y 1.3 km en poste troncocónico), un conductor por fase de calibre 795 kcmil, tipo ACSR. La apertura de la LT se realizará en la futura LT La Higuera – Costa Rica en 115 kV, que actualmente se encuentra en proceso de licitación, con fecha factible para el año 2023.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Campo Gobierno mediante la instalación de 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores en 34.5 kV para la construcción de nuevas Líneas de media tensión con una distancia de 2 km en 34.5 kV-1C-3F-4H-266-ACSR-PC que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán el área de influencia. En el costo de las obras se considera el monto necesario para las actividades previas del proyecto como la preparación del terreno necesario de la nueva Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con una mayor capacidad de transformación disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico al sur de la ciudad de Culiacán, además de reducir las pérdidas eléctricas y contar con una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión en Red Eléctrica completa y ante contingencias sencillas y así, aislar posibles fallas al tener más enlaces entre circuitos de media tensión que permitan la transferencia de carga ante situaciones de contingencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó otra Alternativa la cual consiste en ampliar la capacidad de transformación de la SE Costa Rica en 115 kV con las siguientes características: un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, además de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV, 4 alimentadores en media tensión y 42 km de Red Eléctrica en media tensión que requiere de un tramo subterráneo de 7.95 km.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **104.138 millones de pesos de 2021** (5.153 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar). La Alternativa 2 representa más en perdidas técnicas que la Alternativa 1 debido a la longitud de sus circuitos en media tensión para llegar al centro de la carga del área de

influencia, por lo que sus beneficios aportados se reducen en el mediano plazo.

Por lo anterior, el proyecto **Campo Gobierno Banco 1** es la mejor opción que presenta mejores índices de rentabilidad económicos 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 **1.31**, un VPN de **217.097 millones de pesos** y una TIR de **21.9 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.23**, un VPN de **172.053 millones de pesos** y una TIR de **19.21 %**.

Cuadro 9.6.12.1. Obras de transmisión del proyecto Campo Gobierno Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Gobierno entronque La Higuera – Costa Rica	115	2	4.5	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**9.0**			

Cuadro 9.6.12.2. Obras de transformación del proyecto Campo Gobierno Banco 1

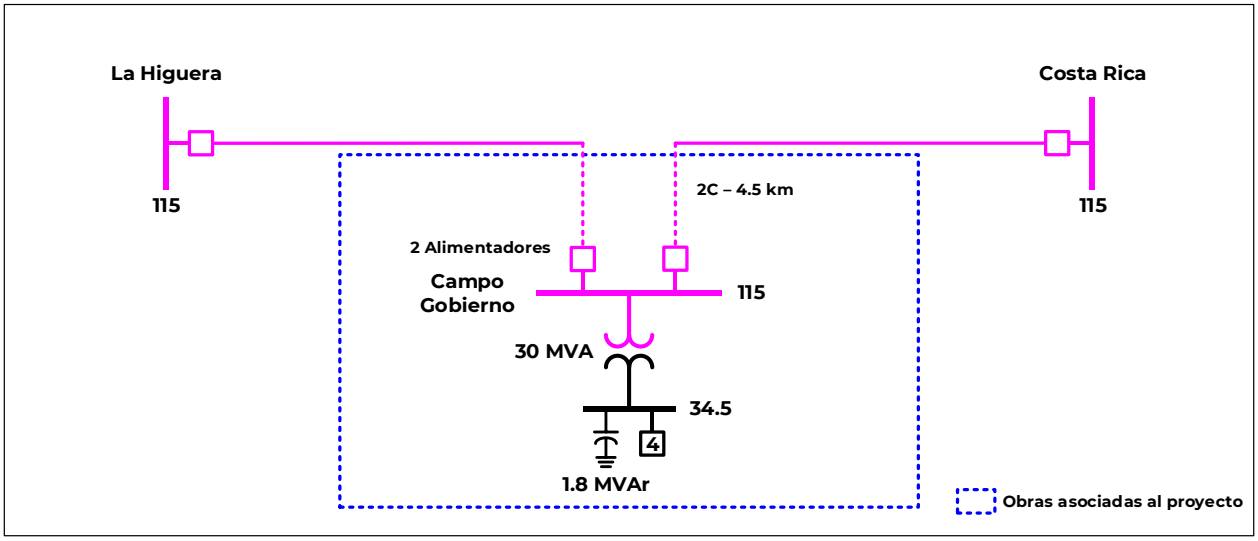
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Gobierno Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.12.3. Obras de compensación del proyecto Campo Gobierno Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Gobierno MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**1.8**			

Figura 9.6.12.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Campo Gobierno Banco 1



D22-NO2 Naranjo Banco 1

Diagnóstico

Las comunidades Estación Naranjo y La Trinidad son abastecidas de energía eléctrica a través de la SE Leyva Solano que contará con un transformador de 40 MVA y relación de transformación 115/ 34.5 kV y Bamoa con un transformador de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV. En conjunto presentan una capacidad instalada de 70 MVA (66.5 MW).

En los últimos años, en el área de influencia han proliferado desarrollos fraccionarios residenciales y de interés social, así como comercios de pequeña y mediana escala, en 2021 se presentó una demanda de 57.3 MW equivalente al 86.1% de la capacidad de las Subestaciones Eléctricas mencionadas, por lo que se estima se presente la saturación en la capacidad de transformación en el mediano plazo.

Problemática que resolver

Con base en el PDS 2022-2042, se pronostica para el área de influencia del proyecto una demanda de 66.7 MW para el año 2026, con una capacidad de 66.5 MW, lo que implicaría una cargabilidad en los bancos de transformación de 100.3%, por tal razón, los incrementos de carga provocarán la saturación de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de Distribución (SED) que limitará la atención de los nuevos requerimientos en la demanda eléctrica, limitando el suministro y desarrollo en la parte norte del municipio de Guasave.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **190.686 millones de pesos de 2021** (9.617 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

Transmisión: Construcción de aproximadamente 19.1 km de línea de transmisión aérea sobre torre de acero, con calibre 795 kcmil ACSR en 115 kV, doble circuito (incluye 3.20 km en poste troncocónico).

- Transformación: Un nuevo banco de transformación de 30 MVA de capacidad con una relación de transformación de 115/34.5 kV.

- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en 34.5 kV para la construcción de nuevas líneas de media tensión, 1.5 km 34.5 kV-1C-3F-4H-477-ACSR-PM que servirán para crear los troncales de distribución que alimentarán el área de influencia. Además, considera La adquisición de terreno para la construcción de la Subestación Eléctrica, así como las actividades previas para tramites de servidumbre de paso y permisos de construcción de la línea de transmisión en 115 kV.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico que atiende el área de influencia de la zona norte de la ciudad de Guasave, además de reducir las pérdidas de potencia y contar con una mayor Confiabilidad en el sistema de media tensión al contar con otro banco de transformación y podrán operar con 3 nuevos circuitos en Media Tensión, logrando así reducir la cantidad de clientes por circuito y poder aislar posibles fallas al tener más enlaces entre circuitos de media tensión para realizar las transferencia de carga ante fallas.

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 la capacidad de transformación del área de influencia, se revisó y analizó otra Alternativa que consiste en ampliar la capacidad de transformación de la SE Bamoa en 115 kV con las siguientes características: un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, además de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV, 2 alimentadores en 115 kV y tres alimentadores en media tensión con 52.76 km de troncales en 34.5 kV.

Así como también, la construcción de aproximadamente 44 km de línea de transmisión aérea sobre torre de acero, con calibre 795 kcmil ACSR en 115 kV, un circuito.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **271.595millones de pesos de 2021** (13.440 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 que considera el proyecto **Naranjo Banco 1** es la mejor opción que presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática. La Alternativa **Bamoa Banco 2** representa mayores pérdidas técnicas debido a la longitud de sus circuitos para llegar al centro de la carga.

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 **1.33**, un VPN de **609.398 millones de pesos** y una TIR de **32.55 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.27**, un VPN de **568.219 millones de pesos** y una TIR de **24.97 %**.

Cuadro 9.6.13.1. Obras de transmisión del proyecto Naranjo Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Naranjo entronque Leyva Solano – Guasave / 1	115	2	38.2	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**38.2**			

1/Incluye 3.20 km de poste troncocónico

Cuadro 9.6.13.2. Obras de transformación del proyecto Naranjo Banco 1

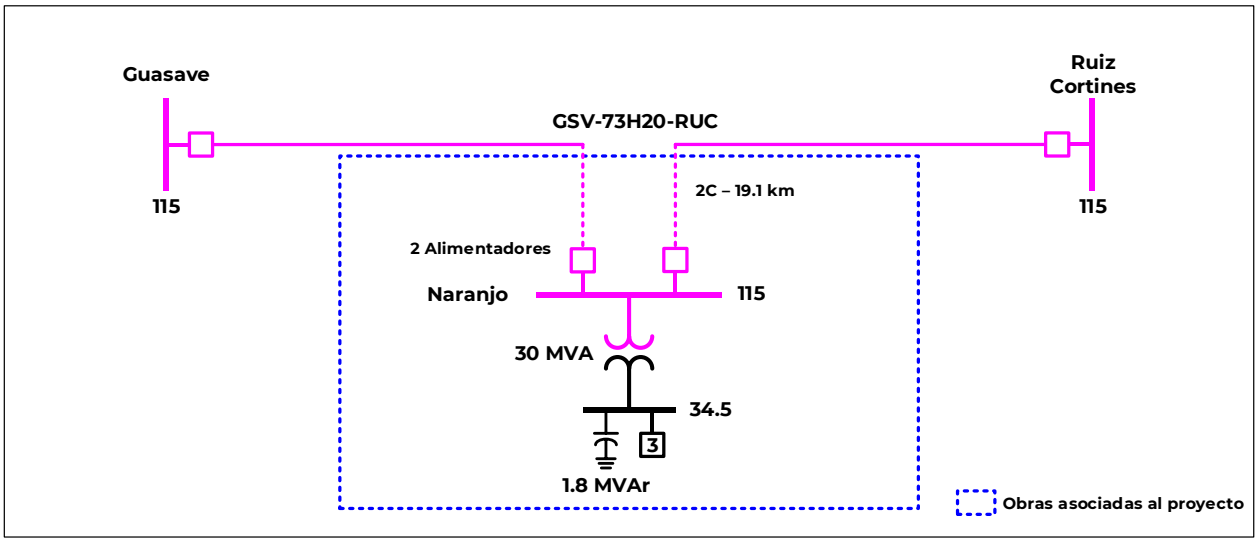
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Naranjo Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.13.3. Obras de compensación del proyecto Naranjo Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Naranjo MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**1.8**			

Figura 9.6.13.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Naranjo Banco 1



GCR Noreste

D22-NE1 Concordia Banco 1

Diagnóstico

El sistema eléctrico de 13.8 kV del área sur del municipio de Escobedo, Nuevo León, está suministrado por las SE El Canadá, Girasoles y Parque Industrial Escobedo sumando una capacidad total de 180 MVA (171 MW), este sistema presentó una demanda máxima registrada de 137.8 MW en el año 2021.

Considerando el crecimiento del sector en base al PDS 2022-2036-2042 se pronostica que para el año 2027 las SE El Canadá, Girasoles y Parque Industrial Escobedo tengan una suma de demandas de 173.2 MW, lo cual representaría operar la Subestaciones Eléctricas involucradas a un 101.2% de su capacidad total, lo que implicaría un incremento de pérdidas I^2R en la Red Eléctrica de media tensión, incapacidad de realizar transferencias en condiciones de emergencia y disminuir la Calidad y Confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación en el municipio de Escobedo.

Derivado de los estudios en la Red Eléctrica de distribución y dado el crecimiento normal de energía eléctrica que se presentan en el área de estudio, no se podrá respaldar la carga por la Red Eléctrica de media tensión con las Subestaciones Eléctricas involucradas en el área de Escobedo, N.L., situación que originaría la perdida de carga por no poder suministrar energía eléctrica, además de presentarse un alto índice de pérdidas de energía. Con la nueva infraestructura 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.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **112.1 millones de pesos de 2021** (5.54 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2027.

- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2027.

- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT San Nicolás – 73L80 – Girasoles en la SE Concordia.
-
- Transformación: Nuevo 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 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con 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 región de Escobedo, N.L., se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE Outlet, su alcance contempla la instalación de un nuevo banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV para entroncar la Línea San Nicolás – 73L80 – Girasoles y Red Eléctrica asociada en nivel 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **128.6 millones de pesos de 2021** (6.4 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Concordia 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 **1.56**, un VPN de **986.5 millones de pesos** y una TIR de **56.35 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.54**, un VPN de **960.1 millones de pesos** y una TIR de **49.66 %**

Cuadro 9.6.14.1. Obras de transmisión del proyecto Concordia Banco 1

líneas de transmisión	Tensión	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Concordia entronque San Nicolás - Girasoles	115	T	1.4	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**1.4**			

Cuadro 9.6.14.1. Obras de transformación del proyecto Concordia Banco 1

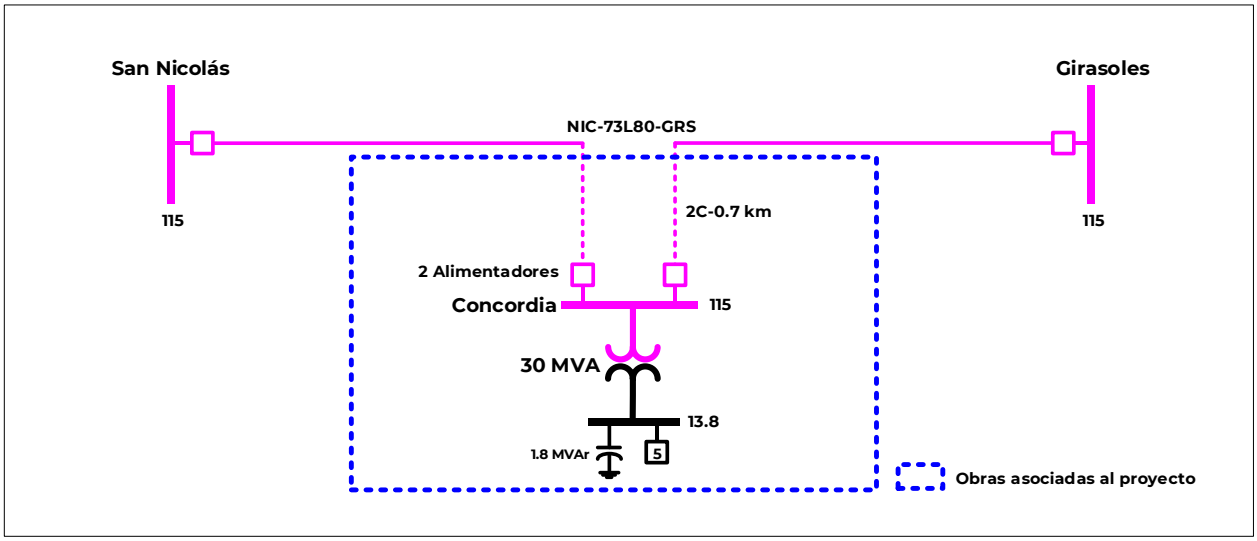
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Concordia Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.14.2. Obras de compensación del proyecto Concordia Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Concordia MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ago-27	ago-27	Noreste
Total			**1.8**			

Figura 9.6.14.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Concordia Banco 1



D22-NE2 Lermas Banco 1

Diagnóstico

Al Oriente del área Metropolitana de Monterrey se ubica la SE La Silla perteneciente a la GCR Noreste, la cual cuenta con dos bancos de transformación, uno de 30 MVA y otro de 33.6 MVA y relación de transformación 115/13.8kV.

En el año 2021 los bancos de las SE La Silla registraron una demanda máxima de 27.5 MW y 30.0 MW respectivamente, cuyo perfil se compone principalmente por Centros de Carga de tipo comercial y residencial de la zona metropolitana de Monterrey. Sin embargo, de acuerdo con el PDS, para el año 2026 se espera una carga de 62.5 MW entre ambos bancos de la SE La Silla, lo que representa un 104 % de la capacidad de transformación de la Subestación Eléctrica.

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 Silla.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones esperadas contar en 2026. 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 Silla.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **132.1 millones de pesos de 2021** (6.5 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: agosto de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2026.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT La Silla – 73B40 – San Roque en la SE Las Flores.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Lermas mediante la instalación de 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 de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV, 8 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Red Eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con 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 San Luis Potosí se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Faisán, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como Red Eléctrica asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **139.9 millones de pesos de 2021** (6.9 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Lermas 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 **1.62**, un VPN de **932.3 millones de pesos** y una TIR de **40.37 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.60**, un VPN de **907.6 millones de pesos** y una TIR de **38.46 %**.

Cuadro 9.6.15.1. Obras de transmisión del proyecto Lermas Banco 1

líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lermas entronque La Silla – San Roque	115	2	1.0	ago-26	ago-26	Noreste
Total			**2.0**			

Cuadro 9.6.15.2. Obras de transformación del proyecto Lermas Banco 1

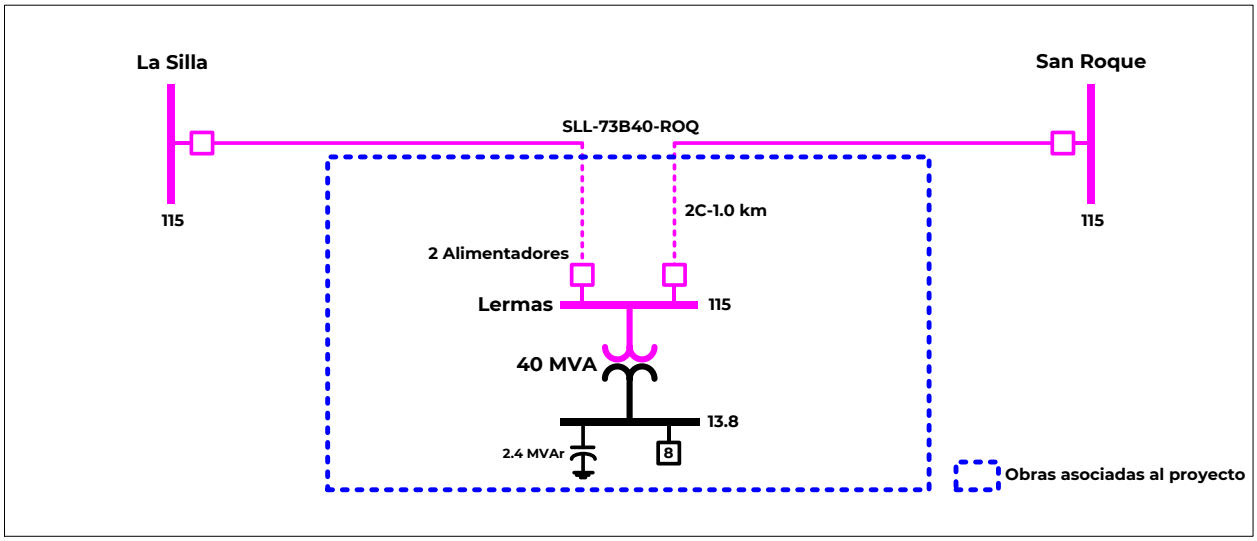
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lermas Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	ago-26	ago-26	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.15.3. Obras de compensación del proyecto Lermas Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lermas MVAr	Capacitor	13.8	2.4	ago-26	ago-26	Noreste
Total			**2.4**			

Figura 9.6.15.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Miramar II Banco 1



GCR Baja California

D22-BC1 Mexicali Oriente Banco 3

Diagnóstico

Las SE Mexicali Oriente, Packard y Carranza, pertenecientes a la zona Mexicali, suministran energía eléctrica al área oriente de la ciudad de Mexicali en la Red Eléctrica de media tensión en 13.8 kV, a través de elementos de transformación con capacidad de 110 MVA, y relación de transformación 161/13.8 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 oriente de la ciudad de Mexicali se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, ya que, dicha zona ha adquirido, una importancia sobresaliente para los desarrolladores inmobiliarios, propiciado por la necesidad de vivienda que requiere la población y por la propia plusvalía de los terrenos en la última década.

Problemática que resolver

La ciudad de Mexicali durante el periodo de verano presenta mayores requerimientos de demanda debido a las altas temperaturas que se presentan en la región, además, por la concentración de la carga no es posible realizar transferencias entre las Subestaciones Eléctricas del área de

influencia al tener un factor de diversidad cercano al unitario, lo que hace necesario adicionar nuevos elementos de transformación para atender la carga futura en el área de influencia.

Debido al crecimiento de la demanda en el área de influencia, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la SE Mexicali Oriente, la cual, en el 2021 registró una demanda de 27.4 MW.

Con base en el **Pronóstico de demanda por Subestaciones 2022-2042,** se espera que, la SE Mexicali Oriente supere su capacidad de transformación en el año 2027, la cual representaría operar el equipo de transformación existente con sobrecarga. Además, no será posible realizar transferencias de carga con la Red Eléctrica de media tensión y la capacidad de transformación existente.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **61.181 millones de pesos de 2021** (3.027 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.
- Transformación: Ampliación de la SE Mexicali Oriente 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.

El proyecto contempla 5 alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica, así como troncales en media tensión con una longitud de 14.6 km mediante un tramo aéreo y 3.8 km con tramo subterráneo.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro al 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 la SE Abasolo 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 SE a la RNT de Baja California (1.6 km-circuito) y 5 alimentadores en 13.8 kV para los troncales que atenderán a la carga.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **130.88 millones de pesos de 2021** (6.476 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, **Mexicali Oriente 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 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación B/C de **2.15**, un VPN de **782.187 millones de pesos** y una TIR de **70.91 %**. La Alternativa 2 tiene una relación

B/C de **1.94**, un VPN de **638.166 millones de pesos** y una TIR de **38.71 %**.

Cuadro 9.6.16.1. Obras de transformación del proyecto Mexicali Oriente Banco 3

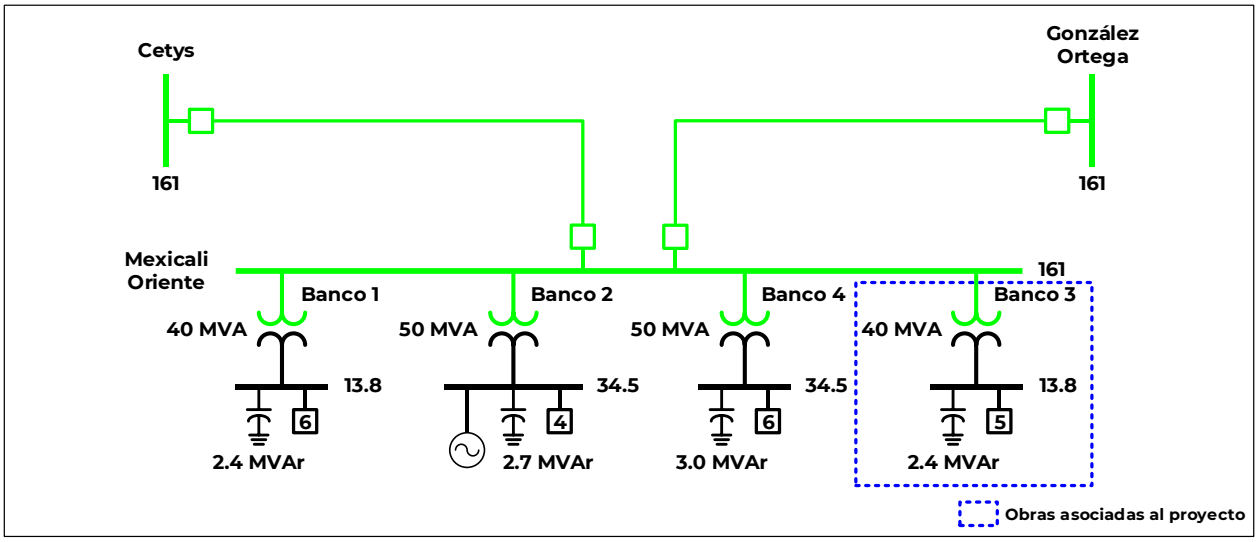
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-27	abr-27	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.16.2. Obras de compensación del proyecto Mexicali Oriente Banco 3

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Oriente MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-27	abr-27	Baja California
Total			**2.4**			

Figura 9.6.16.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Mexicali Oriente Banco 3



D22-BS1 Punta Prieta Banco 1 Sustitución

Diagnóstico

Las SE Palmira y Punta Prieta, pertenecientes a la Zona de Distribución La Paz, suministran energía eléctrica a la parte norte de la ciudad de La Paz, a través de las SE Punta Prieta y Palmira con una capacidad de 30.0 MVA y 12.45 MVA respectivamente, y una relación de transformación 115/13.8 kV.

Con base en el estudio del PDS 2022-2042, el reordenamiento requerido por el crecimiento de la ciudad y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros al norte de la ciudad de La Paz se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente. En el área de influencia se ha registrado en la última década un crecimiento en desarrollos inmobiliarios, propiciado por la necesidad de vivienda que requiere la población, por el turismo internacional y por la alta plusvalía de los terrenos que han propiciado un fenómeno de urbanización, crecimiento turístico y comercial.

Problemática que resolver

Debido al crecimiento de la demanda en el área de influencia, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de dicho polo en desarrollo, ya que para suministrar el servicio de energía eléctrica la CFE actualmente cuenta con la SE Punta Prieta con 12.5 MVA de capacidad, se tiene una demanda registrada en el 2021 de 8.6 MW, y la SE Palmira, con 30 MVA de capacidad que registró una demanda máxima de 26.5 MW en 2021.

En los últimos años se ha optimizado la carga en ambas Subestaciones Eléctricas mediante transferencia de carga de la SE Punta Prieta hacia la SE Palmira.

En el mediano plazo, considerando el crecimiento en el área de influencia en base al PDS 2022-2042, en la SE Punta Prieta alcanzará una demanda de 12.8 MW para el año 2026, la cual representaría operar dicha Subestación Eléctrica a un 107 % de su capacidad. Asimismo, en el año 2026 se espera que la SE Palmira alcance una demanda máxima de 30.1 MW, equivalentes al 106 % de su capacidad.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **56.86 millones de pesos de 2021** (2.8 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.
- Transformación: Sustitución del Banco de Transformación 1 en la SE Punta Prieta 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 de capacidad en 13.8 kV.
-

El proyecto contempla 2 alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE, así como también 33 km de líneas en media tensión.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica al norte de la Ciudad de La Paz, esto ante 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, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva SE llamada Marina, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **137.6 millones de pesos de 2021** (6.8 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, la sustitución del Banco 1 de la SE Punta Prieta 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 **1.2**, un VPN de **235.9 millones de pesos** y una TIR de **31.41 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.16**, un VPN de **195.2 millones de pesos** y una TIR de **20.43 %**.

.....

Cuadro 9.6.17.1. Obras de transformación del proyecto Punta Prieta Banco 1 Sustitución

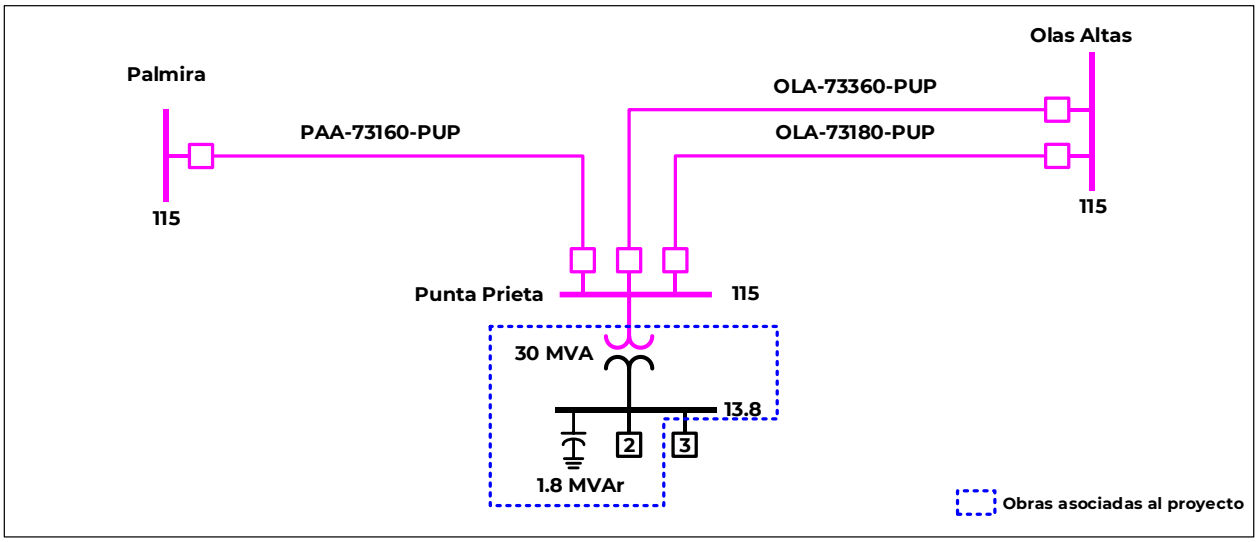
Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

Cuadro 9.6.17.2. Obras de compensación del proyecto Punta Prieta Banco 1 Sustitución

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Prieta MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**1.8**			

Figura 9.6.17.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Punta Prieta Banco 1 Sustitución



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 y la CFE dispone de esos recursos para su realización. 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 1,169 km-c de líneas de transmisión, sin embargo, para 525.6 km-c no se tiene una fecha precisa de entrada en operación

debido a la problemática social del proyecto: “RP-1655 LT Victoria – Nochistongo” y a que el proyecto “OPF-1805 LT Huasteca – Monterrey” está suspendido y en proceso de auditoría por parte de la CFE.

Descartando los proyectos que están indefinidos, las mayores adiciones provendrán de los estados de Guerrero, Estado de México y Veracruz. 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 400 kV se agregará un total de 237.1 km-c, en 230 kV se adicionarán 81.5 km-c y de 161 a 69 kV 324.8 km-c.

Figura 9.7.1. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión legadas por Entidad Federativa

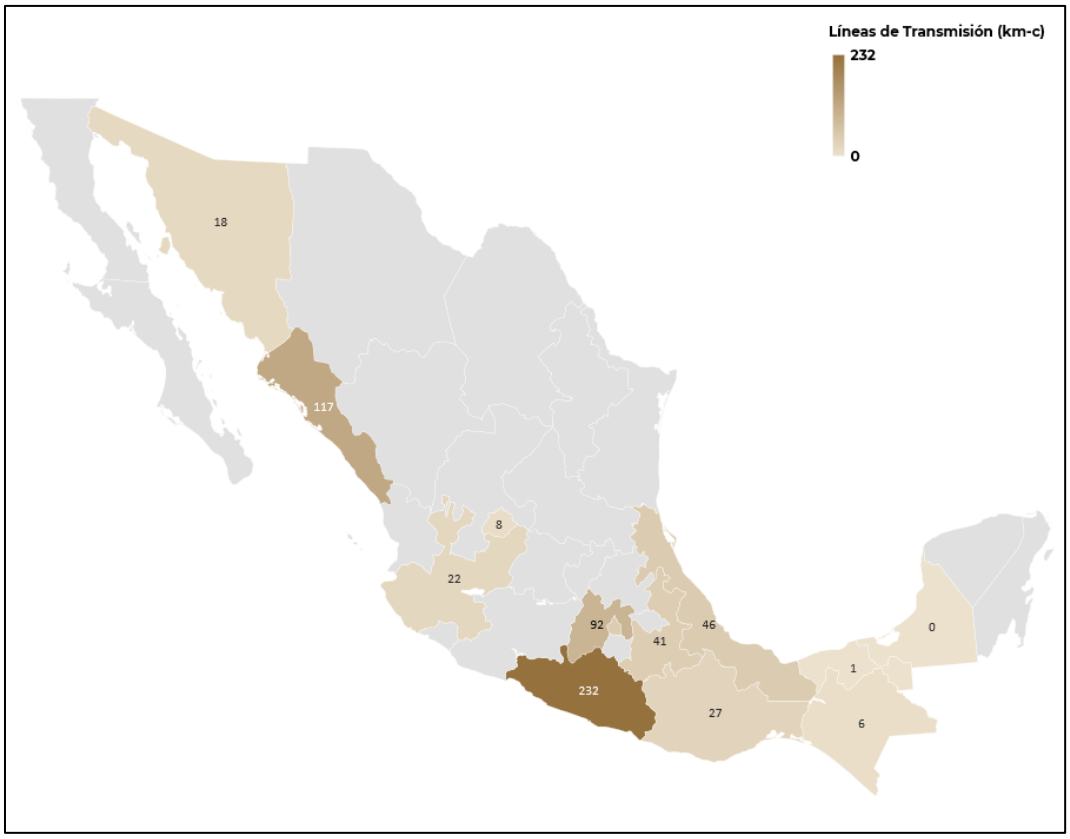
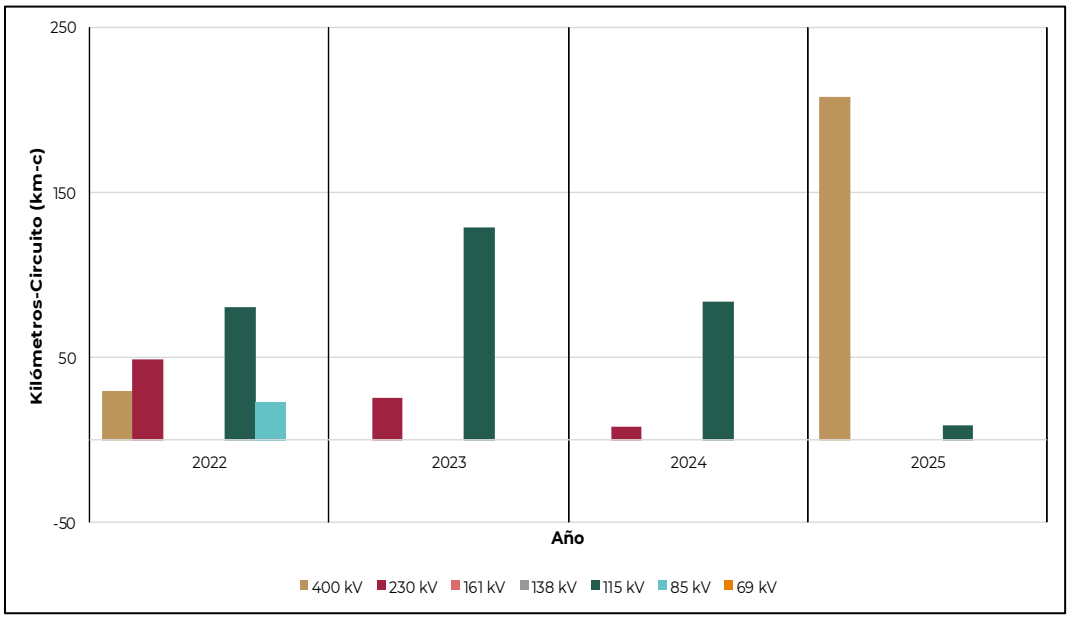


Figura 9.7.2. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión legadas por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos legados constituyen de un total de 1,789.4 MVA de capacidad de transformación en la RNT, de los cuales 660 MVA se instalarán en el Estado de México (SE Lago).

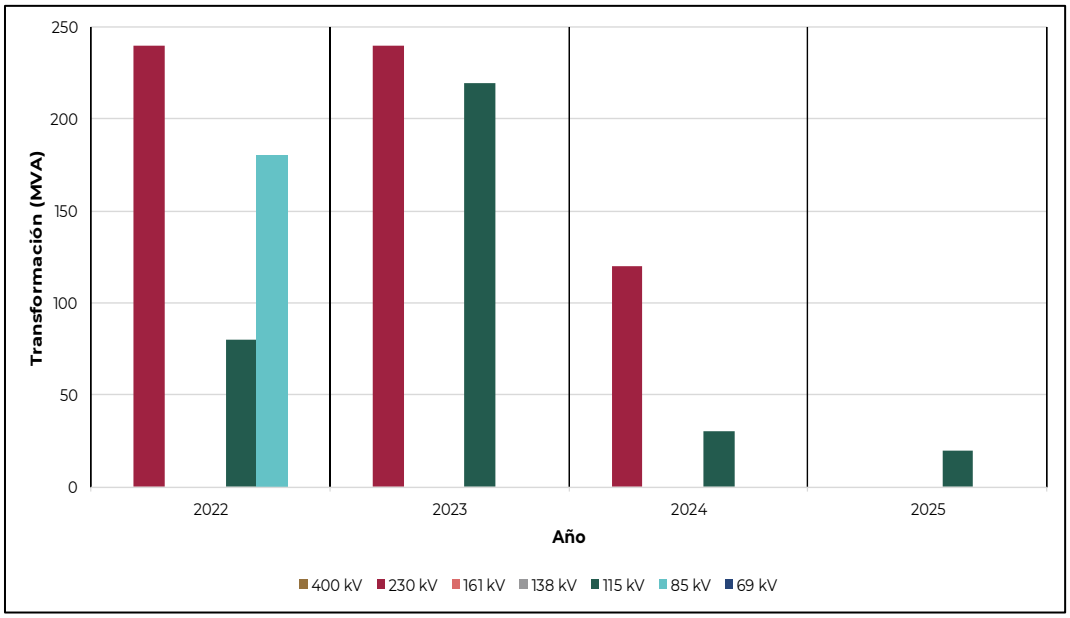
La mayor cantidad de MVA de los proyectos legados son para las RGD, con un total de 1,129.4 MVA de niveles de 230 kV, 115 kV y 85 kV hacia niveles de media tensión, siendo los bancos de 230 kV los que mayor participación tienen, seguidos por los de 115 kV con 600 y 349.4 MVA, respectivamente. La mayor contribución provendrá de la Ciudad de México, seguida por los estados de Sinaloa, Estado de México y Sonora. 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 de las RGD del MEM por año y nivel de tensión. En 2022 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 1,160 MVA, en los años posteriores irá disminuyendo la capacidad que se instalará: 2023 con 459.4 MVA, 2024 con 150 MVA y finalmente solo 20 MVA en 2025.

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



Los siguientes cuadros muestran el alcance en metas físicas de las obras que aún no concluyen su proceso constructivo de los Proyectos del POISE, separados por Paquete y por PEM. En la primera sección se encuentran los paquetes con cargo a CFE Transmisión y en la segunda, los paquetes con cargo a CFE Distribución. Al igual que en las secciones anteriores, las obras se agrupan por elementos de: transmisión, transformación y compensación.

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	Gerencia de Control Regional
G87	Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia / 4	400	2	207.7	nov-09	nov-26	Oriental
Total				**207.7**			

4/ Tendido del segundo circuito

OPF-1603

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	sep-22	Central
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 12	230	2	45.6	nov-15	sep-22	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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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	Gerencia de Control Regional
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 (En construcción)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan entronque Teziutlán II - Papantla Potencia	115	2	40.6	dic-20	dic-22	Oriental
Total				**40.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-22	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-22	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1212J (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande - Río Grande Switcheo	115	1	27.0	dic-21	mar-23	Oriental
Total				**27.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-21	mar-23	Oriental
Total				**9.4**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-21	mar-23	Oriental
Total				**0.6**			

OPF-1210K (En licitación)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz - Piaxtla	115	1	39.6	abr-21	nov-22	Noroeste
Total				**39.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	nov-22	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OD4	La Cruz MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	nov-22	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1320F (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O84	Villa Unión - Rosario - Escuinapa	115	1	30.5	jun-11	ago-24	Noroeste
Total				**30.5**			

OPF-1620B (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón entronque Esmeralda - Xalostoc	230	2	3.0	ago-13	dic-22	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	dic-22	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	dic-22	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	dic-22	Central
Total				**26.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	dic-22	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	dic-22	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	dic-22	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	dic-22	Central
Total				**420.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	dic-22	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	dic-22	Central
LAK	Moctezuma MVAr	Capacitor	23	25.2	ago-13	dic-22	Central
LAU	Pachuca MVAr	Capacitor	23	12.6	dic-18	dic-22	Central
Total				**73.8**			

OPF-1720B (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	dic-23	Central
Total				**17.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	dic-23	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-14	dic-23	Central
Total				**18.0**			

OPF-1721F (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	11.3	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**11.3**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0D	Angostura MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1721G (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.6	may-24	nov-25	Noroeste
Total				**8.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-24	nov-25	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-24	nov-25	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821G (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María entronque Guasave - Hernando de Villafañe	115	2	0.1	may-21	ene-23	Noroeste
Total				**0.1**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-21	ene-23	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-21	ene-23	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1821L (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-24	ago-24	Noroeste
Total				**7.7**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-24	ago-24	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-24	ago-24	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1821M (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CLQ	Aguascalientes Potencia - Peñuelas - Encarnación	115	1	21.8	abr-15	jul-24	Occidental
Total				**21.8**			

OPF-1920H (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga entronque Hermosillo IV - Subestación Eléctrica Punto P	115	2	1.2	mar-22	feb-23	Noroeste
Total				**1.2**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-22	feb-23	Noroeste
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga MVAr	Capacitor	13.8	2.4	mar-22	feb-23	Noroeste
Total				**2.4**			

OPF-2020C (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	15.7	dic-17	abr-23	Noroeste
Total				**15.7**			

OPF-2020E (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBO	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	mar-20	sep-24	Oriental
Total				**24.0**			

OPF-2020H (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	abr-21	ene-23	Oriental
Total				**6.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	ene-23	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	ene-23	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-2020I (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	nov-23	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	nov-23	Oriental
Total				**46.0**			

OPF-2020K (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	sep-23	Peninsular
Total				**0.4**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-22	sep-23	Peninsular
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P1F	Isla de Tris MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-22	sep-23	Peninsular
Total				**1.2**			

OPF-2020L (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	feb-23	Oriental
Total				**1.0**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	feb-23	Oriental
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	feb-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	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**15.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1R	Chinitos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	jun-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120B (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-21	ene-24	Central
Total				**7.6**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-21	ene-24	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa MVAr	Capacitor	23	18.0	nov-21	ene-24	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120C (En construcción)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LA7	Morales - Verónica	230	1	4.7	dic-13	dic-23	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	dic-23	Central
Total				**7.9**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LA7	Morales Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-13	dic-23	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LA7	Morales MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-13	dic-23	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120D (Por licitar)

PEM	líneas de transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	jun-22	jun-23	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**4.5**			

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	jun-23	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2120E (Por licitar)

PEM	Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0H	Ah, Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-22	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0H	Ah, Kim Pech MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	dic-22	Peninsular
Total				**1.8**			

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 374.7 km-c de líneas de transmisión.

Las mayores adiciones se concentran en los estados de Chihuahua, Estado de México y Tabasco. 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 y nivel de tensión. En 230 kV se adicionarán 76.6 km-c y de 161 a 69 kV 298.0 km-c.

Los proyectos con recursos por aportaciones constituyen de un total de 8,314.8 MVA de capacidad de transformación en las RGD del MEM, de los cuales las mayores adiciones se presentarán en los estados de Chihuahua, Coahuila, Querétaro y Jalisco. 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 y nivel de tensión. En 2022 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 3679.6 MVA, seguido por 2023 y 2024, los cuales incrementarán 2,057.6 MVA y 1559.4 MVA, cada uno. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 6,806.0 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV y 138 kV, con 660 y 470 MVA, respectivamente, después los bancos de transformación de 69 kV, con 248.8 MVA y finalmente los bancos de transformación de 85 kV, con 130.0 MVA.

Figura 9.8.1. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

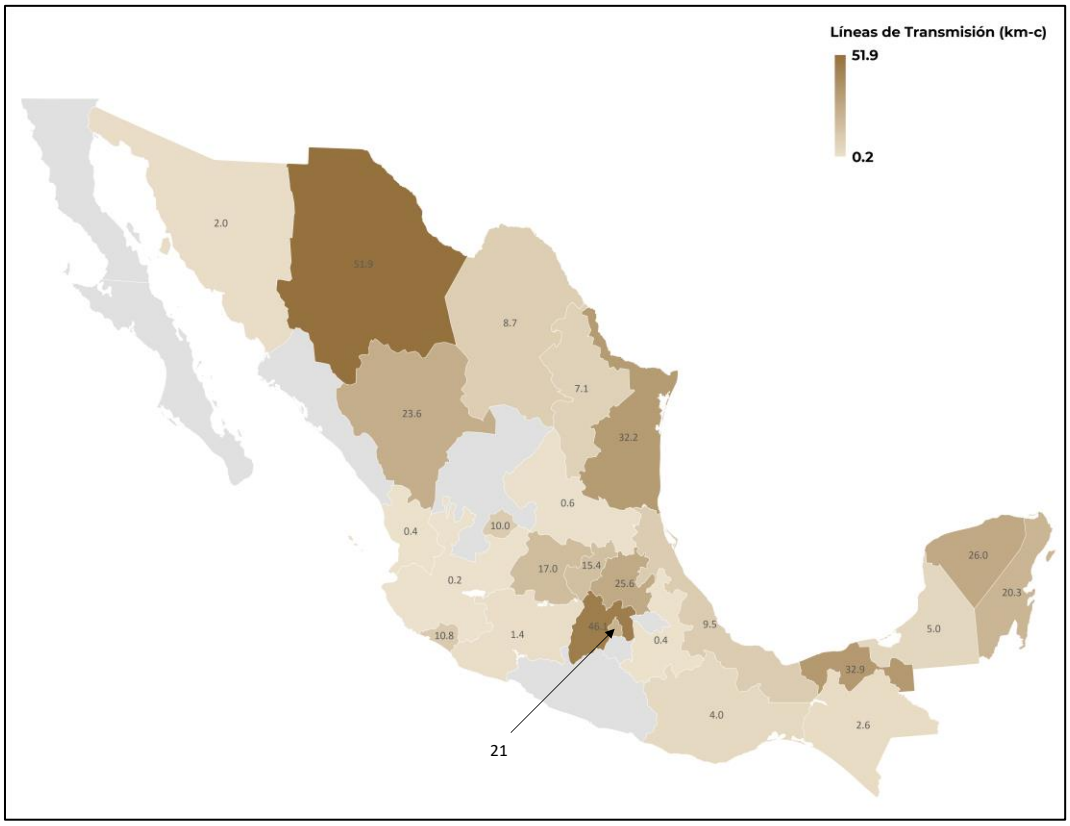


Figura 9.8.2. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión

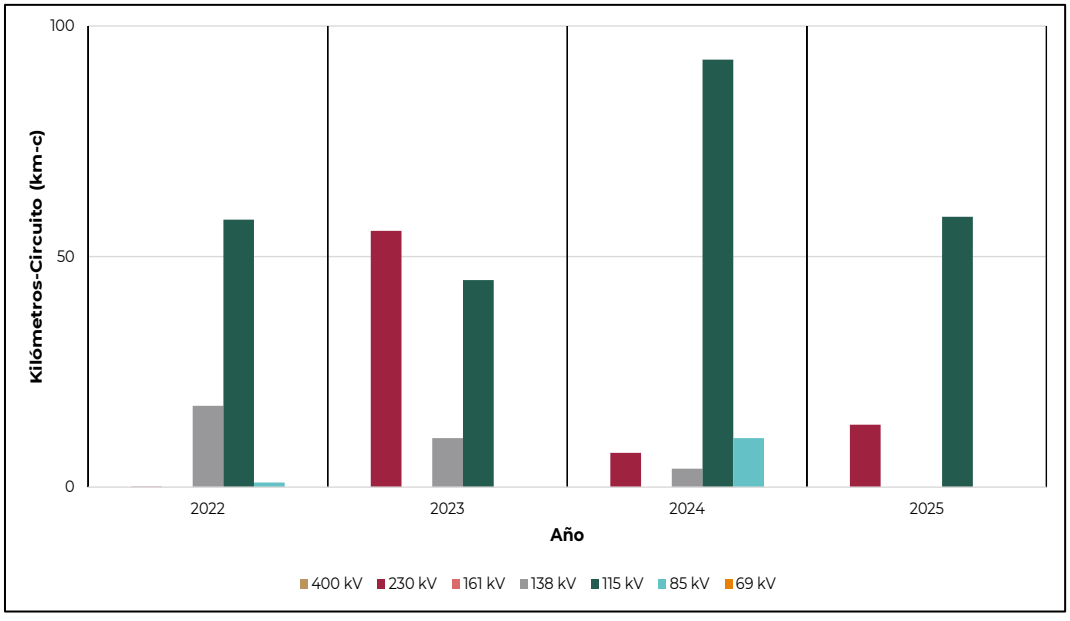


Figura 9.8.3. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

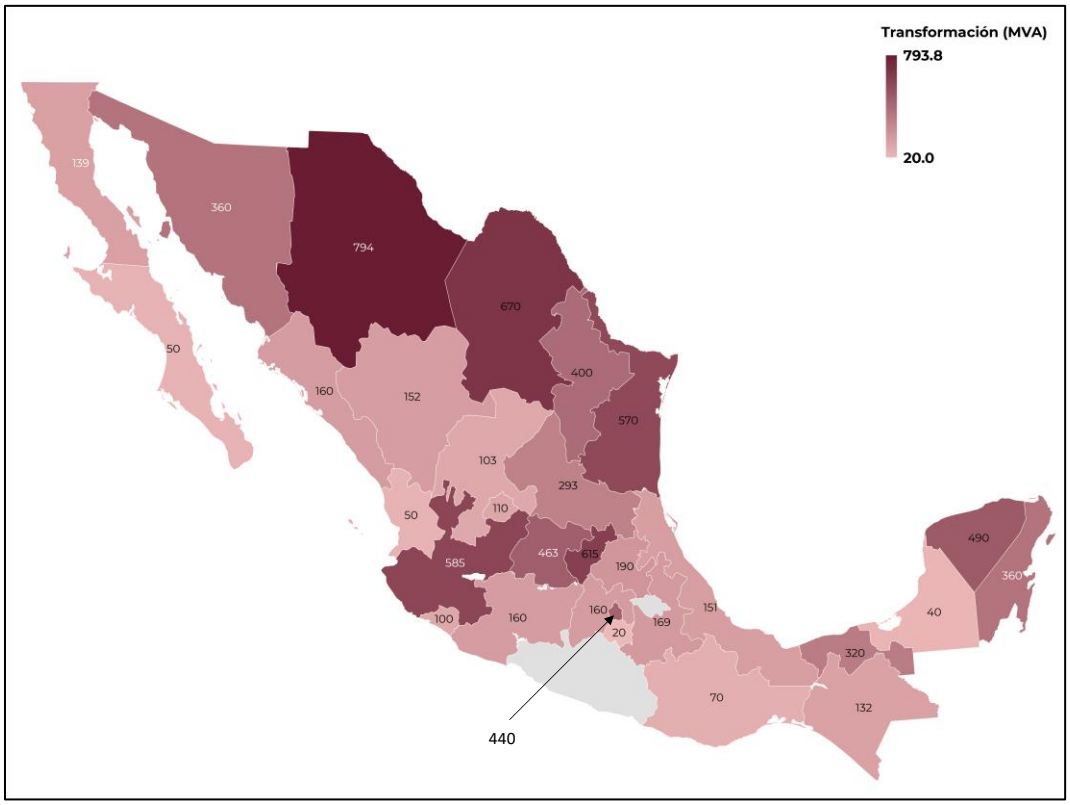
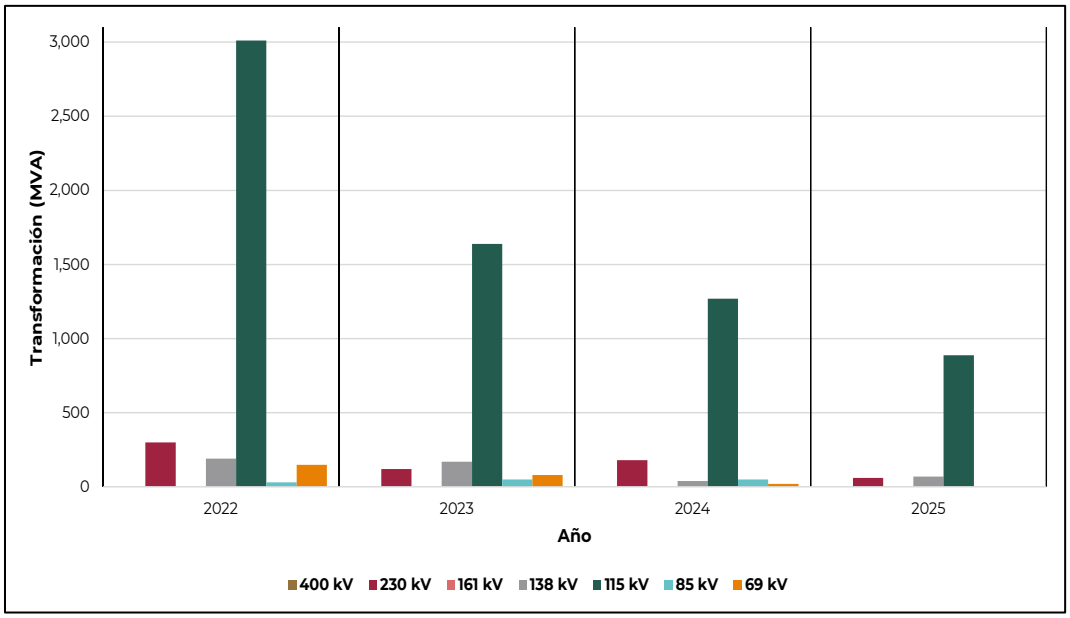


Figura 9.8.4. Capacidad (MVA) de bancos de transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Valle de México Norte	Cubitos Banco 1	LBN	2022	Hidalgo	1.0	30	1.8
Valle de México Centro	Contadero Banco 3 (habilitación)	A20-CE3	2022	Ciudad de México		60	
Valle de México Sur	Zaragoza Bancos 1 y 2	A21-CE4	2022	Ciudad de México	0.08	120	18
Valle de México Sur	Canchesda Nueva Banco 2 (modernización)	A21-CE5	2022	Estado de México		20	1.2
Valle de México Sur	Agustín Millán Banco 1 (modernización)	A21-CE6	2022	Estado de México		20	
Valle de México Norte	Parque Industrial Reforma Banco 3 (modernización)	A19-CE3	2023	Hidalgo		30	
Valle de México Norte	El Carmen Banco 1 (sustitución)	A19-CE1	2023	Hidalgo		20	
Valle de México Norte	Valle de San Pedro Banco 1	A18-CE5	2023	Estado de México	2	60	9
Valle de México Norte	Ciudad Bicentenario Banco 1	A18-CE7	2023	Hidalgo	4.5	30	9
Valle de México Sur	Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1	A20-CE2	2023	Estado de México/Hidalgo	44.05/9.54	60	
Valle de México Sur	San Mateo Banco 2 (modernización)	A21-CE7	2023	Ciudad de México		20	
Valle de México Norte	Matilde Banco 1	A18-CE1	2024	Hidalgo	10.6	30	1.8
Valle de México Sur	Santa Fe Bancos 1, 2 y 3	A18-CE4	2024	Ciudad de México	7.4	180	27
Valle de México Norte	El Carmen Banco 2 (sustitución)	A19-CE1	2024	Hidalgo		20	
Valle de México Sur	Tláhuac Banco 1	PDS-CE5	2025	Ciudad de México	13.5	60	9

Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Oriente	Capilla Banco 1	A18-OR8	2022	Veracruz	8.0	9.4	0.6
Oriente	Punta Limón Banco 1 (traslado)	A18-OR19	2022	Veracruz		9.4	
Oriente	Tuxtepec II Banco 1 (traslado)	A18-OR12	2022	Veracruz		20	
Centro Oriente	Atencingo II Banco 2 (sustitución)	A20-OR11	2022	Puebla		20	
Oriente	Potrero II Banco 2	A20-OR16	2022	Veracruz		20	
Sureste	Tehuantepec Banco 3	A20-OR4	2022	Oaxaca		9.4	
Oriente	Altotonga Banco 1 (sustitución)	A20-OR8	2022	Puebla		20	
Sureste	Peñitas II Banco 1 (sustitución)	P19-OR26	2022	Chiapas		9.4	0.6
Sureste	Api Banco 1 y 2	A18-OR43	2022	Tabasco	0.3	50	3.0
Centro Oriente	Chignahuapan Banco 2	PDS-OR56	2022	Puebla		20	
Oriente	Gabino Barreda Banco 1 (sustitución)	A18-OR11	2022	Veracruz		30	

... Continuación

Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Sureste	Macultepec Banco 2	A20-OR5	2022	Tabasco		30	
Sureste	Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	A18-OR27	2022	Tabasco		20	
Sureste	Tonalá Banco 1 (sustitución)	A20-OR17	2022	Chiapas		30	
Sureste	Cecilio del Valle Banco 1 (sustitución)	A18-OR29	2022	Chiapas		20	
Sureste	Chacaj Banco 1	A22-OR1	2022	Oaxaca	1.0	12.5	0.8
Sureste	Huixtla II Banco 1	A18-OR30	2022	Chiapas	2.6	20	1.2
Centro Oriente	Las Palomas Banco 1 (sustitución)	A21-OR9	2022	Puebla		20	1.2
Sureste	Pijijiapan Banco 1 (sustitución)	A20-OR6	2022	Chiapas		20	
Oriente	Rodríguez Clara Banco 1 (sustitución)	A21-OR1	2022	Veracruz		12.5	
Oriente	Tuxpan II Banco 2 (sustitución)	PDS20-OR5	2022	Veracruz		20	
Sureste	Villahermosa Centro Banco 2	PDS-OR60	2023	Tabasco		30	1.8
Centro Oriente	Xoxtla-Coronango Banco 1	A18-OR3	2023	Puebla	0.2	30	1.8
Sureste	Cintalapa Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR1	2023	Chiapas		20	
Oriente	Minas Banco 1 (sustitución)	PDS22-ORI	2023	Puebla		9.4	0.6
Sureste	Comalcalco Banco 2 (sustitución)	A20-OR19	2024	Tabasco		30	
Oriente	La Margarita Banco 1	PDS19-OR23	2024	Veracruz	1.5	9.4	0.6
Centro Oriente	Lomas Banco 1	PDS-OR2	2024	Puebla	0.2	30	1.8
Sureste	Tecolutilla II Banco 1	PDS21-OR20	2024	Tabasco	21.6	30	1.8
Oriente	Tlapacoyan Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR15	2024	Puebla		20	1.2
Oriente	Tulipán Banco 2 (sustitución)	PDS19-OR40	2024	Tabasco		20	
Sureste	Comalcalco Oriente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR27	2025	Tabasco		30	
Sureste	Cunduacán II Banco 2	D18-OR11	2025	Tabasco		20	1.2
Sureste	Astata Banco 1	A20-OR11	2025	Oaxaca	1.0	9.4	0.6
Sureste	Chontalpa Banco 2	PDS-OR24	2025	Tabasco		20	
Sureste	El Mezquite Banco 1	A21-OR4	2025	Oaxaca	1.0	9.4	0.6
Sureste	Ixtaltepec Banco 1	A22-OR2	2025	Oaxaca	1	9.4	0.6
Sureste	Juchitán	PDS-OR35	2025	Oaxaca		20	1.2
Centro Oriente	Los Arcos Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR11	2025	Morelos		20	
Sureste	Mezcalapa Banco 1 (Sustitución)	PDS19-OR32	2025	Tabasco		20	
Oriente	Nacajuca Banco 1	PDS19-OR39	2025	Tabasco	11.0	20	1.2
Sureste	Schpoina Banco 1 (sustitución)	PDS19-OR36	2025	Chiapas		12.5	

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Aerotech Banco 2	PDS18-OC43	2022	Querétaro		20	1.2
Bajío	Celaya II (Attc) Banco 2	A19-OC11	2022	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Estadio Banco 2	A18-OC55	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guayabitos Banco 1	A18-OC11	2022	Nayarit		20	1.2
Bajío	Jurica Banco 1 (sustitución)	A19-OC22	2022	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Lagunillas Banco 1 (sustitución)	A21-OC1	2022	Michoacán		20	1.2
Bajío	San Francisco del Rincón Banco 2 (sustitución)	PDS19-OC57	2022	Guanajuato		30	1.8
Jalisco	San Jorge Banco 1 (sustitución)	A21-OC3	2022	Jalisco		30	1.8
Bajío	Tejeda Banco 2	A18-OC54	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Volcanes Banco 1 (sustitución)	A18-OC7	2022	Jalisco		9.4	0.6
Bajío	Antea Banco 2	PDS19-OC37	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Pinar Banco 2	A18-OC12	2022	Jalisco		20	1.2
Centro Occidente	Puerta Grande Banco 1	A18-OC32	2022	Michoacán	1.0	20	1.2
Centro Occidente	Salahua Banco 2	A21-OC2	2022	Colima		20	1.2
Bajío	Salinas Banco 1 (sustitución)	A18-OC71	2022	San Luis Potosí		12.5	0.9
Jalisco	Autlán Banco 2 (sustitución)	A18-OC14	2022	Jalisco		30	1.8
Jalisco	San Agustín Banco 1	PDS18-OC4	2022	Jalisco		40	2.4
Bajío	Campanario Banco 2	PDS19-OC45	2022	Querétaro		30	1.8
Bajío	El Tepeyac Banco 1	PDS20-OC6	2022	Querétaro		30	1.2
Jalisco	Guadalajara Industrial Banco 2	A21-OC5	2022	Jalisco		60	3.6
Bajío	Guadalupe Banco 1 (sustitución)	A18-OC69	2022	Zacatecas		30	1.8
Bajío	La Griega Banco 3	A21-OC6	2022	Querétaro		20	1.2
Bajío	La Loma Banco 2	A18-OC56	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	San Martín Banco 2	A18-OC23	2022	Jalisco		60	3.6
Bajío	San Roque Banco 2	PDS18-OC30	2022	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Santa Fe IV Banco 1	PDS18-OC26	2022	Guanajuato	2.0	30	1.8
Centro Occidente	Aeropuerto Banco 1 (sustitución)	A22-OC14	2022	Michoacán		20	1.2
Bajío	Encarnación de Díaz Banco 1 (sustitución)	PDS20-OC10	2022	Aguascalientes		30	1.8
Bajío	Gómez Portugal Banco 2	A22-OC15	2022	Aguascalientes		30	1.8
Jalisco	Jocotepec Banco 1 (sustitución)	A22-OC16	2022	Jalisco		30	1.8
Jalisco	San Agustín Banco 1	PDS18-OC4	2022	Jalisco		40	2.4
Centro Occidente	Tepalcatepec II Banco 1 (sustitución)	A22-OC17	2022	Michoacán		20	1.2
Bajío	Trejo Banco 1 (sustitución)	PDS20-OC7	2022	Guanajuato		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Jalisco	Volcanes Banco 1 (sustitución)	A18-OC7	2022	Jalisco		9.4	0.6
Bajío	Parque Innovación Banco 3	PDS18-OC28	2023	Querétaro		30	1.8
Bajío	Jaral del Progreso Banco 2	A18-OC61	2023	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Parque Innovación Banco 2	PDS19-OC55	2023	Querétaro		20	1.2
Bajío	Laguna Seca Banco 1 (Sustitución)	A18-OC73	2023	Zacatecas		20	1.2
Jalisco	Bugambilias Banco 2	A18-OC17	2023	Jalisco		40	2.4
Bajío	Conín Banco 1	PDS19-OC32	2023	Querétaro		20	1.2
Bajío	El Marqués Banco 3	A18-OC59	2023	Querétaro		30	1.8
Jalisco	El Monteón Banco 1	A20-OC3	2023	Nayarit	0.4	30	1.8
Bajío	Colinas de Lagos Banco 1	A20-OC4	2023	Jalisco	0.2	30	1.8
Bajío	Las Torres Banco 2	A19-OC20	2023	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Manzanillo Norte Banco 1	A18-OC36	2023	Colima	0.2	20	1.2
Bajío	Parque Piel Banco 2	PDS19-OC65	2023	Guanajuato		30	1.8
Bajío	San Juan del Río Banco 1 (sustitución)	A19-OC13	2023	Querétaro		30	1.8
Bajío	San Miguel de Allende Sur Banco 2	A19-OC9	2023	Guanajuato		20	1.2
Jalisco	Centro Logístico Jalisco Banco 2	A22-OC5	2023	Jalisco		30	1.8
Bajío	Santa Cruz Banco 2	A18-OC51	2023	Guanajuato		12.5	0.9
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 3 (sustitución)	A21-OC9	2023	Jalisco		20	1.2
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 2	L19-OC4	2023	Jalisco		6.25	0.4
Bajío	Los Hernández Banco 1 (sustitución)	A18-OC68	2023	San Luis Potosí		30	1.8
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	2023	Michoacán	0.2	20	1.2
Jalisco	Chapala Banco 2	A18-OC24	2023	Jalisco		30	1.5
Bajío	Dolores Hidalgo Banco 1 (Sustitución)	A18-OC49	2023	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Guadalupe Banco 2 (sustitución)	A19-OC18	2023	Zacatecas		20	1.2
Bajío	Los Sauces Banco 1 (sustitución)	A19-OC21	2023	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Logistik Bancos 1 y 2 (sustitución)	A22-OC18/A22-OC19	2023	San Luis Potosí		80	
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	2023	Michoacán	0.2	20	1.2
Centro Occidente	Comala Banco 1	A18-OC34	2024	Colima	4.6	20	1.2
Bajío	Industrial San Francisco Banco 2	A18-OC62	2024	Aguascalientes		20	1.2
Bajío	Las Colinas Banco 2	A18-OC43	2024	Guanajuato		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Querétaro Oriente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC35	2024	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	2024	Colima	6.0	20	1.2
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	2024	Jalisco		30	1.8
Bajío	Jesús María Banco 1	A18-OC65	2024	Aguascalientes	10.0	30	1.8
Bajío	Abasolo Banco 2	C37	2024	Guanajuato	15.0	30	1.8
Jalisco	Amatitán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC19	2024	Jalisco		20	1.2
Jalisco	El Grullo Banco 1 (sustitución)	A18-OC18	2024	Jalisco		20	1.2
Bajío	El Arbolito Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC68	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	El Marqués Oriente Banco 1 (sustitución)	A18-OC59	2024	Querétaro		40	2.4
Bajío	La Mansión Banco 2	A22-OC9	2024	Querétaro		30	1.8
Bajío	La Palma Banco 1	A22-OC7	2024	Querétaro	2.0	30	1.8
Bajío	La Virgen Banco 2	PDS18-OC41	2024	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Lagos Galera Banco 1 (sustitución)	A22-OC10	2024	Jalisco		30	1.8
Bajío	Salamanca Poniente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC42	2024	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Montenegro Banco 1	A18-OC60	2025	Querétaro	2.4	30	1.8
Bajío	Pailería Banco 1	PDS19-OC49	2025	San Luis Potosí	0.6	30	1.8
Bajío	Hacienda Banco 2	A18-OC50	2025	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Abastos Banco 2	A18-OC91	2025	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Chamela Banco 1 (sustitución)	A22-OC11	2025	Colima		20	1.2
Bajío	Monte Miranda Banco 1	PDS19-OC36	2025	Querétaro	4.0	15	
Bajío	Pánfilo Natera Banco 1 (sustitución)	A22-OC12	2025	Zacatecas		12.5	
Bajío	Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	A19-OC26	2025	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Santiago Undameo Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC2	2025	Michoacán		20	1.2
Bajío	Satélite Banco 1 (sustitución)	PDS20-OC13	2025	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	Vegil Banco 1	A22-OC13	2025	Querétaro	7.0	30	1.8
Bajío	Querétaro Oriente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC35	2024	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	2024	Colima	6.0	20	1.2
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	2024	Jalisco		30	1.8
Bajío	Jesús María Banco 1	A18-OC65	2024	Aguascalientes	10.0	30	1.8
Bajío	Abasolo Banco 2	C37	2024	Guanajuato	15.0	30	1.8
Jalisco	Amatitán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC19	2024	Jalisco		20	1.2
Jalisco	El Grullo Banco 1 (sustitución)	A18-OC18	2024	Jalisco		20	1.2

... Continuación

Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	El Arbolito Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC68	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	El Marqués Oriente Banco 1 (sustitución)	A18-OC59	2024	Querétaro		40	2.4
Bajío	La Mansión Banco 2	A22-OC9	2024	Querétaro		30	1.8
Bajío	La Palma Banco 1	A22-OC7	2024	Querétaro	2.0	30	1.8
Bajío	La Virgen Banco 2	PDS18-OC41	2024	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Lagos Galera Banco 1 (sustitución)	A22-OC10	2024	Jalisco		30	1.8
Bajío	Salamanca Poniente Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC42	2024	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Montenegro Banco 1	A18-OC60	2025	Querétaro	2.4	30	1.8
Bajío	Pailería Banco 1	PDS19-OC49	2025	San Luis Potosí	0.6	30	1.8
Bajío	Hacienda Banco 2	A18-OC50	2025	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Abastos Banco 2	A18-OC91	2025	Michoacán		20	1.2
Centro Occidente	Chamela Banco 1 (sustitución)	A22-OC11	2025	Colima		20	1.2
Bajío	Monte Miranda Banco 1	PDS19-OC36	2025	Querétaro	4.0	15	
Bajío	Pánfilo Natera Banco 1 (sustitución)	A22-OC12	2025	Zacatecas		12.5	
Bajío	Querétaro Oriente Banco 2 (sustitución)	A19-OC26	2025	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Santiago Undameo Banco 1 (sustitución)	PDS19-OC2	2025	Michoacán		20	1.2
Bajío	Satélite Banco 1 (sustitución)	PDS20-OC13	2025	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	Vegil Banco 1	A22-OC13	2025	Querétaro	7.0	30	1.8

Cuadro 9.8.4. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noroeste 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Noroeste	Antimonio Banco 1 (Sustitución)	A21-NO2	2022	Sonora		30	
Noroeste	Arroyo Seco Banco 1 (Sustitución)	A22-NO1	2022	Sonora		30	
Noroeste	Bízani Banco 1 (Sustitución)	A21-NO2	2022	Sonora		20	
Noroeste	Empalme Banco 2 (Sustitución)	A19-NO6	2022	Sonora		30	1.8
Noroeste	Leyva Solano Banco 1 (Sustitución)	A21-NO8	2022	Sinaloa		40	2.4
Noroeste	Marina Banco 2	A21-NO4	2022	Sinaloa		30	
Noroeste	Mochis Las Villas Banco 2	A21-NO3	2022	Sinaloa		30	
Noroeste	Subestación Ocho Banco 1 (Sustitución)	A22-NO2	2022	Sonora		20	
Noroeste	Subestación Santa Inés Banco 1 (Sustitución)	A21-NO9	2022	Sonora		30	1.8
Noroeste	Guasave Banco 4 (Sustitución)	A22-NO3	2022	Sinaloa		30	

... Continuación

Cuadro 9.8.4. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noroeste 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Noroeste	Pueblitos Banco 1 (Sustitución)	A22-NO4	2022	Sonora		40	
Noroeste	Juan José Ríos Banco 1 (Sustitución)	A21-NO7	2023	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Roca Fuerte Banco 1	A18-NO1	2023	Sonora	2	30	1.8
Noroeste	Tetabiate Banco 2	A22-NO5	2023	Sonora		30	
Noroeste	Valle del Mayo Banco 1 (Sustitución)	A22-NO6	2023	Sonora		30	
Noroeste	Progreso Banco 1 (Sustitución)	A22-NO7	2023	Sonora		30	
Noroeste	Cocorit Banco 1 (Sustitución)	A22-NO8	2024	Sonora		40	

Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Bachíniva Banco 1	A18-NT21	2022	Chihuahua	0.8	30	1.8
Norte	Clid Banco 1	L19-NT1	2022	Durango		30	1.8
Norte	Durango II Banco 1 (sustitución)	A19-NT8	2022	Durango		30	1.8
Norte	Francisco Zarco Banco 2 (sustitución)	A19-NT6	2022	Durango		20	1.2
Norte	Guachochi Banco 1 (sustitución)	A21-NT1	2022	Chihuahua		20	1.2
Norte	La Palma Banco 2	A19-NT4	2022	Chihuahua	0.2	30	1.8
Norte	Ojinaga Banco 1 (sustitución)	A21-NT2	2022	Chihuahua		20	0.6
Norte	Puerto Justo Banco 1 (sustitución)	A21-NT3	2022	Durango		12.5	0.6
Norte	Arenales Banco 2	PDS18-NT19	2022	Chihuahua		20	1.2
Norte	California Banco 1 (sustitución)	A18-NT43	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Carichí Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT21	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Chalchihuites Banco 1 (sustitución)	A21-NT4	2022	Durango		9.4	0.6
Norte	Concordia Banco 2	A18-NT18	2022	Chihuahua		25	1.5
Norte	El Sauz Banco 2 (sustitución)	PDS19-NT14	2022	Chihuahua		25	1.5
Norte	Gavilán Banco 2	PDS20-NT8	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Haciendas Banco 1 (sustitución)	A21-NT5	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Zaragoza Banco 3 (provisional)	A22-NT6	2022	Chihuahua		15	1.2
Norte	La Unión Banco 1	A19-NT2	2023	Coahuila	2.4	30	1.8
Norte	Mapimí Banco 1	A19-NT7	2023	Durango	23.6	20	1.2
Norte	Menonita Banco 2 (sustitución)	A18-NT41	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Monteverde Banco 2	A19-NT5	2022	Chihuahua		30	1.8

...Continuación

Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Rancho Cuernavaca Banco 1	A18-NT12	2022	Chihuahua	9.7	9.4	0.6
Norte	San Buenaventura Banco 3	A20-NT1	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Ojinaga Banco 3 (sustitución)	A21-NT2	2022	Chihuahua		9.4	0.6
Norte	Juárez Banco 1	A18-NT51	2022	Chihuahua	12	40	1.8
Norte	López Mateos Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT9	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	León Guzmán Banco 1 (sustitución)	PDS20-NT9	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Matamoros Banco 1 (sustitución)	A20-NT3	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NT12	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Tinajas Banco 1	A18-NT37	2023	Chihuahua	1	30	1.8
Norte	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Mitla Banco 1	A18-NT7	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT2	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Oriente XXI Banco 2	A22-NT5	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Búfalo Banco 1 (sustitución)	A18-NT39	2024	Chihuahua		20	1.2
Norte	Colina Banco 1	A18-NT5	2024	Chihuahua	0.2	20	1.2
Norte	Álamos Banco 2	A20-NT2	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Batopilas Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT10	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Bachíniva Banco 2	PDS18-NT22	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Cerros Blancos Banco 1	A18-NT25	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	El Sabinal Banco 1 (sustitución)	A18-NT27	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Oriente Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT3	2025	Coahuila		30	1.8
Norte	El Mimbre Banco 1	A18-NT13	2024	Chihuahua	28	30	1.8
Norte	El Vergel Banco 1 (Sustitución)	A19-NT1	2024	Durango		30	1.8
Norte	Revolución Banco 2	PDS18-NT6	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Rancho San Lucas Banco 1	A21-NT6	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 1 (Sustitución)	A18-NT3	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Rancho Cuernavaca Banco 1	A18-NT12	2022	Chihuahua	9.7	9.4	0.6
Norte	San Buenaventura Banco 3	A20-NT1	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	Ojinaga Banco 3 (sustitución)	A21-NT2	2022	Chihuahua		9.4	0.6
Norte	Juárez Banco 1	A18-NT51	2022	Chihuahua	12	40	1.8
Norte	López Mateos Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT9	2022	Chihuahua		30	1.8
Norte	León Guzmán Banco 1 (sustitución)	PDS20-NT9	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Matamoros Banco 1 (sustitución)	A20-NT3	2023	Coahuila		30	1.8

...Continuación

Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	Río Florido Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NT12	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Tinajas Banco 1	A18-NT37	2023	Chihuahua	1	30	1.8
Norte	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Mitla Banco 1	A18-NT7	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT2	2023	Coahuila		30	1.8
Norte	Oriente XXI Banco 2	A22-NT5	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Búfalo Banco 1 (sustitución)	A18-NT39	2024	Chihuahua		20	1.2
Norte	Colina Banco 1	A18-NT5	2024	Chihuahua	0.2	20	1.2
Norte	Álamos Banco 2	A20-NT2	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Batopilas Banco 1 (sustitución)	PDS19-NT10	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Bachíniva Banco 2	PDS18-NT22	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Cerros Blancos Banco 1	A18-NT25	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	El Sabinal Banco 1 (sustitución)	A18-NT27	2025	Chihuahua		30	1.8
Norte	Torreón Oriente Banco 2 (sustitución)	PDS18-NT3	2025	Coahuila		30	1.8
Norte	El Mimbre Banco 1	A18-NT13	2024	Chihuahua	28	30	1.8
Norte	El Vergel Banco 1 (Sustitución)	A19-NT1	2024	Durango		30	1.8
Norte	Revolución Banco 2	PDS18-NT6	2024	Coahuila		30	1.8
Norte	Rancho San Lucas Banco 1	A21-NT6	2024	Chihuahua		30	1.8
Norte	Río Florido Banco 1 (Sustitución)	A18-NT3	2024	Chihuahua		30	1.8

Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Centro	Refinería Madero Banco 2	A22-NE7	2022	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Cruces Banco 1 (sustitución)	A20-NE3	2022	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Centro	Higo II Banco 2	PDS18-NE13	2022	Veracruz		20	1.2
Golfo Norte	Laredo Poniente Banco 2 (sustitución)	EW1	2022	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Parque Monterrey Apodaca Banco 2	A19-NE1	2022	Nuevo León		30	1.8
Golfo Centro	Valles Banco 3 (Sustitución)	A18-NE17	2022	San Luis Potosí		20	1.2
Golfo Centro	Victoria Banco 3 (Sustitución)	PDS19-NE43	2022	Tamaulipas		30	1.2
Golfo Norte	Allende Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NE21	2022	Nuevo León		20	1.2
Golfo Norte	Arco Vial Banco 1	A19-NE9	2022	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Capellanía Banco 2	PDS18-NE2	2022	Coahuila		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Norte	Concepción del Oro Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NE44	2022	Zacatecas		20	1.2
Golfo Norte	Cumbres Poniente Banco 2	E0Z	2024	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Díaz Ordaz Banco 1 (Sustitución)	A21-NE1	2022	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Granjas (Estancias) Banco 1 (Sustitución)	A19-NE8	2022	Coahuila		40	2.4
Golfo Norte	Las Lomas Banco 1	A18-NE8	2022	Tamaulipas	0.2	30	1.8
Golfo Norte	Leona Banco 2	A18-NE4	2022	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Miguel Alemán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NE5	2022	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Santander Banco 1	E0X	2022	Tamaulipas	17.4	30	1.8
Golfo Norte	Miguel Alemán Banco 2 (sustitución)	PDS18-NE5	2022	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Narciso Mendoza Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE4	2022	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Silla Apodaca Banco 2	PDS19-NE1	2022	Nuevo León		40	2.4
Golfo Norte	Monclova Banco 8 (sustitución)	PDS20-NE13	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Montemorelos Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE3	2023	Nuevo León		30	1.8
Golfo Centro	Xicoténcatl Banco 1 (sustitución)	PDS20-NE7	2023	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Casa Blanca Banco 1	A18-NE16	2023	Tamaulipas	8.0	40	2.4
Golfo Centro	Mante Banco 1 (sustitución)	A21-NE2	2023	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Mante Banco 2 (sustitución)	PDS20-NE33	2023	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Minera Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE9	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Oriente Banco 1 (sustitución)	A20-NE7	2023	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Cosmópolis Banco 1	E2T	2023	Nuevo León	7.0	40	2.4
Golfo Norte	Parque Industrial Acuña Banco 2	DS18-NE11	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Parque Industrial Angostura Banco 1	A18-NE6	2023	Coahuila	1.0	30	1.8
Golfo Norte	Puente Internacional Banco 2	PDS18-NE12	2023	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Villa de Santiago Banco 2 (sustitución)	A22-NE6	2023	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Unidad Deportiva Banco 1	PDS19-NE6	2023	Tamaulipas	2.6	30	1.8
Golfo Norte	Acuario Banco 1	PDS19-NE23	2024	Tamaulipas	4.0	40	2.4
Golfo Centro	Ébano Banco 1 (sustitución)	A20-NE6	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Centro	Huejutla II Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE20	2024	Hidalgo		30	1.8
Golfo Centro	Rosita Banco 1 (sustitución)	PDS18-NE17	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Golfo Centro	Ingenio San Miguel Banco 2	A22-NE5	2024	Coahuila		20	1.2
Golfo Norte	La Esfera Banco 1	A18-NE5	2024	Coahuila	0.3	40	2.4
Golfo Norte	Las Américas Banco 2	PDS18-NE32	2025	Nuevo León		30	1.8
Golfo Norte	Finsa Banco 2	PDS18-NE33	2025	Coahuila		30	1.8

... Continuación

Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste 2022 – 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Norte	Lago Banco 2 (sustitución)	A20-NE9	2025	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Norte	Regidores Banco 2	A21-NE3	2025	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Ricsa Banco 2	A22-NE2	2025	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Santa Elena Banco 1	A19-NE10	2025	Nuevo León	0.1	40	2.4
Golfo Norte	Server Banco 1	A22-NE1	2025	Coahuila	5.0	30	1.8

Cuadro 9.8.7. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Peninsular 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Peninsular	Playa Mujeres Banco 1 (sustitución)	A20-PE8	2022	Quintana Roo		40	2.4
Peninsular	Bonfil Banco 2	A18-PE4	2022	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Norte Banco 2 (sustitución)	A20-PE1	2022	Yucatán		40	2.4
Peninsular	Playa Mujeres Banco 2	A20-PE4	2022	Quintana Roo		20	1.2
Peninsular	Popolnáh Banco 2	A20-PE16	2022	Quintana Roo		20	1.2
Peninsular	Xcunyá Banco 1	A20-PE2	2022	Yucatán	1.0	30	1.8
Peninsular	Conkal Banco 1	A20-PE3	2022	Yucatán	15.0	40	2.4
Peninsular	Puerto Progreso Banco 2	A20-PE11	2022	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Héroes Banco 1	A20-PE15	2022	Yucatán	0.6	30	1.8
Peninsular	Dzityá Banco 1	A20-PE13	2022	Yucatán	3.8	30	1.8
Peninsular	Itzimná Banco 2	A20-PE14	2022	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Sihochac Banco 1 (sustitución)	A19-PE5	2022	Campeche		20	1.2
Peninsular	Sur Banco 2 (sustitución)	A20-PE10	2022	Yucatán		40	2.4
Peninsular	Metropolitana Banco 1 (sustitución)	A20-PE12	2022	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Nizuc Banco 5	A20-PE17	2022	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Tulum Banco 2 / 1	A20-PE18	2023	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Izamal Banco 2	A21-PE2	2023	Yucatán		20	1.2
Peninsular	Kekén Banco 2	A21-PE6	2024	Quintana Roo		40	2.4
Peninsular	Kay Banco 1	A21-PE4	2024	Quintana Roo	2.8	30	1.8
Peninsular	Malecón Cancún Banco 1	A21-PE5	2024	Quintana Roo	0.5	30	1.8
Peninsular	Pescadores Banco 1 / 1	A21-PE3	2025	Quintana Roo	15.0	30	1.8
Peninsular	Api Seyba Playa Banco 1	PDS18-PE31	2025	Campeche	5	20	1.2
Peninsular	Bicentenario	PDS18-PE3	2025	Yucatán	5.5	40	2.4
Peninsular	Buluc Chabtán Banco 1	PDS21-PE2	2025	Yucatán	0.1	40	2.4
Peninsular	Cholul Banco 2 (sustitución)	A22-PE1	2022	Yucatán		40	2.4

1/ Condicionado a la entrada en operación del proyecto instruido P18-PE2

... Continuación

Cuadro 9.8.7. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Peninsular 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Peninsular	Kabah Banco 1 (sustitución)	A21-PE1	2023	Quintana Roo		30	
Peninsular	Santo Domingo Banco 1 (Modernización)	A22-PE3	2022	Yucatán		20	
Peninsular	Ucú Banco 2	PDS21-PE1	2025	Yucatán		30	1.8
Peninsular	Yaxkin Banco 1	A22-PE2	2023	Quintana Roo	2	30	1.8

1/ Condicionado a la entrada en operación del proyecto instruido P18-PE2

Cuadro 9.8.8. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Baja California 2022 - 2025

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Baja California	Cabo del Sol Banco 2	A18-BS2	2022	Baja California Sur		30	1.8
Baja California	Universidad Banco 2 (sustitución)	A22-BC1	2022	Baja California		30	
Baja California	San Felipe Banco 3	A22-BC2	2023	Baja California		9.4	0.6
Baja California	Santiago Banco 3	A21-BS1	2023	Baja California Sur		20	1.2
Baja California	Río Banco 2	A22-BC3	2024	Baja California		30	1.8
Baja California	Mexicali Oriente Banco 4	A22-BC4	2024	Baja California		50	3
Baja California	San Simón Banco 2	A22-BC5	2025	Baja California		20	1.2

Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2022 – 2036 (Total)

En esta sección se presenta un resumen de las metas físicas acumuladas de los proyectos instruidos por SENER, 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.

En conjunto, se tiene considerada una adición de 6,281.4 km-c de líneas de transmisión en la RNT, sin considerar proyectos indefinidos.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Sinaloa, Estado de México, Hidalgo, y Guanajuato. 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 por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 2,519.2 km-c, 230 kV 1,064.5 km-c y de 161 a 69 kV 2,697.8 km-c. Por año, 2024 sera el año con mayores adiciones con 2,412.9 km-c en la RNT, seguido de 2023 con 1,119.0 km-c y 2027 con 714.1 km-c. Todo lo anterior, sin considerar los proyectos indefinidos.

En cuanto a la transformación, se adicionarán 32,245.0 MVA de capacidad.

Para la RNT, las mayores adiciones se presentarán en los estados de Baja California, Jalisco, Chihuahua y Estado de México. En la Figura 9.9.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para las RGD del MEM, se tendrán las mayores adiciones en la Ciudad de México, estados de Chihuahua, Tamaulipas, Jalisco y Querétaro. 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 por año y nivel de tensión. En 2023 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 7,692.6 MVA, seguido por 2022 y 2024, los cuales incrementarán 6,988.1 MVA y 5,699.8 MVA, respectivamente.

La mayor contribución provendrá de los bancos que tienen relaciones de transformación de 230 kV hacia niveles inferiores, con un total de 11,501.2 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 115 kV y 400 kV, con 10,584.5 MVA y 8,860.0 MVA, respectivamente. Todo lo anterior, sin considerar los proyectos indefinidos.

Finalmente, para la compensación de potencia reactiva se adicionarán 11,499.0 MVAr, sin considerar los proyectos indefinidos.

La principal contribución provendrá de los estados de Oaxaca, Chihuahua, Sinaloa y Quintana Roo. En la Figura 9.9.6 se presenta el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 9.9.7 se presentan las adiciones de compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2023 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 3,687.4 MVAr, seguido por 2024 y 2025, los cuales incrementarán 3,028.4 MVAr y 2,414.0 MVAr, respectivamente. Por nivel de tensión, en 400 kV se adicionarán 5,475.4 MVAr, en 230 kV 1,808.0 MVAr y en 115 kV 3,509.5 MVAr. Todo lo anterior, sin considerar los proyectos indefinidos.

Figura 9.9.1. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión totales por Entidad Federativa

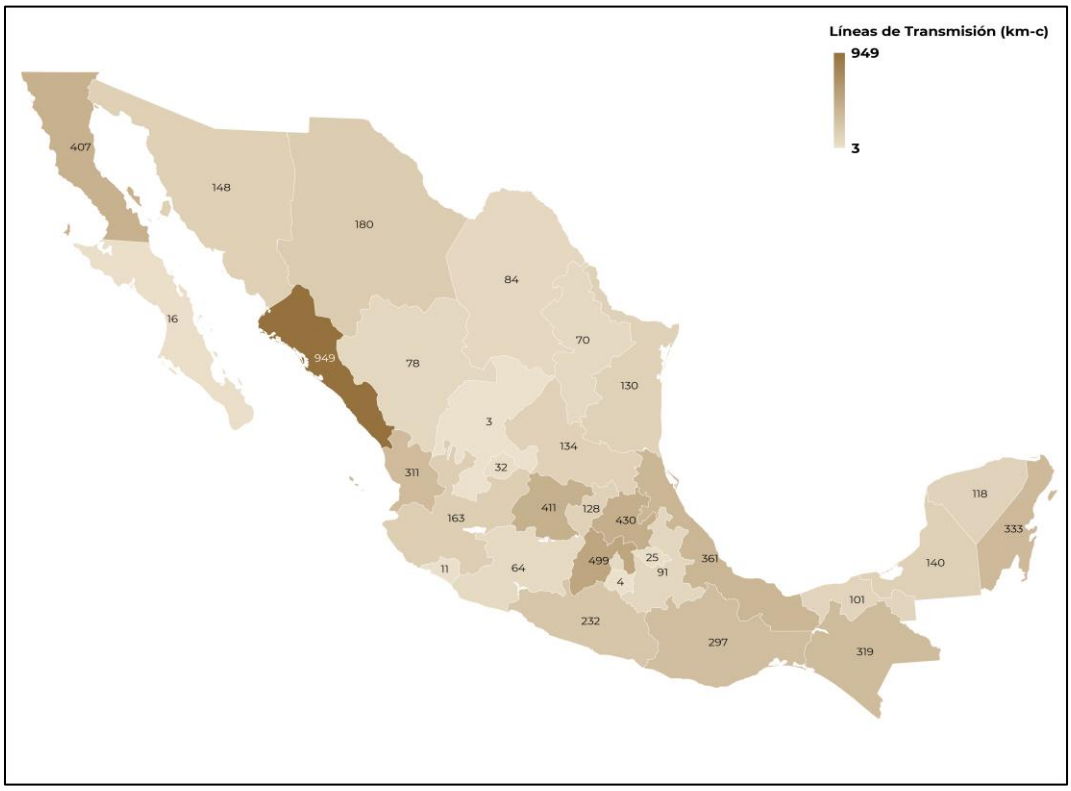


Figura 9.9.2. Longitud (km-c) de las líneas de transmisión totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

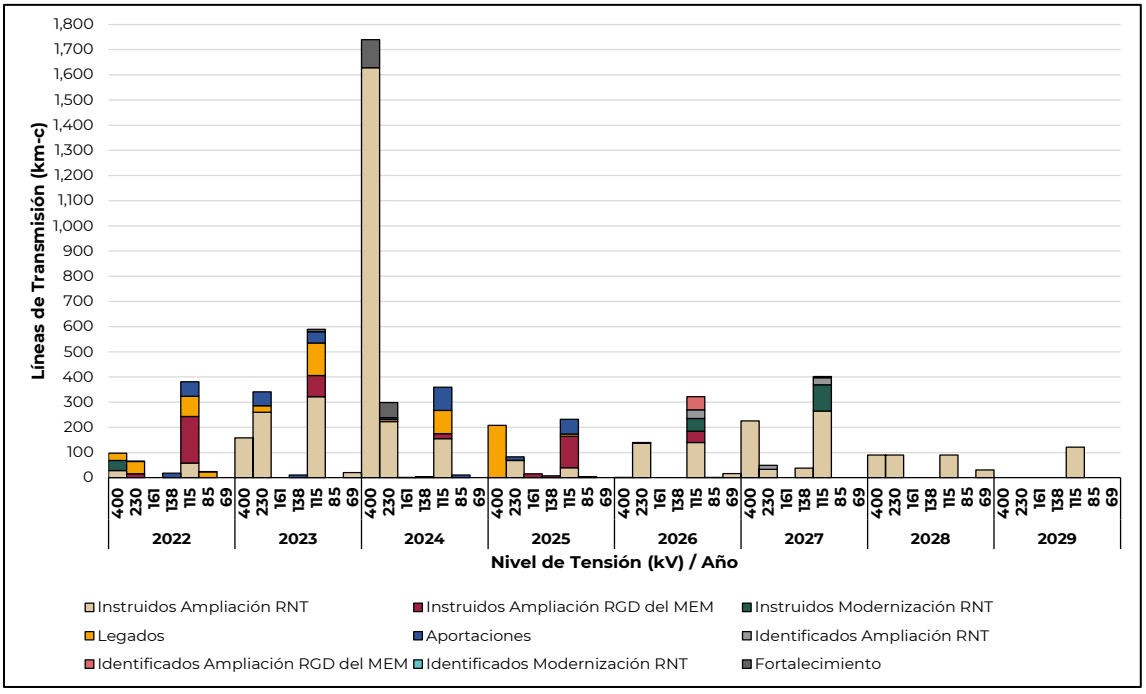


Figura 9.9.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de la RNT totales por Entidad Federativa

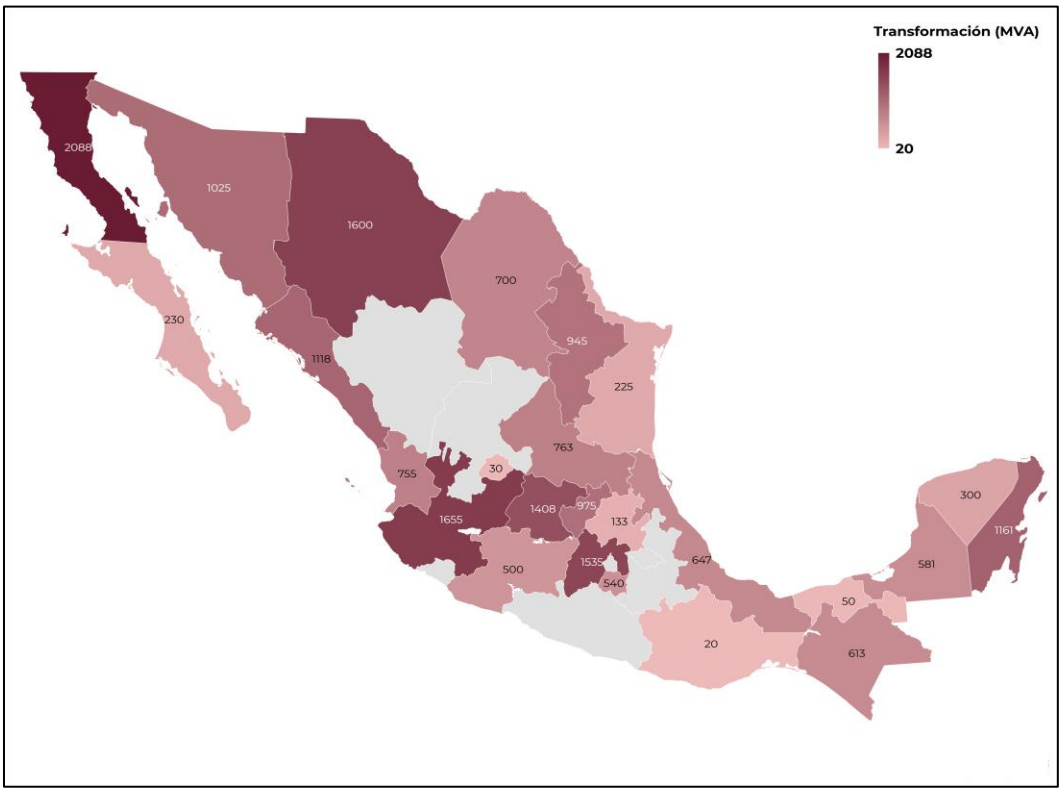


Figura 9.9.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM totales por Entidad Federativa

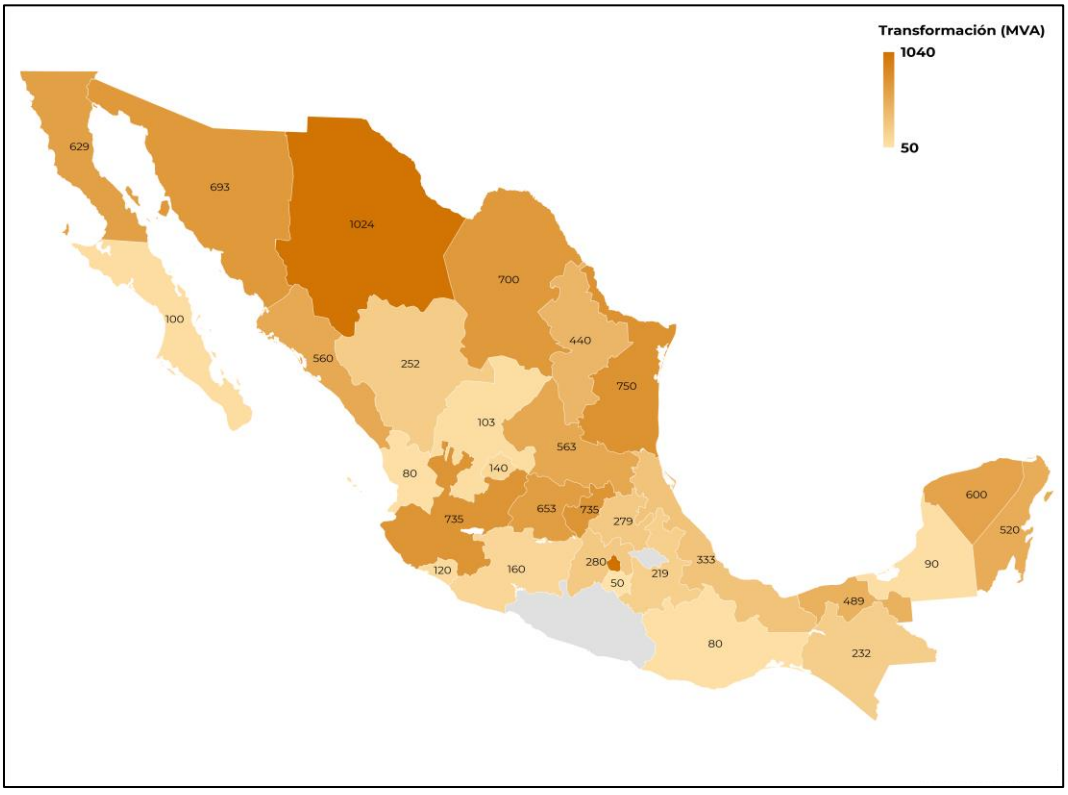


Figura 9.9.5. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

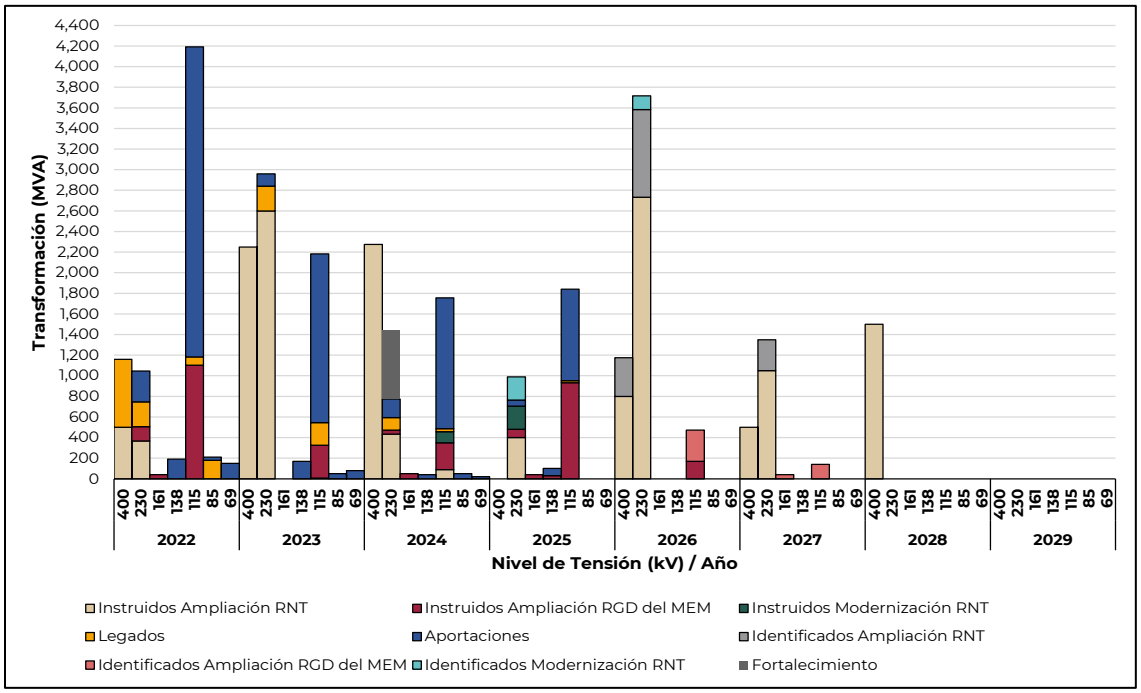


Figura 9.9.6. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAr) totales por Entidad Federativa

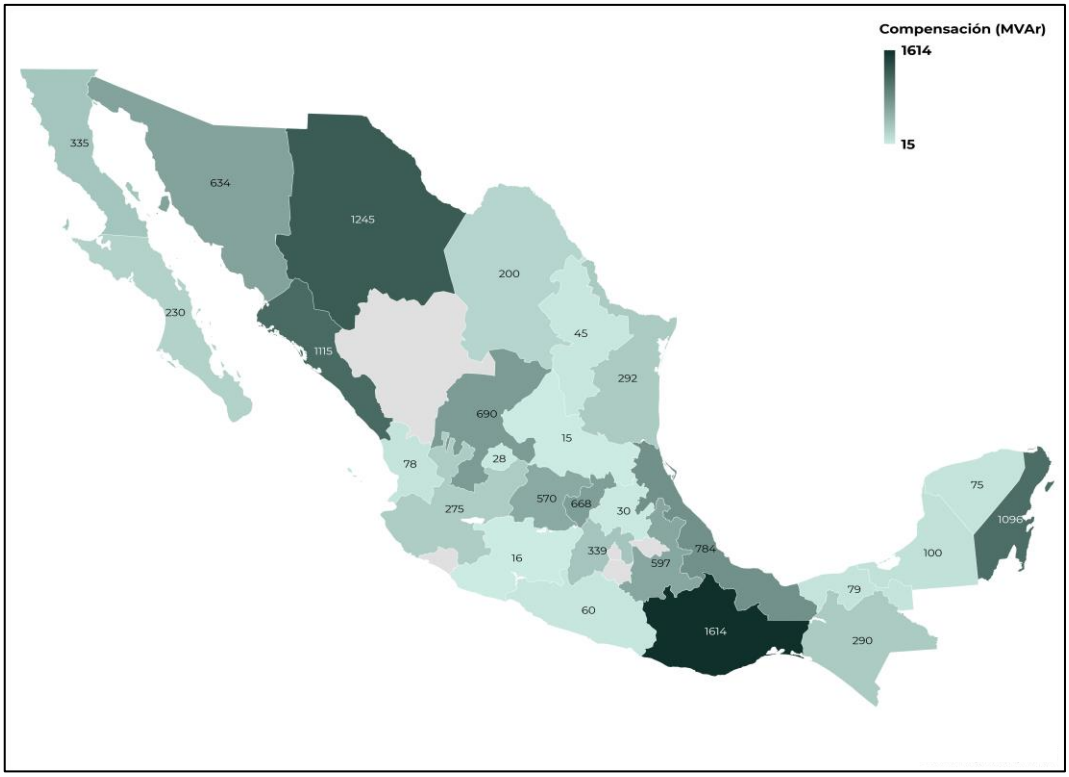
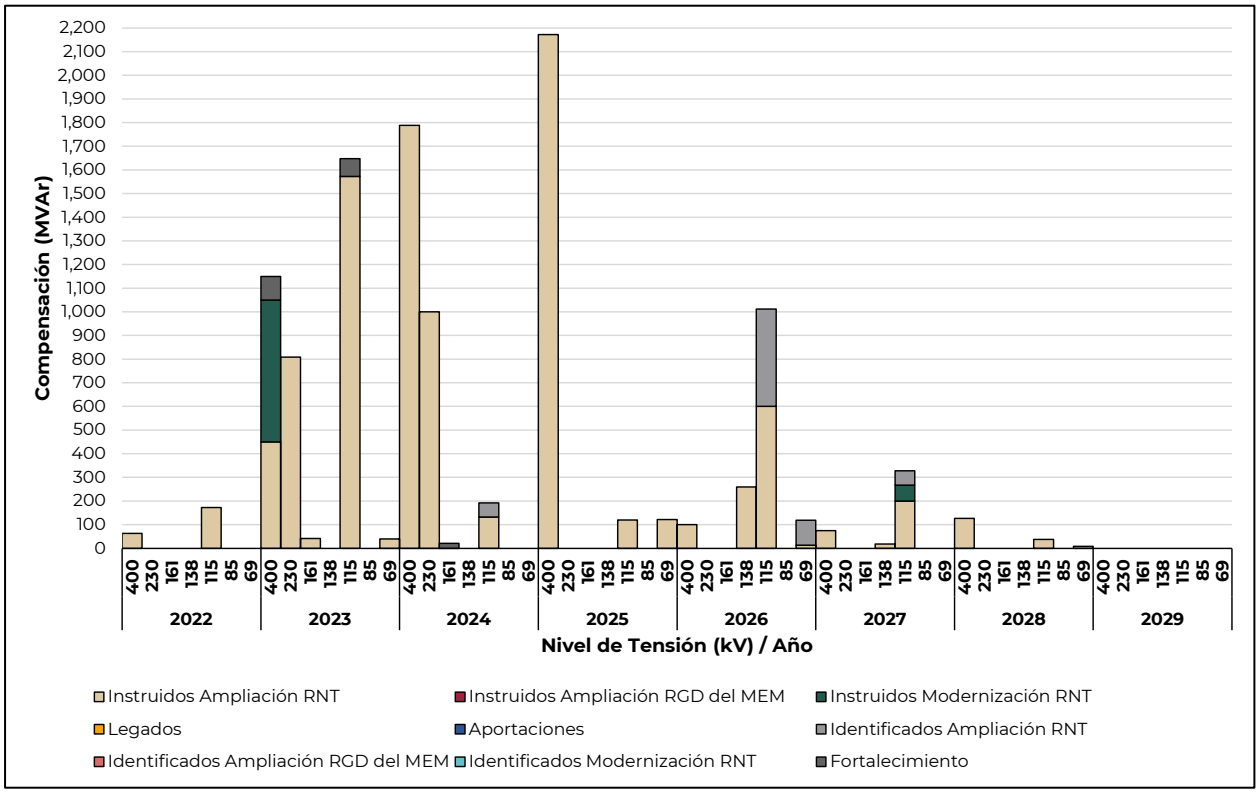


Figura 9.9.7. Capacidad (MVAr) de Compensación de Potencia Reactiva totales por año de entrada en operación y nivel de tensión



Proyectos instruidos con cambios de alcance

En esta sección se presentarán aquellos proyectos que han modificado su alcance constructivo en metas físicas desde el año de instrucción por parte de la SENER hasta el presente.

Estos cambios pueden ser motivados por razones constructivas como puede ser factibilidad física, cambios en trayectorias de Líneas de Transmisión, cambios por ubicación de nuevas SE, altos costos asociados a la Alternativa principal, problemáticas sociales para la construcción entre otras.

Asimismo, también estos cambios pueden surgir por temas de insumos en la planeación, como pueden ser la modificación en el pronóstico de la demanda, cancelación de proyectos programados, cambios en la política energética para Centrales Eléctricas entre otros.

Por lo anterior, se enuncian proyectos que han sufrido cambios en sus metas físicas (alcance) que han sido acordadas con CFE Transmisión y en consecuencia se modifican en los diversos casos de negocio.

Adicionalmente, estos cambios que impactan en los costos de inversión han sido considerados para la revaluación económica de cada proyecto, resultando con indicadores favorables para su justificación.

A continuación, se mostrará el detalle de cada uno de estos proyectos.

Cambio de alcance para el proyecto P16-NT1 Zona La Laguna

Año de instrucción:

2016 y 2017

Estatus:

Cuenta con recursos asignados para iniciar su ejecución. Se tiene programado iniciar las Actividades Previas en el Ejercicio 2021.

La fecha estimada de inicio corresponde al proceso constructivo la cual es posterior al término de las actividades previas y del proceso de concurso. Se cuenta con autorización para su ejecución plurianual 2020.

En cuadros 9.10.1 y 9.10.2 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.1. Metas Físicas Originales P16-NT1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
41.4	375	0	2	36.1 km-c son de recalibración y 5.3 km-c corresponden a línea nueva

Cuadro 9.10.2. Metas Físicas Actualizadas P16-NT1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
67.1	375	0	2	36.1 km-c son de recalibración y 31 km-c corresponden a línea nueva

Justificación

En reuniones realizadas por motivo de la elaboración del PAMRNT entre CFE GRT Norte, CENACE Unidad de Expansión de la Red y CENACE GCR Norte, se informó de la poca o nula factibilidad de poder construir el circuito que estaba planteado en el proyecto original: LT Torreón Oriente – California, de 5.3 km-c en estructura de doble circuito tendido del primero, por problemas en la construcción de la obra, derivado del espacio y superficie limitadas en la SE California para una ampliación y salida de una nueva LT, donde dicha Subestación Eléctrica está limitada por la urbanización alrededor de la misma.
Ante esta situación se analizaron diferentes Alternativas que técnica y constructivamente fueran factibles para garantizar la rentabilidad del proyecto y lograr la Confiabilidad necesaria en la zona.

Derivado de los estudios se concluyó que era necesario adicionar dos trayectorias nuevas de líneas de transmisión: LT Torreón Oriente – Abastos con una longitud de 10 km-c y la LT Torreón Sur doble circuito para la apertura de la LT Revolución – Allende de 21 km-c en total.

El incremento de estas metas físicas requiere de un monto mayor de inversión, sin embargo, la rentabilidad del proyecto logra cubrir este nuevo costo de la obra y sigue siendo rentable en sus indicadores económicos.

Cambio de alcance para el proyecto P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III

Año de instrucción:

2018

Estatus:

No cuenta con recursos asignados para iniciar su ejecución.

Se encuentra en gestión una reunión multidisciplinaria con DCPE y CENACE para analizar el inicio de este proyecto (Priorización).

En cuadros 9.10.3 y 9.10.4 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.3. Metas Físicas Originales P18-OC5

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
54.0	375	0	2	4 km-c son de recalibración y 50 km-c corresponden a línea nueva

Cuadro 9.10.4. Metas Físicas Actualizadas P18-OC5

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
41.7	300	0	8	0.73 km-c son de recalibración y 41 km-c corresponden a línea nueva. Incluye modernización de equipo serie para incrementar cargabilidad de líneas de transmisión en 115 kV.

Justificación

En 2021 se realizó la reevaluación del proyecto, solicitada por CFE, considerando insumos actualizados para la realización del caso de negocio y ser incluido dentro de los proyectos de inversión a ser financiados bajo el esquema PIDIREGAS.

Debido a los cambios en el despacho y pronósticos de demanda de las zonas involucradas, cambio en la Fecha de Entrada en Operación Factible y así como la utilización de costos de referencia actualizados a 2021, en los estudios de Confiabilidad y económicos de ambas Alternativas, la Alternativa 2 presenta una mayor rentabilidad. Por tal motivo este proyecto tiene un total cambio de alcance.

Las nuevas metas físicas requieren de un monto menor de inversión, con el cual se logra una mayor relación de beneficio-costo, siendo rentable el proyecto en sus indicadores económicos.

Cambio de alcance para el proyecto P18-OR1 Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (antes Olmeca Banco 1)

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de Transportista durante el ejercicio de PAM 2022-2036, se indica que la inversión para este proyecto se encuentra bajo el esquema del programa PIDIREGAS.

Actualmente se mantiene en proceso de actividades previas. Se tiene recursos asignados para las etapas de contratación y ejecución desde el PEF 2021 e iniciará su contratación en 2022, por lo cual el avance constructivo es de 0%.

En cuadros 9.10.5 y 9.10.6 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.5. Metas Físicas Originales P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
149	500	0	12	Los 149 km-c corresponden a líneas nuevas.

Cuadro 9.10.6. Metas Físicas Actualizadas P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
249.8	500	0	26	Los 249.75 km-c corresponden a línea nueva. El Transformador incluye 1 fase de reserva. Modernización de Subestación Eléctrica existente en 230 y 115 kV por una nueva aislada y encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF6) Sustitución de equipos primarios (Transformadores de corriente e interruptores) en las SE de 115 kV, Tejar, Veracruz II, Paso del Toro y Framboyanes.

Justificación

Derivado de los diferimientos de Fecha de Entrada en Operación Factible que mostraba el proyecto “Olmeca Banco 1” en el año 2020, se determinó que era necesario definir una obra que garantizará la Confiabilidad del suministro de la Zona Operativa de Transmisión Veracruz, considerando actualizaciones en el crecimiento natural de la demanda, y las fechas de entrada en operación de obras de expansión de la red.

Con base en los estudios realizados por el CENACE se concluyó la propuesta “Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz”, en la cual, se adiciona el tendido del segundo circuito en la línea de transmisión de 400 kV, Manlio Fabio Altamirano – Temascal II con 98 km, se presenta cambio en la ubicación geográfica de la SE Olmeca a la actual SE Dos Bocas, se modifican trayectorias de los entronques de LT en 115 kV, por último en cuestión de alimentadores se determinan 14 adicionales.

La nueva propuesta permite atender las problemáticas existentes en la zona y considera la modernización de la SE Dos Bocas.

Aunque la actualización de la obra presenta un incremento en el monto de inversión, la rentabilidad del proyecto logra cubrir el nuevo costo, siendo este rentable en sus indicadores económicos.

Cambio de alcance para el proyecto P18-OR2 Suministro de Energía Eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)

Año de instrucción:

2018

Estatus:

Con base al informe de avance constructivo por parte de Transportista durante el ejercicio de PAM 2022-2036, se indica que, la inversión para este proyecto será bajo el esquema del programa recursos propios, reportando un avance constructivo de 0%. Este Proyecto no ha sido incluido en el mecanismo de planeación de CFE para sus autorizaciones.

En cuadros 9.10.7 y 9.10.8 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.7. Metas Físicas Originales P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
14	0	0	1	Los 14.0 km-c corresponden a línea nueva en 230 kV de la SE Malinche a la entrada de la SE Zocac, donde se entronca con la LT existente Altzayanca Maniobras 93120 Zocac. Debido a lo anterior, solo se considera un alimentador en 230 kV en la SE Malinche. La propuesta incluye cambio de TC en las SE Mazatepec y Jalacingo para incrementar el límite en las LT Mazatepec 93020 Altzayanca Maniobras y Jalacingo 93420 Zocac.

Cuadro 9.10.8. Metas Físicas Actualizadas P18-OR1

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
24.5	0	0	4	14.5 km-c corresponden a línea nueva en 230 kV y 10.0 km-c a línea nueva en 115 kV. Dos alimentadores aislados y operados en 230 kV y dos más en 115 kV. La propuesta incluye cambio de TC en las SE Mazatepec y Zocac para incrementar el límite en las LT Mazatepec 93020 Altzayanca Maniobras y Cuyoaco Maniobras 93420 Zocac.

Justificación

La necesidad de modificar el proyecto surge a raíz del incremento identificado de la transmisión Centro – Sureste, el crecimiento de la demanda en la Zona de Tlaxcala y la generación instalada en Red Eléctrica de 230 kV en la zona, buscando contar con una obra que garantice por un mayor periodo el suministro de energía en la Zona Tlaxcala.

Con base en lo anterior, se determinó que era necesario definir una obra que garantizara la Confiabilidad del suministro de la Zona Tlaxcala, es por eso que a través de los estudios realizados por el CENACE se concluyó sustituir las metas físicas originales por una nueva Alternativa (metas físicas actualizadas) que considerará la construcción de una nueva línea de transmisión Zocac – Malinche en 230 kV y una nueva línea Malinche – Apizaco en 115 kV, con longitudes de 14.5 km-c y 10.0 km-c, respectivamente.

Aunado a lo anterior, debido a la entrada en servicio de la SE Cuyoaco Maniobras en diciembre de 2020 y a la actualización de información de límites de LT reportados por CFE Transmisión, en las metas físicas actualizadas se requiere la sustitución de TC en la SE Zocac y no en la SE Jalacingo como se había planteado en las metas físicas originales.

La modificación de estas metas físicas requiere de un monto mayor de inversión,

sin embargo, la rentabilidad del proyecto logra cubrir este nuevo costo de la obra y sigue siendo viable en sus indicadores económicos.

P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro (Cambio de Alcance)

Año de instrucción

2019

Estatus

Cuenta con las autorizaciones del Consejo de Administración de CFE Transmisión y con número de cartera.

Se encuentra en etapa de actividades y estudios previos.

Fecha factible de termino para el año 2024.

En cuadros 9.10.9 y 9.10.10 se muestra un resumen de metas físicas originales y las actualizadas

Cuadro 9.10.9. Metas Físicas Originales

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
173.2	0	0	8	168 km-c aislada en 400 KV, operada inicialmente en 230 KV, y 5.2 km-c en 230 KV. Incluye modernización de equipo serie para incrementar cargabilidad de líneas de transmisión en 115 kV.

Cuadro 9.10.10. Metas Físicas Actualizadas

km-c	MVA	MVAr	Alimentadores	Otros
172	0	0	2	172 km-c operada y aislada en 230 KV. Incluye modernización de equipo serie para incrementar cargabilidad de líneas de transmisión en 115 kV.

Justificación

En 2020 CFE-Transmisión solicitó la elaboración del Análisis Costo Beneficio (ACB) para su inclusión en los Programas y Proyectos de Inversión (Cartera) bajo el esquema PIDIREGAS.

En dicho análisis se revaluó el proyecto considerando insumos y costos de referencia actualizados a 2020. Bajo ese análisis y considerando la necesidad urgente de incrementar la capacidad de transmisión del corredor Las Delicias-Querétaro, se optó por disminuir las metas físicas del proyecto, evitando la construcción de una Subestación Eléctrica nueva.

Las nuevas metas físicas requieren de un monto menor de inversión, siendo rentable el proyecto en sus indicadores económicos.

Avance

En proceso de formalización con CFE Transmisión para ser incluido en el informe pormenorizado de obras instruidas a presentarse en el próximo mes de marzo.

10

MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, 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 Transmisión y CENACE/CFE Distribución, respetando la estricta separación legal, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de las propuestas para incorporarlas al Programa. Para elaborar dichas propuestas se toma en cuenta la definición de Modernización que se establece como "toda sustitución de equipo o elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno". Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

b. Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.
c. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por descontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos que la remanencia de vida útil.
d. Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.
e. Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.
f. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.
g. Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER a diciembre de 2021

Como parte de la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la Comisión Federal de Electricidad a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica.

En los cuadros siguientes, se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión el 30 de marzo de 2022 de la Dirección General de CFE Transmisión, en el documento "Informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la Red Eléctrica,

incluyendo los imponderables que pudieran ocasionar atraso", en donde proporcionan las fechas de entrada en operación factible los proyectos instruidos.

Por lo anterior, CENACE actualizó la base de datos para ubicar los proyectos en las fechas estimadas por CFE Transmisión.

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 Sistema Eléctrico Nacional 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 y el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

De 2017 a febrero de 2022, la SENER ha instruido 40 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 febrero de 2022, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo VIII.

Cuadro 10.1.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
			Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	42	2017
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	M18-SIN1	dic-19	dic-23	En etapa de actividades y estudios previos	2018
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	dic-22	37	2018
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	dic-25	Pendiente de incluir al Mecanismo de Planeación, en análisis	2019
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	ene-23	Recursos asignados, en etapa de análisis	2018
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-26	En análisis	2018
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-24	Fuera de Cartera 2021	2019
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	feb-21	dic-28	En análisis	2021
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	abr-26	En análisis	2021
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	abr-27	En análisis	2021
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	dic-21	dic-26	En análisis	2021
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-24	Pendiente de incluir al Mecanismo de Planeación, en análisis	2019
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	dic-21	abr-26	En análisis	2021
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	dic-25	En análisis	2021
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	abr-21	dic-28	En análisis	2021
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	abr-22	dic-26	En análisis	2021
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	abr-24	ago-27	En análisis	2021
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	abr-22	dic-26	En análisis	2021
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-OR1	dic-18	may-24	Pendiente de incluir al Mecanismo de Planeación, en análisis	2019
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-31	En análisis	2021
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red Eléctrica de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	abr-28	En análisis	2021

... Continuación

Cuadro 10.1.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	PEM	Fecha Necesaria	Reporte de CFE Transmisión		Año de instrucción de la SENER a CFE Transmisión para su construcción
			Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	dic-25	En análisis	2021
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	dic-23	dic-26	En análisis	2021
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	jun-23	dic-26	En análisis	2021
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	ago-25	En análisis	2021
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros de Protección, Control y Medición	M21-NE1	abr-21	dic-26	En análisis	2021
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	oct-25	En análisis	2021
Modernización de la Subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-25	En análisis	2018
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	ago-25	En análisis	2018
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-24	En análisis	2019
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	Abr-22	dic-26	En análisis	2021
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-26	En análisis	2021
Modernización de la Red Eléctrica de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	abr-27	En análisis	2021
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-26	En análisis	2021
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-26	En análisis	2021
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	abr-22	dic-26	En análisis	2021
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-26	En análisis	2021
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	Feb-20	dic-27	En análisis	2021
Modernización de Red Eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	dic-27	En análisis	2019
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	dic-26	Pendiente de asignación de recursos	2017

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. 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 43.3 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.

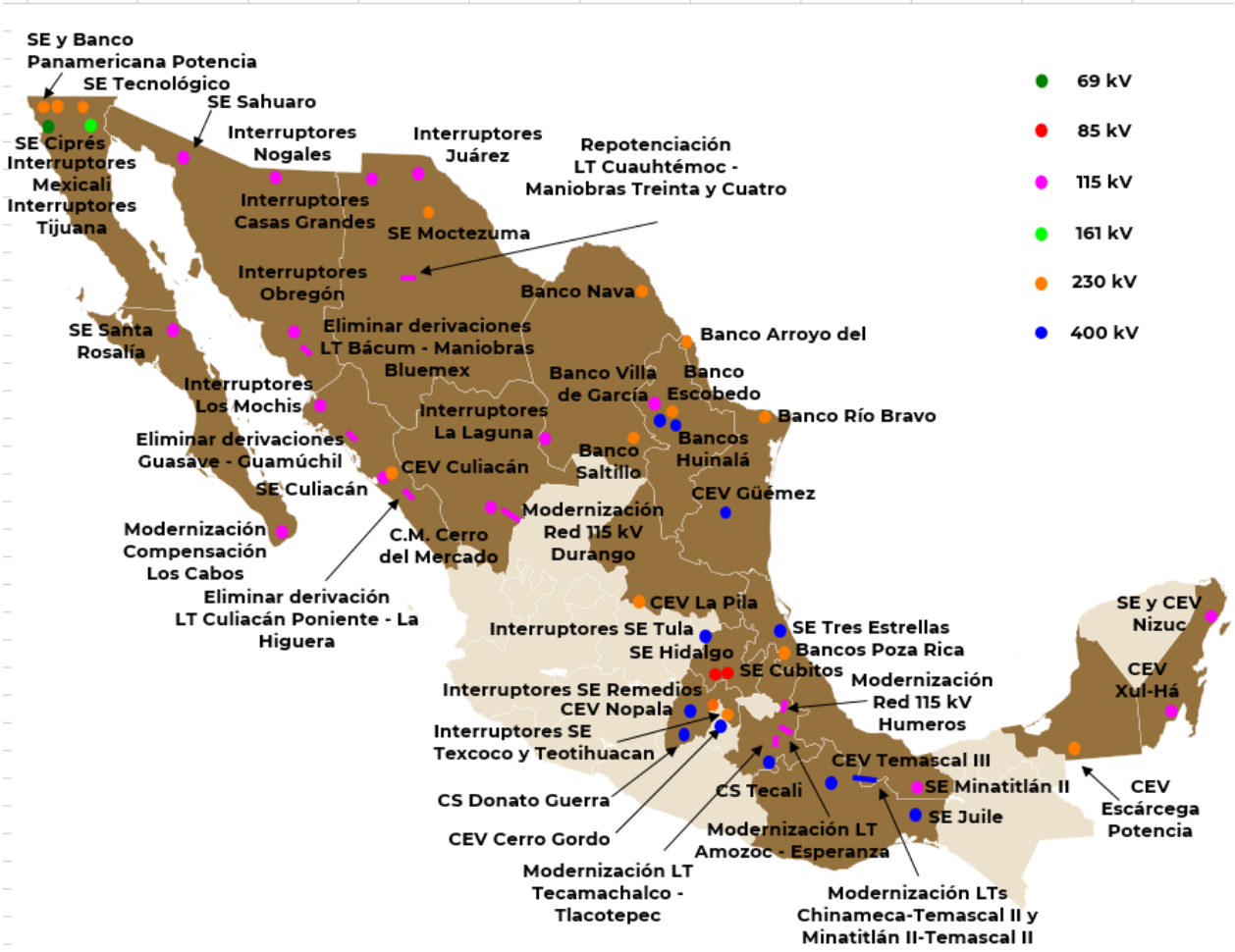
Adicionalmente, se reemplazarán 1,661.6 MVA de transformación de la RNT, al haber cumplido su vida útil, en los estados de Baja California, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz. Esto permitirá mantener la Confiabilidad en el suministro eléctrico en las zonas de influencia de dichos bancos de transformación.

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 sea 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



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 las reuniones, se conciliaron e identificaron propuestas de nuevos proyectos de Modernización, sin embargo, al 26 de mayo de 2022 no se cuenta con el oficio de la Dirección General de CFE Transmisión en el que proponga al CENACE la incorporación de dichos proyectos al PAMRNT 2022-2036, por lo que CENACE ha incorporado los proyectos identificados en el capítulo XI.2. considerándolos "en estudio", para que una vez que CFE Transmisión concluya los análisis técnicos a cada uno de los proyectos envíe a CENACE las FIP definitivas con los análisis técnicos y económicos, para que CENACE continúe el procedimiento correspondiente en el próximo ejercicio de planeación. Los proyectos de modernización en estudio se presentan en el Capítulo XI.2.

Proyectos Identificados por CENACE para la modernización de la RNT

CENACE identificó dos proyectos de modernización de la RNT. El primero de ellos tiene como objetivo se solventar la problemática en el suministro de la región sobre la costa del Océano Pacífico al noroeste de la ciudad de Mazatlán, instalando 100 MVA de capacidad que se tendrá disponible en la SE Mazatlán Dos una vez que entre en operación el proyecto "P20-NO6 Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán" con fecha de entrada en operación factible de abril de 2026. El segundo proyecto consiste en la sustitución de bancos de transformación en la SE Tijuana I en Baja California motivado por las condiciones de operación en que se encuentra el equipo que registra una antigüedad mayor a 43 años, además de normalizar la interconexión en 230 kV del autotransformador T40 que se encuentra derivado de la LT Tijuana I – Panamericana Potencia en 230 kV.

En el cuadro 10.1.2 se muestran los proyectos de modernización identificados por CENACE.

Cuadro 10.1.2. Proyectos de modernización identificados por CENACE en PAMRNT 2022 – 2036

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	M22-NO1	Noroeste	abr-26	d	Traslado e instalación de un banco de transformación de 100 MVA, relación de transformación 230/115 kV en la SE Piaxtla para incrementar la Confiabilidad.
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	Baja California	abr-22	b, c y d	El proyecto consiste en el reemplazo de los autotransformadores AT-10 motivado por su condición de obsolescencia y antigüedad, además de normalizar la interconexión del AT-40 con una bahía definitiva en 230 kV.

Categorías aplicables

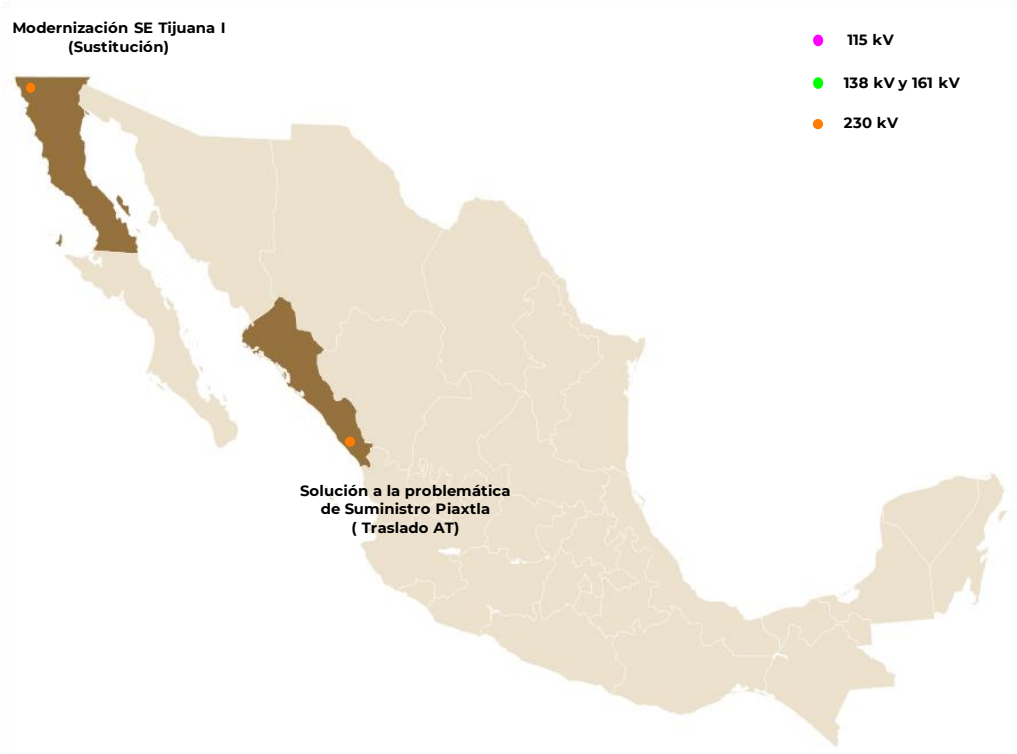
a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
c. Equipo con Daño.
d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

En la Figura 10.1.2 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT propuestos e identificados por CENACE.

Se han considerado dos proyectos, el primero permitirá reducir pérdidas eléctricas y garantizar el suministro de la región norte de Mazatlán en Sinaloa, utilizando un equipo de transformación que quedará disponible una vez que se concluya el proyecto P20-NO7 P20-NO6, mientras que el segundo involucra la sustitución de equipos de transformación por obsolescencia y antigüedad.

.

Figura 10.1.2. Proyectos identificados de modernización de la RNT propuestos por CENACE



En el cuadro 10.1.3 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT.

Cuadro 10.1.3. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2022 – 2036 para los proyectos identificados

Proyectos de Modernización de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fichas de Información de Proyectos propuestos por CENACE de modernización de la RNT.

A continuación, se incluye una ficha de Información de proyecto que describe las características principales de cada proyecto de modernización de la RNT identificados por CENACE por GCR.

Gerencia de Control Regional Noroeste

M22-NO1 Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla

Diagnóstico operativo.

En el ámbito de la GCR Noroeste, específicamente en el municipio de Mazatlán ubicado al sur del estado de Sinaloa, el suministro de energía eléctrica de algunas localidades y poblaciones aledañas del norte del municipio se realiza con la SE Piaxtla (PXT) en 115 kV, la cual está conectada con una LT de 70 km desde la SE El Habal (HBL), además se tiene programada la entrada del proyecto de la SE La Cruz con una capacidad de transformación de 30 MVA y relación de transformación de 115/34.5 kV, la cual ,estará conectada con una línea de transmisión de 38.5 km radial a la SE Piaxtla, con la que se atenderá el crecimiento y las necesidades de energía en el área de influencia optimizando el suministro de la carga a través de los circuitos de media tensión.

La SE El Habal de la zona Mazatlán, cuenta con dos AT de una capacidad nominal de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV, cada uno, sin embargo, uno de estos será sustituido debido a sus características eléctricas de alta impedancia, esta característica hace que opere con cargabilidades en menor magnitud a su banco paralelo.

Con el proyecto P20-NO6 “Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la zona Mazatlán”, un AT de 100 MVA de la SE Mazatlán quedará disponible para su traslado a la SE El Habal.

En la futura SE La Cruz se tiene programada una obra de un banco de capacitores de 15 MVAr, en el proyecto “P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán”.

La carga de las SE Piaxtla y La Cruz se alimentan de manera radial con una LT desde la SE El Habal con problemáticas de soporte de voltaje por lo que se requiere la compensación a futuro programada en la obra P21-NO1, además se tiene gran problemática de baja Confiabilidad en el suministro eléctrico en las regiones que se encuentran a una distancia mayor a 100 km con un circuito sencillo en 115 kV entre la SE El Habal, la SE Piaxtla y la SE La Cruz, por lo que ante una falla sencilla ocasionará la pérdida del suministro de energía en estas localidades de la zona Mazatlán, adicionalmente se debe considerar que la recurrencia de fallas en la LT es alta debido a su longitud y antigüedad aproximada de 34 años de servicio.

En 2021 se registraron dos eventos de fallas permanentes en el enlace entre las SE El Habal y la SE Piaxtla, acumulando 148.9 MWh de Energía No Suministrada, además, se registró de un evento meteorológico (Huracán Pamela) que dejó fuera la LT Habal -Piaxtla con 350.4 MW/hr de ENS adicional en 2021.

Durante la condición de verano, en el periodo nocturno se presentan las máximas demandas en la zona Mazatlán.

Con base en el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones (PDS) 2022-2042, se estima que en 2026 se tenga operación superior a los 80% de su capacidad nominal de los AT de la SE El Habal con Red Eléctrica

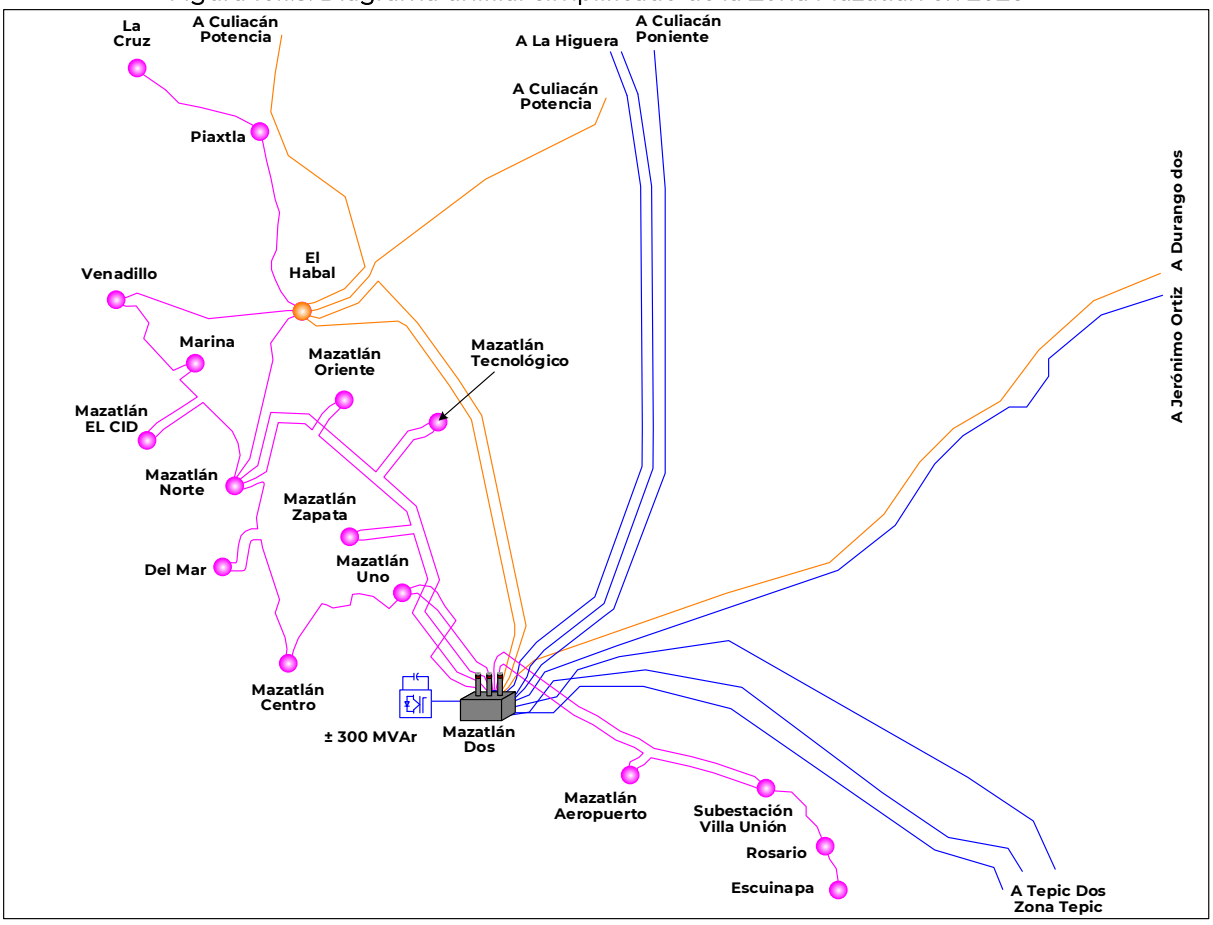
completa y considerando el monto de carga en el periodo nocturno.

La problemática de saturación se agudiza ante contingencia sencilla, ya que ante el disparo de cualquiera de los AT de la SE El Habal como CSS, se presentaría una sobrecarga mayor del 120 % de su capacidad de transformación requiriendo de esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática y mantener en operación el suministro de la demanda de la zona Mazatlán.

Por tanto, se identifica la necesidad de reforzar la infraestructura eléctrica del área de influencia debido a que no será posible atender el incremento en la demanda eléctrica en estado estable al saturar la capacidad instalada de los AT de la SE El Habal y no será posible soportar las contingencias sencillas de transformación, lo que conlleva a limitar o no permitir la entrada en operación de nuevos Centros de Carga y complicaciones para poder otorgar licencias para mantenimiento.

En la Figura 10.1.3. se muestra la Red Eléctrica en 2026 de la zona Mazatlán que considera las localidades de Piaxtla y la Cruz que forman el área de influencia.

Figura 10.1.3. Diagrama unifilar simplificado de la Zona Mazatlán en 2026[74]



[74] Ibidem 52

Descripción de las Alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2026, se han identificado dos Alternativas para adicionar capacidad de transformación que brinda mayor Confiabilidad ante fallas, mejor control de voltaje y así atender el crecimiento de la demanda en las localidades de Piaxtla y La Cruz. Las Alternativas consisten en las siguientes obras:

Alternativa 1

Considera la modernización de la SE Piaxtla para poder instalar un AT de 100 MVA relación de transformación de 230/115 kV procedente de la SE MZD, el cual quedará disponible por las obras del proyecto "P20-NO6 "Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la zona Mazatlán", además requiere entroncar con un doble circuito en 230 kV la LT Subestación Culiacán Potencia-93810-El Habal.

Transformación:

-
- Modernización de la SE Piaxtla, para instalar el AT de 100 MVA 230/115 kV que será trasladado de la SE Mazatlán Dos (Incluye la fase de reserva de 33.3 MVA), (Condicionado a que se concluya el proyecto instruido con el PEM P20-NO6).
-

Transmisión:

- LT Piaxtla entronque Subestación Culiacán Potencia – El Habal.

Adicionalmente se consideran 2 alimentadores en 230 kV, interruptor de amarre en 230 kV y los alimentadores en 115 kV.

Alternativa 2

Considera la nueva SE Casas Viejas con un AT de 100 MVA relación de transformación de 230/115 kV procedente de la SE Mazatlán Dos el cual quedará disponible al concluir el proyecto "P20-NO6 "Incremento de la Confiabilidad de la transformación en la zona Mazatlán", además requiere entroncar con un doble circuito en 230 kV la LT Subestación Culiacán Potencia-93810-El Habal.

Se requiere 16 km de una línea de transmisión con un circuito en 115 kV para conectar la SE Casas Viejas con la SE La Cruz.

Transformación:

- Una nueva SE Casas Viejas con un AT de 100 MVA 230/115 kV que será trasladado de la SE Mazatlán Dos, considera un el traslado de la fase de reserva de 33.3 MVA. (Condicionado a que se concluya el proyecto instruido con el PEM P20-NO6).
-

Transmisión:

- LT Casas Viejas entronque Subestación Culiacán Potencia – El Habal 230 kV.
- LT Casas Viejas- La Cruz.

Adicionalmente se consideran 2 alimentadores en 230 kV, interruptor de amarre en 230 kV y 2 alimentadores en 115 kV para interconexión de las LT involucradas, además de un alimentador en la SE Piaxtla.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.
-

En las Figuras 10.1.4 y 10.1.5. se muestran los diagramas simplificados de las Alternativas 1 y 2 respectivamente.

Figura 10.1.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

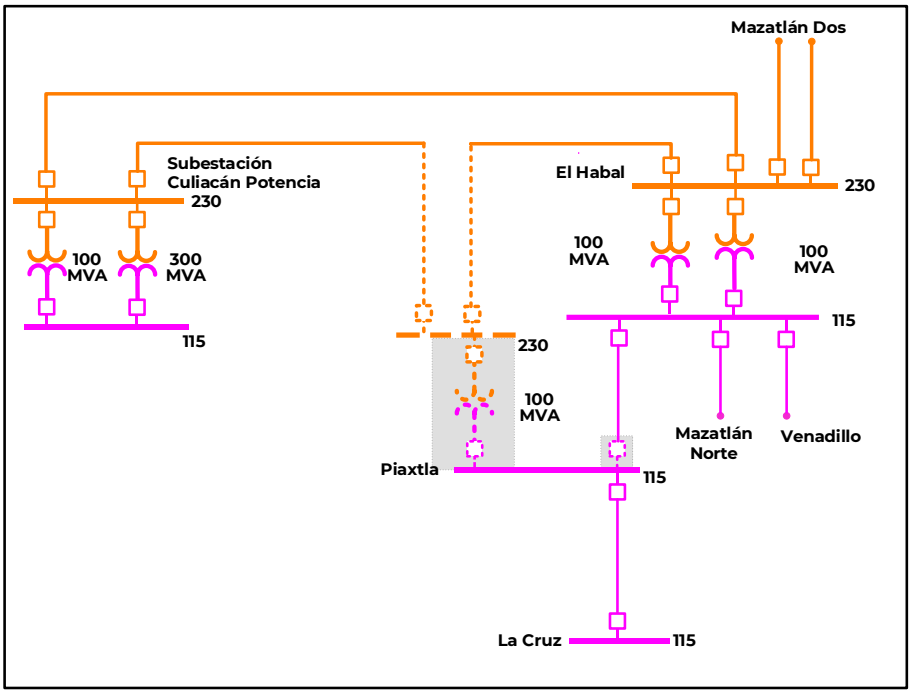
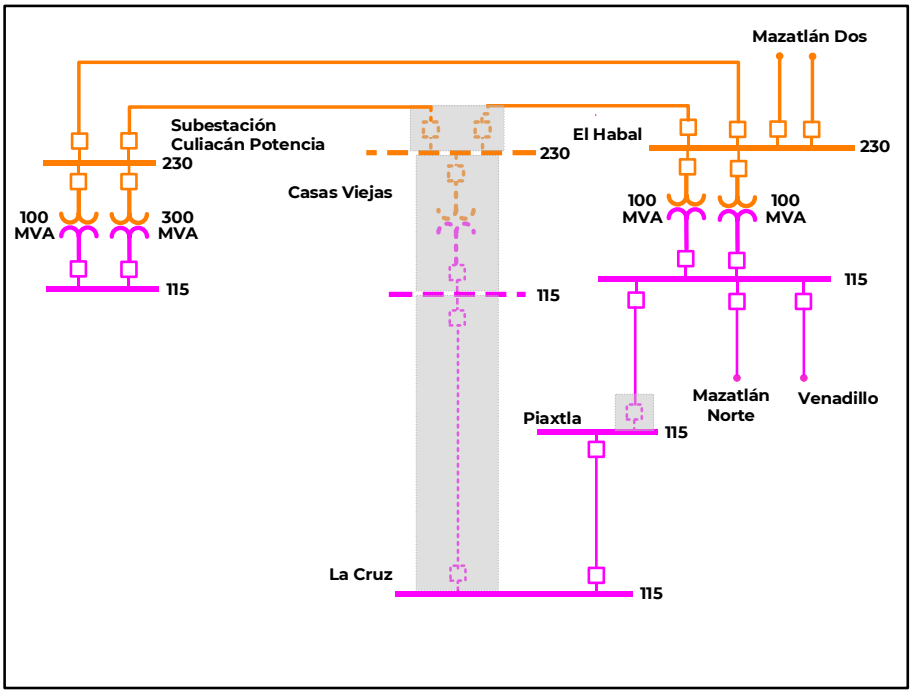


Figura 10.1.5. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **164.457 millones de pesos de 2021** (8.1 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Los Cuadros 10.1.4. a 10.1.6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.1.4. Obras de Transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piaxtla entronque Subestación Culiacán Potencia- El Habal	230	2	1.0	abr-26	abr-26
Total			**2.0**		

Cuadro 10.1.5. Obras de Transformación de la Alternativa 1

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piaxtla Banco 3 (traslado)	4	AT	133	230/115	abr-26	abr-26
Total			**133.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 10.1.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Piaxtla	Alimentador Nuevo	2	230	abr-26	abr-26
Piaxtla	Alimentador Amarre	1	230	abr-26	abr-26
Piaxtla	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-26
Piaxtla	Alimentador Amarre	1	115	abr-26	abr-26
Total		5			

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **329.649 millones de pesos de 2021** (16.3 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Los Cuadros 10.1.7. a 10.1.9. muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.1.7. Obras de Transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Casas Viejas entronque Subestación Culiacán Potencia- El Habal	230	2	0.1	abr-26	abr-26
Casas Viejas-La Cruz	115	1	16.0	abr-26	abr-26
Total			**16.2**		

Cuadro 10.1.8. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Casas Viejas Banco 1 (traslado)	4	AT	133	230/115	abr-26	abr-26
Total			**133.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 10.1.9. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Casas Viejas	Alimentador Nuevo	2	230	abr-26	abr-26
Casas Viejas	Alimentador Amarre/Transferencia	1	230	abr-26	abr-26
Casas Viejas	Alimentador Nuevo	1	115	abr-26	abr-26
La Cruz	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-26
Piaxtla	Alimentador Ampliación	1	115	abr-26	abr-26
Total		**6**			

Indicadores técnicos y económicos.

Con las Alternativas de Red Eléctrica especificada previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en la zona Mazatlán específicamente en las localidades de El Habal, Piaxtla y la Cruz.

De las Alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que la Alternativa 2 y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona Mazatlán para las localidades del Habal, Piaxtla y La Cruz y se contaría con la infraestructura suficiente para evitar la sobrecarga de los autotransformadores de la SE El Habal ante contingencia sencilla y una mejora sustancial en la Confiabilidad en el suministro en el área de influencia del proyecto.

En los Cuadros 10.1.10. y 10.1.11. se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las Alternativas propuestas.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costo mayor a la Alternativa 2.

Cuadro 10.1.10. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
389.45	77.92	467.37	159.59	151.31	307.78	2.03

Cuadro 10.1.11. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos $ en VP 2024

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
427.05	77.36	504.41	193.66	303.73	310.75	1.02

Alternativa Propuesta

El Cuadro 10.1.12. presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las Alternativas. Se observa que la Alternativa 2 presentan valores de saturación más altos que la Alternativa 1, sin embargo, debido a que la Alternativa 1 es de menor costo de inversión, representa la opción con mejores indicadores económicos.

Cuadro 10.1.12. Comparativa entre demanda de saturación para las Alternativas

Escenario	Condición de Red Eléctrica completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	58	0
Alternativa 1	99	58
Alternativa 2	108	58

Finalmente, en el Cuadro 10.1.13. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos Alternativas analizadas.

Cuadro 10.1.13. 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	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos 2021	164.45	329.650
Relación Beneficio/Costo	2.03	1.02

Los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la Alternativa 1 presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Mazatlán para las localidades del Habal, Piaxtla y La Cruz.

GCR Baja California

M22-BC1 Modernización de la transformación en SE Tijuana I (Sustitución de AT)

Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformada por dos grandes regiones de carga, zona Valle y zona Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali en Baja California y San Luis Rio Colorado en el estado de Sonora, mientras que la zona Costa comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el reciente creado municipio de San Quintín. Para atender el suministro de energía en zona Ensenada conformada por las ciudades de Ensenada y San Quintín, se realiza la importación de energía desde tres puntos, el primero a través de una línea de Transmisión de 230 kV y dos líneas de transmisión de 115 kV procedentes de la SE Presidente Juárez (PJZ), el segundo de la CCC Baja California Tres (BJT) por medio de una línea de transmisión de 230 kV y el tercero mediante una línea de transmisión de 69 kV proveniente de SE La Herradura (HRA).

Para atender el suministro de la demanda de la zona Tijuana, se tienen tres puntos importantes de inyección de potencia, el primer punto de inyección se tiene desde la CE Presidente Juárez ubicada en el poblado de Playas de Rosarito mediante LT en 230 kV que enlazan las SE El Rubí, Panamericana Potencia, Metrópoli Potencia y Tijuana Uno. El segundo punto de inyección de potencia se tiene en la SE La Herradura, dicha

potencia proviene de la región Valle mediante dos circuitos en 230 kV que cuentan con una capacidad de transferencia de hasta 550 MW, transmitiendo los excedentes de generación de las Centrales GEO Cerro Prieto II y III y la CCC Mexicali y la importación de energía proveniente de EE.UU. El tercer punto de inyección de potencia se presenta en la SE Tijuana Uno mediante el enlace de interconexión Tijuana Uno – Otay Mesa en 230 kV, con la que se recibe o exporta energía de acuerdo con las condiciones operativas del SIBC.

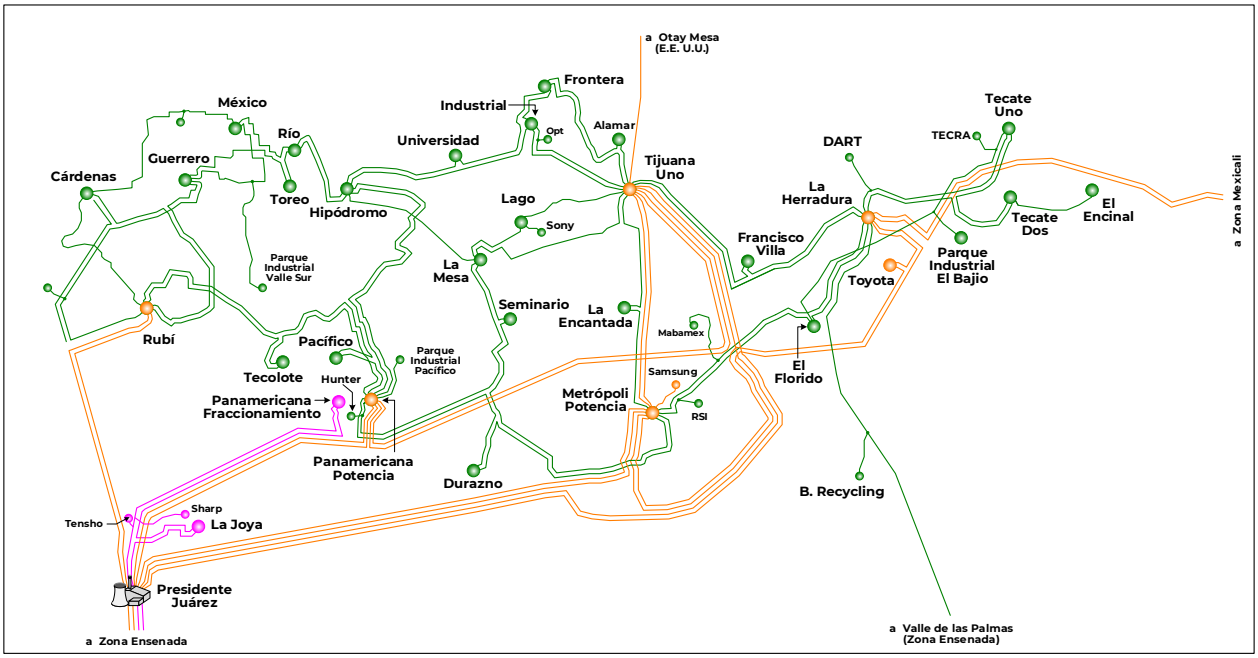
La zona Tijuana y la zona Tecate en 2021 en conjunto alcanzaron un valor de demanda integrado de 1033 MW de carga. La zona Tijuana está compuesta por nueve AT con relación 230/69 kV con una capacidad total de 1150 MVA, por los cuales se transmite la energía eléctrica para alimentar toda la carga de la ciudad de Tijuana y Tecate la cual se encuentra en el nivel de tensión de 69 kV.

Considerando la problemática de la zona, la capacidad del proyecto a realizar y su nivel de tensión, se define como el área de influencia todas las Subestaciones Eléctricas de zona Tijuana y Tecate.

La SE Tijuana I, se encuentra en la zona Este de la ciudad de Tijuana y alimenta uno de los sectores industriales más importantes de la localidad.

En la Figura 10.1.6. se puede apreciar la infraestructura eléctrica de la zona Tijuana y Tecate en 2026.

Figura 10.1.6. Diagrama unifilar simplificado de la Infraestructura eléctrica de la zona Tijuana y Tecate en 2026.[75]



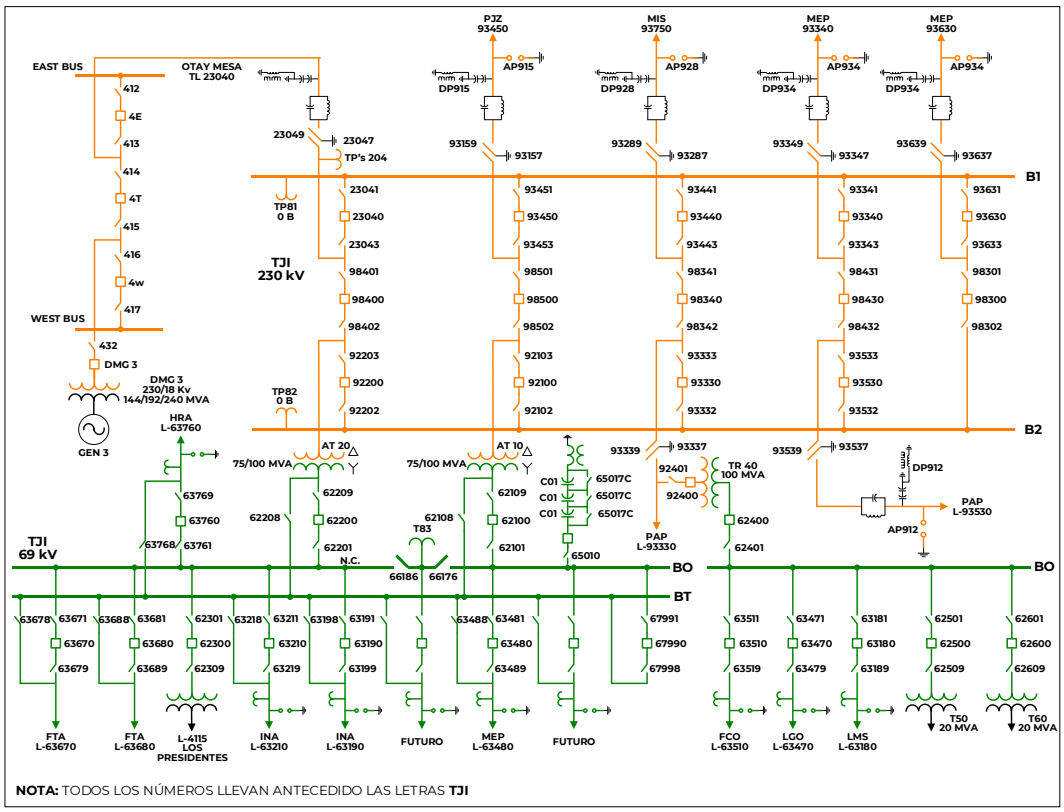
La SE Tijuana I (Tijuana) fue energizada por primera vez en el año 1972, siendo desde entonces y hasta la fecha una de las instalaciones más importantes para el suministro de energía eléctrica del municipio de Tijuana. En el nivel de tensión en 230 kV tiene un arreglo de barras de Interruptor y medio, que sirve para la conexión de siete líneas de transmisión, una de ellas como enlace de interconexión entre los sistemas CFE - WECCC y dos AT 230/69 kV de 100 MVA, también cuenta con un

[75] Ibidem 52

tercer banco de transformación de la misma capacidad el cual se encuentra conectado en derivación de la LT Tijuana I – 93330 – Panamericana Potencia en 230 kV. En el nivel de tensión de 69 kV, presenta dos arreglos de barras, el primero del lado de los bancos conectados al arreglo de interruptor y medio el cual es un Arreglo de Barra Principal y Barra de Transferencia con seis líneas de transmisión, un banco de media tensión y un capacitor en 69 kV, el segundo arreglo en 69 kV es el perteneciente al AT conectado en derivación el cual tiene un arreglo de barra simple que conecta con tres líneas de transmisión y dos bancos de carga.

En la Figura 10.1.7, se observa el arreglo y disposición actual de la SE Tijuana I.

Figura 10.1.7 Diagrama Unifilar SE Tijuana I



Actualmente, ante la contingencia sencilla de uno de los bancos de transformación, se presentan sobrecargas en los AT restantes, provocando la operación de EAR, disparando líneas de transmisión en 69 kV e interruptores de bancos de media tensión con afectación de carga.

Los transformadores de potencia son de extrema importancia en la Red Eléctrica; una falla o interrupción en uno de estos equipos puede causar un corte de suministro de energía en un área muy grande afectando a miles de clientes, además de causar una interrupción, la falla del transformador resulta en impactos externos como explosiones, incendios, daños a equipos a su alrededor y a la propiedad.

En la práctica, la vida útil de los transformadores oscila en alrededor de 30 a 40 años, al ser rebasada, los equipos quedan expuestos a fallas de mayor magnitud con

mayor frecuencia, de difícil reparación y requiriendo cada vez más continuo el mantenimiento a los equipos, por lo que es recomendable la sustitución de los equipos de transformación para garantizar el suministro de energía al mantener una operación confiable y segura.

Debido a que la relación de transformación 230/69 kV no es de uso común en el SEN, no se cuenta con unidades de reserva para reemplazar equipos fallados, por lo que requieren de un tiempo considerable, lo que pone en riesgo, el suministro continuo de la demanda de la región central de la ciudad de Tijuana, ya que la vida residual de los equipos de transformación instalados en la zona Tijuana han sobrepasado el término de su vida útil.

En el mediano plazo, con la entrada en operación de los nuevos bancos de transformación instruidos en los procesos PAMRNT de años anteriores se pretende incrementar la capacidad de transformación 230/115/69 kV, siendo la SE Tijuana I una de las Subestaciones Eléctricas donde se incrementará la capacidad con un nuevo AT de 225 MVA 230/115/69 kV, con lo cual será posible atender los crecimientos esperados de la demanda eléctrica.

Los antiguos AT de 100 MVA de SE Tijuana I instalados actualmente tendrán una baja Confiabilidad, por lo que resulta de suma importancia programar la sustitución con un nuevo AT de 225 MVA de capacidad y relación 230/115-69/13.8 kV de características similares al AT instruido, para incrementar la capacidad instalada y se tenga la posibilidad de realizar el cambio en la tensión de operación en el mediano plazo para operar la Red Eléctrica en 115 kV, de esta forma, los equipos de transformación estarán preparados para incrementar el nivel de tensión a 115 kV sin requerir equipos de transformación nuevos.

Problemática que resolver

En SE Tijuana I (Tijuana), actualmente el banco de transformación TJI T-40 (230/69/13.8 kV) está operando sin Bahía de Banco propia en el lado de 230 kV, se encuentra conectado en derivación (Tap) de la LT Tijuana I – 93330 – Panamericana Potencia, dicho transformador tiene una capacidad de 100 MVA y es una instalación indispensable en la compuerta de flujo de 230/69 kV de la Zona Tijuana. Esta situación hace más vulnerable la pérdida de la transformación, ya que ante falla en la trayectoria de la línea de transmisión se afectan los 100 MVA del TJI T40 y se compromete la seguridad del corredor 230/69kV de la Zona Tijuana.

Por otro lado, en el Cuadro 10.1.14 se presenta la información de los bancos de transformación de SE Tijuana I, en donde se observa la antigüedad de cada una de las unidades de los auto transformadores de potencia, donde se observa que el autotransformador TJI AT10 tiene dos unidades con 39 años y una unidad de 52 años al 2022, mientras que las tres unidades pertenecientes a TJI AT40 cuentan con 43 años de antigüedad.

Cuadro 10.1.14. Información bancos de transformación SE Tijuana I

Información Bancos de transformación SE TIJUANA									
Equipo	AT10A	AT10B	AT10C	AT20A	AT20B	AT20C	T-40A	T-40B	T-40C
Marca	PARSON P	PARSON P	IEM WH	IEM	FERRANTI PACKARD	PROLEC	PICMSA	PICMSA	PICMSA
Tipo	COLUMNA	COLUMNA	ACORAZADO	ACORAZADO	ACORAZADO	COLUMNA	COLUMNA	COLUMNA	COLUMNA
No Serie	TP/19	TP/18	24-6444-8	24-7220	TP-554	G1179-01	680-01-003	680-01-002	680-01-002
Capacidad	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3
Relación de Transformación	230/69/13.8	230/69/13.8	230/69/13.8	230/69/13.8	230/69/13.8	230/69/13.8	230/69	230/69	230/69
No Fases	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Puesta en Servicio	1986	1986	1972	2009	2009	2008	1994	1991	1991
Tipo de Cambiador	MR 301	MR 301	MRD1	MI 351 123/C 12233W	MI 351 123B 12233W	CMA7-12255W	MR MSI 301	MR MSI 301	MR MSI 301
Fecha Fabricación	1983	1983	1970	1999	2003	2004	1979	1979	1979
Antigüedad 2022	**39**	**39**	**52**	**23**	**19**	**18**	**43**	**43**	**43**
Antigüedad 2026	**43**	**43**	**56**	**27**	**23**	**22**	**47**	**47**	**47**

Es importante resaltar que las nuevas Subestaciones Eléctricas que se han incorporado al sistema eléctrico de la zona Tijuana se han adquirido con relación de tensión 230/115-69/13.8 kV y 115-69/13.8 Kv.

En el mediano plazo se ha planteado la necesidad de incrementar el nivel de operación de la Red Eléctrica de 69 kV a 115 kV, de manera que se incremente la capacidad de suministro al interior de la ciudad de Tijuana, ya que programar nuevos circuitos en 69 kV resultaría complicado por la orografía de la zona y a la saturación de las vialidades existentes, las dificultades en la obtención de los derechos inmobiliarios para ampliación de las Subestaciones Eléctricas y líneas de transmisión, de tal forma que es importante optimizar las trayectorias y predios existentes. Por tanto, es de gran importancia programar la sustitución de los transformadores existentes de 100 MVA que presentarán en breve una antigüedad de más de 40 años por un nuevo equipo de transformación que permita incrementar la capacidad instalada en SE Tijuana I y tenga la funcionalidad de operar con niveles de tensión en 115 kV para cuando se lleve a cabo el cambio de tensión de operación de la zona Tijuana.

Adicionalmente, se requiere normalizar la operación del banco TJI T40 con un arreglo de barra en 230 kV que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas y no se tengan afectaciones en la capacidad de transformación de la zona Tijuana evitando el corte de carga ante el disparo de una línea de transmisión y así mejorar los indicadores de Confiabilidad.

Características del Proyecto

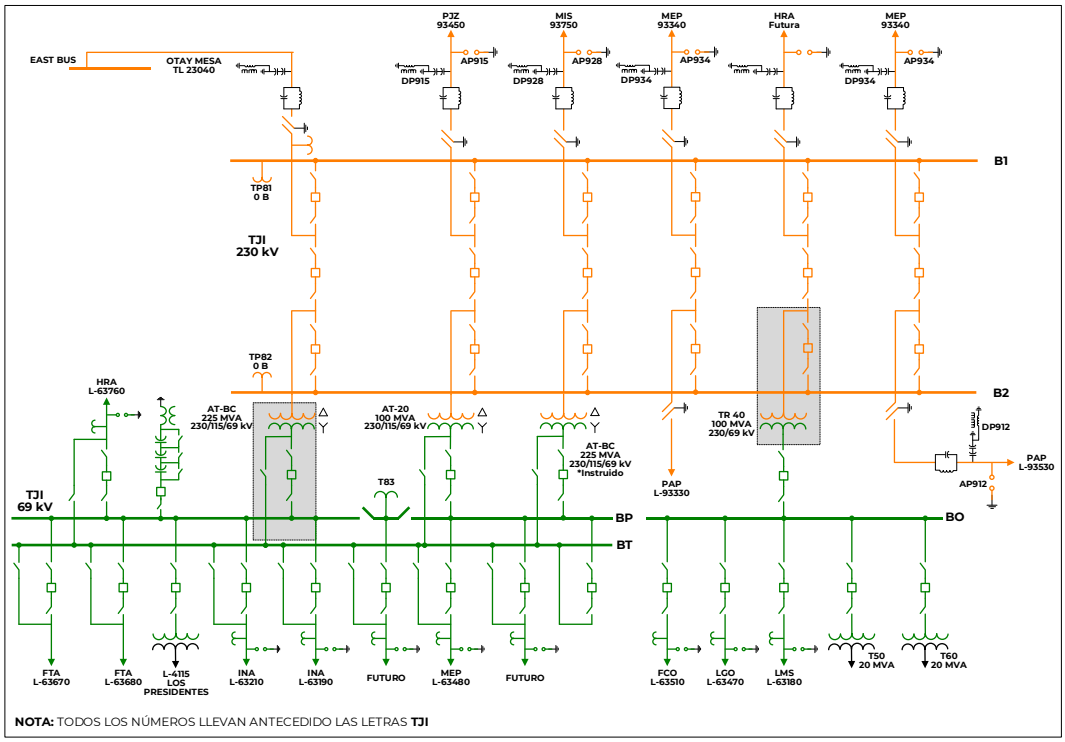
El proyecto consiste en la sustitución del banco de transformación TJI AT10 por un banco nuevo de 225 MVA de capacidad con relación de transformación 230/115/69 kV y la normalización de la conexión del banco TJI T40 a la barra de 230 kV. En la Figura 10.1.8. se muestra el diagrama con la Alternativa 1.

La Alternativa 1 tiene un costo estimado de **244.511 millones de pesos** (12.1 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y se estima su entrada en operación en abril de 2025.

-
- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025
-

Figura 10.1.8. Diagrama Unifilar Alternativa 1



NOTA: TODOS LOS NÚMEROS LLEVAN ANTECEDIDO LAS LETRAS **TJI**

Análisis de Confiabilidad

La entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el abasto del suministro eléctrico, Confiabilidad del sistema y disponibilidad de equipo, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el servicio de suministro, beneficiando a los clientes de la Zona de Transmisión Costa.

Con el proyecto se evitará la operación con baja Confiabilidad que tiene TJI T40 el estar conectado de forma de derivación de la LT-93330. Cuando se opera la Subestación Eléctrica con arreglo de interruptor y medio en 230 kV para el banco TJI T40, la contingencia sencilla no provocará sobrecarga en los bancos de transformación de la SE Panamericana Potencia, por consecuencia no se tendrá la afectación de carga, evitando la operación de EAR ya que ante la falla en alguna de las barras no se afectaría ningún elemento de transmisión o transformación lo que incrementa la Confiabilidad y seguridad del suministro como lo establece el Código de Red.

Con la infraestructura propuesta y el incremento de capacidad al sustituir TJI AT10 se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del CdR, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SIBC.

Alternativas analizadas

Dado que los equipos de transformación presentan una antigüedad de más de 40 años, es preciso considerar que las fallas esperadas (internas o en elementos colaterales) ocasionarán cada vez daños más severos en las unidades de transformación, por tanto, la solución técnica resulta en una modernización de la SE Tijuana I para ofrecer mayor Confiabilidad y Continuidad de servicio a la

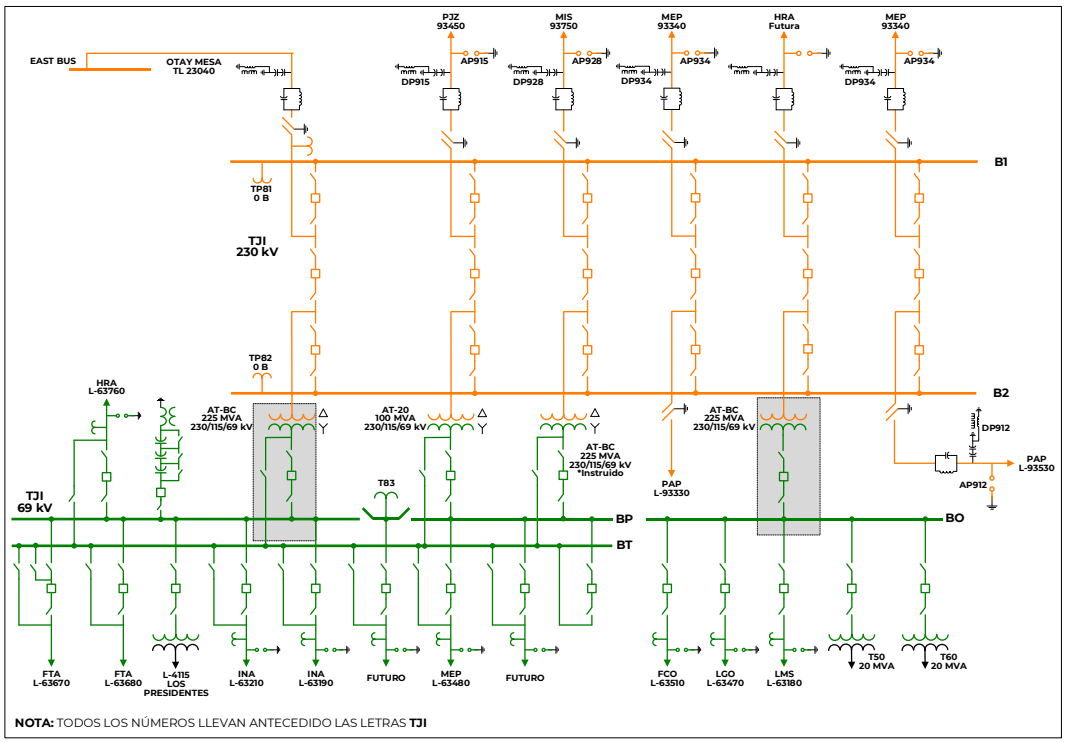
RNT, y posteriormente, se sustituirá el transformador de 100 MVA instalado en la SE Tijuana I para tener dos AT de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115-69/13.8 kV y dos transformadores de 100 MVA, a medida de que se realice el cambio de tensión quedarán instalados los TR de 100 MVA y relación 230/69 kV para atender cargas industriales en 69 kV hasta que se emigren a 115 kV.

No se considera una Alternativa de solución la reparación para este tipo de unidades de transformación, ya que solo sería posible realizarlo en la planta o laboratorio de algún prestador de servicios especializado. Esto se debe a que regularmente se requiere de: inspecciones internas de la unidad, incluyendo devanados y núcleo, embobinados nuevos, sustituciones o reparaciones de dispositivos de alarma y protección, aceite, moto ventiladores, traslados, entre otros. Por lo anterior, se tendrían dificultades técnicas y de operación que hacen poco factible la consideración de reparar el equipo de transformación como una segunda Alternativa de solución viable, ya que los tiempos para su realización pueden prolongarse de manera notable, dependiendo de la severidad de la falla, la disponibilidad de piezas, el lugar y la distancia de traslado, así como la disponibilidad del prestador de servicio. Por tanto, de no realizar la sustitución del equipo de transformación se dejaría vulnerable al SIBC ante fallas y/o mantenimientos por periodos largos de tiempo, lo que afectaría el suministro eléctrico de la ciudad de Tijuana. Por tanto, el nuevo equipo de transformación se requiere en ambas Alternativas.

La Alternativa 2, considera la sustitución de los dos bancos de transformación con más de 40 años de antigüedad (TJI T40 y TIJ AT10) por dos nuevos AT de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115-69/13.8 kV. Uno de los cuales operaría con relación de transformación 230/69 kV para el suministro de las cargas industriales que son suministradas en el nivel de tensión de 69 kV cuando se realice el cambio de tensión a 115 kV de la zona Tijuana. El diagrama unifilar de esta Alternativa se muestra en la Figura 10.1.9.

La Alternativa 2 en la SE Tijuana I tiene un costo estimado de **392.036 millones de pesos** (19.4 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y se estima su entrada en operación en abril de 2025.

Figura 10.1.9. Diagrama Unifilar Alternativa 2



NOTA: TODOS LOS NÚMEROS LLEVAN ANTECEDIDO LAS LETRAS **TJI**

Resumen de metas físicas de las Alternativas analizadas.

La Alternativas 1 tiene un costo de inversión estimado de **244.511 millones de pesos de 2021** (12.1 millones de dólares con una paridad de 20.2074).

Esta Alternativa consta de un AT de 225 MVA y relación de transformación 230/115/69 kV con ubicación en la SE Tijuana I.

El Cuadro 10.1.15. y 10.1.16. muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.1.15. Obras de Transformación de la Alternativa 1.

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana I Banco 1 (Sustitución) / 1	3	AT	225.0	230/115/69	abr-22	abr-25
Total			**225.0**			

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

Cuadro 10.1.16. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana I (Normalización de conexión de AT40)	Alimentador Ampliación	1	230	abr-22	abr-25
Total		**1**			

La Alternativa 2 en la SE Tijuana I tiene un costo estimado de **392.036 millones de pesos** (19.4 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y se estima su entrada en operación en abril de 2025.

Esta Alternativa consiste en sustituir dos bancos de transformación de 100 MVA con nuevos AT de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115/69 kV, en la SE Tijuana I.

El Cuadro 10.1.17. muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.1.17. Obras de Transformación de la Alternativa 2

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana I Banco 1 (Sustitución) / 1	3	AT	225.0	230/115/69	abr-22	abr-25
Tijuana I Banco 2 (Sustitución) / 1	3	AT	225.0	230/115/69	abr-22	abr-25
Total			**4500**			

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto proporciona los beneficios favorables en su rentabilidad se utilizó la metodología de "Evaluación económica probabilística", reportando indicadores económicos adecuados para la realización del proyecto.

La Alternativa 1 tiene una relación B/C de **20.0**, un VPN de **214.2 millones de pesos** y una TIR de **55.17 %**.

La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **12.79**, un VPN de **212.8 millones de pesos** y una TIR de **44.13 %**.

El Cuadro 10.1.18 muestra un resumen de Confiabilidad para ambas Alternativas.

Cuadro 10.1.18. 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	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de pesos 2022	244.511	392.036
Relación Beneficio/Costo	20.00	12.79

Los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo en la zona Tijuana.

11

PROYECTOS EN ESTUDIO IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

XI. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2027 – 2036.

Como establece el artículo 5, párrafo primero fracciones II, III y IV, del Reglamento de la LIE, para la elaboración del PRODESEN, se deberá considerar la coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, así como los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN.

Asimismo, la Ley de Transición Energética, el artículo 16, fracciones II, IV y V al CENACE le corresponde incluir y determinar en el PAMRNT necesidades de expansión y equipamiento de la RNT y las RGD del MEM garantizando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, así como transmitir la información que corresponda a la SENER para que se programen y ejecuten obras para la incorporación de Energía Limpias al SEN.

Atendiendo lo anterior, a continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos identificados para la ampliación de la RNT en el periodo de 2027 a 2036, que aunados a la construcción de los proyectos instruidos de los PRODESEN anteriores, al crecimiento del consumo de energía eléctrica, y las políticas y medidas que la SENER establezca para la promoción de la generación con Energías Limpias y que puedan ser soportadas de manera sustentable bajo condiciones económicas y del MEM, se podrían integrar como proyectos propuestos, o en su caso, nuevos proyectos con metas de infraestructura diferentes.

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SIN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país, entre las más relevantes se tiene el reforzamiento de Cancún y Playa del Carmen en la Península de Yucatán, el incremento en la capacidad de transmisión hacia la zona Los Cabos, un nuevo enlace de transmisión en 400 kV entre la zona Hermosillo y Caborca que permitirá exportar y/o exportar excedentes de energía desde el noreste al resto del país. Además, se han identificado el reforzamiento entre las zonas Morelos y Toluca, Veracruz y Poza Rica y finalmente una nueva Compuerta para proporcionar el suministro de energía eléctrica hacia la zona Acapulco.

En los Cuadros 11.1.1.1. a 11.1.11.3. se enlistan las obras principales para cada uno de los Corredores de transmisión identificados.

11.1.1 Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Toluca

Cuadro 11.1.1.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Morelos - Toluca / 3	230	2	65.0	abr-27	Central
Total			**65.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 11.1.1.2. Obras en Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Morelos Ampliación	Alimentador	1	230	abr-27
Toluca Ampliación	Alimentador	1	23	abr-27
Total		2		

11.1.2. Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Cancún

Cuadro 11.1.2.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Dzitnup - Riviera Maya / 3	400	2	160.0	abr-27	Peninsular
Valladolid – Playa del Carmen / 3	230	2	120.0	abr-36	Peninsular
Leona Vicario - Xib / 3, 4	115	2	12.5	abr-27	Peninsular
Total			**392.5**		

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 11.1.2.2. Obras de Transformación

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-27	Peninsular
Total			**375.0**			

T. Transformador

Cuadro 11.1.2.3. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Riviera Maya MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-27	Peninsular
Total			**116.6**		

Cuadro 11.1.2.4. Obras de Compensación

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Dzitnup	Alimentador	1	400	abr-27
Riviera Maya	Alimentador	1	400	abr-27
Leona Vicario	Alimentador	2	115	abr-27
Valladolid	Alimentador	1	230	abr-27
Playa del Carmen	Alimentador	1	230	abr-36
Total		6		

11.1.3. Expansión de la Transmisión entre Valladolid y Playa del Carmen

Cuadro 11.1.3.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid – Playa del Carmen / 3	230	2	120.0	abr-27	Peninsular
Total			**120.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 11.1.3.2. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid (reactor de línea)	Reactor	230	21.0	abr-27	Peninsular
Total			**21.0**		

Cuadro 11.3.3. Obras de Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Valladolid	Alimentador	1	230	abr-27
Playa del Carmen	Alimentador	1	230	abr-27
Total		2		

11.1.4. Expansión de la Transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos

Cuadro 11.1.4.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Turbogás Los Cabos – Cabo San Lucas Dos / 1	115	2	10.0	abr-31	Baja California Sur
El Palmar – San José del Cabo / 1	115	2	15.0	abr-33	Baja California Sur
Olas Altas - Turbogás Los Cabos / 1	230	2	165.0.	abr-34	Baja California Sur
Total			**190.0**		

1/ Tendido del primer circuito

Cuadro 11.1.4.2. Obras de Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Turbogás Los Cabos	Alimentador	1	115	abr-31
Cabo San Lucas Dos	Alimentador	1	115	abr-31
El Palmar	Alimentador	1	115	abr-33
San José del cabo	Alimentador	1	115	abr-33
Olas Altas	Alimentador	1	230	abr-34
Turbogás Los Cabos	Alimentador	1	230	abr-34
Total		6		

11.1.5. Expansión de la Transmisión entre las zonas Juchitán y Oaxaca

Cuadro 11.1.5.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia - Benito Juárez / 3	400	2	254.0	abr-31	Oriental
Benito Juárez - Oaxaca Potencia / 3	230	2	26.0	abr-31	Oriental
Benito Juárez - La Ciénega / 3	230	2	8.0	abr-31	Oriental
Total			**287.0**		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 11.1.5.2. Obras de Transformación

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez Banco 1	7	AT	875.0	400/230	abr-31	Oriental
Total			**875.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 11.1.5.3. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	133.3	abr-31	Oriental
Benito Juárez MVAr (reactor de terciario)	Reactor	13.8	42.0	abr-31	Oriental
Total			**175.3**		

Cuadro 11.1.5.4. Obras de Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Ixtepec Potencia	Alimentador	1	400	abr-31
Benito Juárez	Alimentador	1	400	abr-31
Benito Juárez	Alimentador	2	230	abr-31
Oaxaca Potencia	Alimentador	1	230	abr-31
La Ciénega	Alimentador	1	230	abr-31
Total		6		

11.1.6. Refuerzo de Transmisión entre Morelos y Toluca

Cuadro 11.1.6.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Morelos - Toluca / 4	230	2	65.0	abr-31	Central
Total			**65.0**		

4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 11.1.6.2. Obras de Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Morelos	Alimentador	1	230	abr-31
Toluca	Alimentador	1	230	abr-31
Total		6		

11.1.7. Expansión de la Transmisión entre las regiones Oaxaca y Acapulco

Cuadro 11.1.7.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez – Pinotepa Maniobras /3, 5, 6	400	2	200.0	abr-31	Oriental
Pinotepa Maniobras – Los Amates /3, 5, 6	400	2	200.0	abr-31	Oriental
Total			**400.0**		

3/ Tendido del primer circuito
5/ Operación inicial 230 kV
6./ Dos conductores por fase

Cuadro 11.1.7.2. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Pinotepa Maniobras (reactor de bus)	Reactor	230	30	abr-31	Oriental
Los Amates (reactor de línea) /6	Reactor	13.8	40	abr-31	Oriental
Benito Juárez (reactor de línea) /6	Reactor	13.8	40	abr-31	Oriental
Total			**175.3**		

6/ Incluye fase de reserva

Cuadro 11.1.7.3. Obras de Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Benito Juárez	Alimentador	1	230	abr-31
Pinotepa Maniobras	Alimentador	2	230	abr-31
Los Amates	Alimentador	1	230	abr-31
Total		4		

11.1.8. Expansión de la Transmisión entre las regiones La Laguna y Saltillo

Cuadro 11.1.8.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Andalucía - Cedros / 3	230	2	260.0	abr-32	Norte
Total			**260.0**		

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 11.1.8.2. Obras en Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Andalucía	Alimentador	1	230	abr-32
Cedros	Alimentador	1	230	abr-32
Total		2		

11.1.9. Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Poza Rica

Cuadro 11.1.9.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde - Poza Rica II / 3, 5	400	2	150.0	abr-35	Oriental
Total			**150.0**		

3/ Tendido del primer circuito
5/ Dos conductores por fase

Cuadro 11.1.9.2. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	abr-35	Oriental
Total			**50.0**		

Cuadro 11.1.9.3. Obras en Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Laguna Verde	Alimentador	1	400	abr-35
Poza Rica	Alimentador	1	400	abr-35
Total		2		

11.1.10. Expansión de la Transmisión entre las regiones Hermosillo y Seis de Abril

Cuadro 11.1.10.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Seri – Seis de Abril / 6	400	2	600.0	abr-35	Oriental
Total			**600.0**		

6/ Tres conductores por fase

Cuadro 11.1.10.2. Obras de Transmisión

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Seis de Abril Banco 4 y 5	2	AT	875.0	400/230	abr-36	Noroeste
Seri Banco 3	1	AT	450.0	400/230	abr-36	Noroeste
Total			**1325.0**			

AT. Autotransformador

Cuadro 11.1.10.3. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Seis de Abril MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	150.0	abr-36	Noroeste
Seis de Abril MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-36	Noroeste
Total			**250.0**		

Cuadro 11.1.10.4. Obras en Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Seri	Alimentador	1	400	abr-35
Seis de Abril	Alimentador	1	400	abr-35
Total		2		

11.1.11 Refuerzo de la Transmisión entre Valladolid y Playa del Carmen

Cuadro 11.1.11.1. Obras de Transmisión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid – Playa del Carmen / 4	230	2	120.0	abr-36	Peninsular
Total			**120.0**		

4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 11.1.11.2. Obras de Compensación

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid (reactor de línea)	Reactor	230	21.0	abr-36	Peninsular
Total			**21.0**		

Cuadro 11.1.11.3. Obras en Subestación Eléctrica

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria
Valladolid	Alimentador	1	230	abr-36
Playa del Carmen	Alimentador	1	230	abr-36
Total		2		

Proyectos propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT que se encuentran en estudio.

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 las reuniones, se conciliaron e identificaron propuestas de nuevos proyectos de Modernización, sin embargo, al 27 de mayo de 2022 no se cuenta con el oficio de la Dirección General de CFE Transmisión en el que proponga al CENACE la incorporación de dichos proyectos al PAMRNT 2022-2036, CENACE ha incorporado los proyectos identificados y una vez que CFE Transmisión concluya los análisis técnicos a cada uno de los proyectos deberá informar a CENACE y enviar las FIP definitivas con los análisis técnicos y económicos, para que CENACE continúe el procedimiento correspondiente en el próximo PAM.

De la interacción CENACE–CFE Transmisión, CENACE se ha considerado aquellos proyectos que cumplen con los criterios descritos en la sección 10.1, para su justificación técnica y económica.

En el cuadro 11.2.1 se muestran los proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión que se consideran en estudio.

Cuadro 11.2.1. Proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión en PAMRNT 2022 – 2036

Nombre del Proyecto	PEM	GRT CFE Transmisión	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M22-OR1	Central	jul-26	nov-26	b	El proyecto consiste en la modernización al Controlador y equipos asociados, Protecciones, Válvulas de Tiristores y Sistema de Enfriamiento del CEV de la SE Pie de la Cuesta que tiene una capacidad de +150/-50 MVAr y una tensión de conexión en 230 kV
Modernización de Línea de Transmisión subterránea Playa Norte – 73730 – Pages	M22-OR2	Oriental	dic-21	abr-26	b	El proyecto consiste en la modernización del cable subterráneo y boquillas de transición de la LT Playa Norte - 73730 - Pages
Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna	M22-NT1	Norte	nov-23	nov-24	d	Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez
Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	M22-NT2	Norte	dic-22	mar-23	b	Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios, Ford Maniobras y Philips y Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente.
Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza	M22-NE1	Noreste	abr-22	jul-23	d	Completar el esquema en anillo dentro de la configuración de las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza, a través de bahías con equipos híbridos lo que reduciría el área y distancias entre bahías debido a la falta de espacio.
Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.	M22-NE2	Noreste	sep-22	sep-23	f	Formar un anillo en la Red Eléctrica de fibra óptica en la zona de Transmisión Río escondido para evitar situaciones que por falta de comunicación eficiente pongan en riesgo la integridad de la operación y control de la energía.
Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.	M22-NE3	Noreste	sep-23	sep-23	d	Reconfigurar el arreglo de barras en la SE Saltillo para mantener la Confiabilidad y continuidad del suministro de energía en la Zona Metropolitana de Saltillo.
Sustitución de cable conductor de las líneas de transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	M22-NE4	Noreste	nov-22	mar-25	c y d	Sustitución de los conductores de las LT Rio Bravo – 83060 – Matamoros, Rio Bravo – 83660 – Matamoros, Falcon Mexicano – 83630 – Reynosa, Falcon Mexicano – 83030 – Norte y Norte – 83070 – Reynosa, para incrementar su Confiabilidad
Modernización de arreglo de barras en la SE González Ortega en 161 kV	M22-BC2	Baja California	abr-23	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE González Ortega en 161 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Mexicali
Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV	M22-BC3	Baja California	abr-23	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona San Luis Río Colorado.
Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV	M22-BS1	Baja California Sur	abr-23	abr-25	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Los Cabos.

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.

En la Figura 11.2.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT propuestos por CFE Transmisión y los identificados por CENACE.

También, cabe mencionar que los proyectos de modernización de la RNT involucran la recalibración de 2.9 km-c de líneas de transmisión en 115 kV en el estado de Veracruz, además del proyecto de sustitución del conductor al norte del estado de Tamaulipas.

En cuanto a compensación de potencia reactiva, se modernizarán equipos de protección y control, sistema de enfriamiento y válvulas de tiristores en el CEV instalado en la SE Pie de la Cuesta en el estado de Guerrero.

Finalmente, se tienen diferentes proyectos de modernización de Subestaciones Eléctricas, ya sea la modificación del arreglo de barras, recalibración de barras, modificar o complementar esquemas de barras en los estados de Baja California, Baja California Sur, Tamaulipas, Chihuahua, Coahuila. Estas obras permitirán aumentar la Confiabilidad del suministro eléctrico y brindarán una mayor seguridad al personal y en el equipo instalado en dichas Subestaciones Eléctricas.

Figura 11.2.1. Proyectos identificados de modernización de la RNT



En el cuadro 11.2.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT.

Cuadro 11.2.2. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2022 – 2036 para los proyectos identificados

Proyectos de Modernización de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento		✓	✓	✓	✓	✓
M22-OR2 Modernización de Línea de Transmisión subterránea Playa Norte – 73730 – Pages	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna			✓	✓	✓	✓
Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narcizo Mendoza			✓	✓	✓	✓
Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.			✓	✓	✓	✓
Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.			✓	✓	✓	✓
Sustitución de cable conductor de las líneas de transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modernización de arreglo de barras en la SE González Ortega en 161 kV			✓	✓	✓	✓
Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV			✓	✓	✓	✓
Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV			✓	✓	✓	✓

XI.3. Fichas de Información de Proyectos de Modernización Propuestos por CFE Transmisión y que se encuentran en estudio.

A continuación, se incluye una ficha de Información de proyecto que describe las características principales de cada proyecto de modernización de la RNT propuestos por las Gerencias Regionales de Transmisión que han sido revisadas por las Gerencias Regionales de Control de acuerdo con la ubicación de cada proyecto.

i. GCR Oriental

M22-OR1 Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVAr): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento

Diagnóstico

La SE Pie de la Cuesta se encuentra ubicada en el municipio de Yetla, Guerrero dentro del ámbito de influencia de la ZOT Guerrero. También es parte de la Red Eléctrica troncal de ZC Acapulco pues es una de las tres SE alimentada en 230 kV para el suministro de la ciudad de Acapulco.

Actualmente la Subestación Eléctrica cuenta con un AT con capacidad de 225 MVA y relación de transformación 230/115 kV denominado AT1, Cuatro LT en 230 kV las cuales son Ixtapa Potencia – 93060 – Pie de la Cuesta, Chilpancingo Potencia – 93280 – Pie de la Cuesta, Los Amates – 93050 – Pie de la Cuesta y Quemado – 93030 – Pie de la Cuesta. Además de un Compensador Estático de VARs (CEV) de -50 a +150 MVAr. El CEV es un elemento fundamental para el control de voltaje en la ZC, apoyando el soporte de tensión en la Red Eléctrica de 230 kV que depende de fuentes de suministro lejanas.

El CEV de la SE Pie de la Cuesta entró en servicio en mayo del 2005. Actualmente se encuentra en operación con baja confiabilidad derivado de la obsolescencia tecnológica de sus componentes principales y desde 2016 ha manejado un soporte y refaccionamiento limitado. El fabricante informó del término de la vida útil de la tecnología en la cual está basado el funcionamiento del CEV por lo que actualmente no se cuenta con soporte y/o refaccionamiento por parte del fabricante.

Adicionalmente, de acuerdo con el levantamiento de las condiciones operativas del CEV, realizado por los especialistas del fabricante, se informa que los sistemas de control y otros componentes principales son obsoletos, por ejemplo: control, GPS, Protecciones, y PLC del sistema de enfriamiento.

Además de que los componentes actuales en operación, en presencia de alguna falla futura, difícilmente pueden ser reparados lo que implica altos tiempos de indisponibilidad sin garantizar el funcionamiento integral de los equipos del CEV.

Problemática que resolver

La problemática que actualmente se tiene en este equipo es la obsolescencia declarada por parte del fabricante de la tecnología en la cual está basado el funcionamiento del CEV de la SE Pie de la Cuesta anunciado desde 2018. Lo cual implica que no se podrá adquirir nuevo refaccionamiento o soporte operativo.

Actualmente la ZOT ha agotado el refaccionamiento en almacenes por lo que se ha alargado el tiempo de vida útil mediante el mantenimiento preventivo de los elementos o bien el préstamo de componentes con otras Gerencias de Transmisión, aunque esta práctica es limitada debido a la incompatibilidad de componentes.

El no contar con este CEV en funcionamiento representaría un riesgo en la Confiabilidad operativa y entre sus impactos tendríamos:

- Indisponibilidad de Equipo Eléctrico Primario.
- Afectación en la compensación de potencia reactiva.
- Afectación de la estabilidad de voltaje en los nodos de Red Eléctrica en el SIN
- Indisponibilidad que afectará la adecuada operación en la RNT.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización parcial de medio ciclo de vida del CEV de la SE Pie de la Cuesta. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.1.1. y en la figura 11.3.1.1. muestra el diagrama unifilar de la Alternativa 1.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **204.09 millones de pesos de 2021** (10.10 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: julio de 2026.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2026.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico del CEV Pie de la Cuesta por lo que se mantendrán en los niveles actuales la capacidad de transmisión hacia la zona. Además de que con ello se mejorara la regulación de tensión en la ZC aún ante condiciones operativas de baja carga eliminando la necesidad de desconectar LT para evitar el incremento en los perfiles de tensión de las SE de la ZC. Por todo lo anterior se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Debido a que la problemática de la zona se refiere a la falta de compensación reactiva en la Red Eléctrica de 230 kV ante la indisponibilidad de refaccionamiento y servicio por parte del fabricante de actual CEV Pie de la Cuesta, se propone una segunda Alternativa (Alternativa 2) la cual consiste en la adquisición de un nuevo CEV con capacidad de -50/+150 MVAr que se instalaría en la SE Pie de la Cuesta.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de 425.074 millones de pesos de 2021 (21.03 millones de dólares considerando una paridad de 20.2074 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 tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

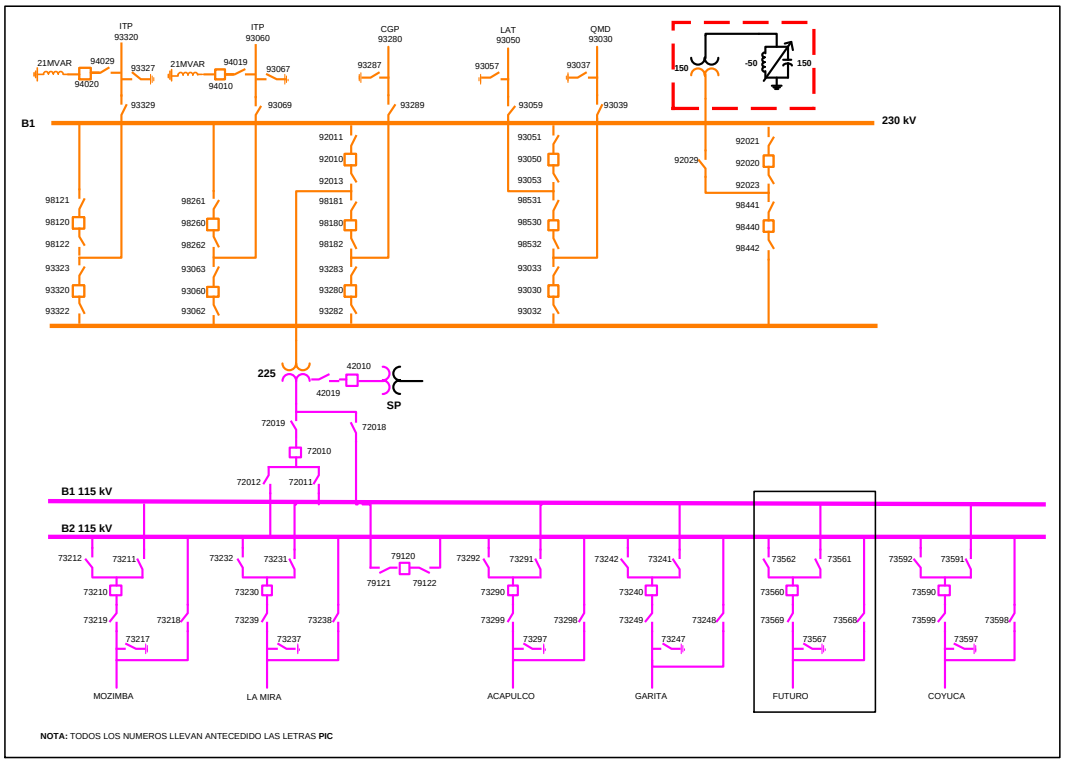
La Alternativa 1 tiene una relación B/C de **2.11**, un VPN de **144.3 millones de pesos** y una TIR de **25.61 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.16**, un VPN de **43.67 millones de pesos** y una TIR de **11.96 %**.

El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.1.1.

Cuadro 11.3.1.1. Obras asociadas a la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Control, Protección, Válvulas de tiristores y Sistemas de Enfriamiento.	1	230	jul-26	nov-26	Oriental

Figura 11.3.1.1. Diagrama unifilar de la SE Pie de la Cuesta al 2021



M22-OR2 Modernización de Línea de Transmisión subterránea Playa Norte – 73730 – Pages

Diagnóstico

La LT Playa Norte – 73730 – Pages se encuentra en el ámbito de la GCR Oriental, forma parte de la Red Eléctrica en 115 kV y opera como una de las fuentes principales para alimentar la carga en el centro y sur del Puerto de Veracruz. La línea de transmisión consta principalmente de un cable de potencia subterráneo calibre 750 kcmil tipo XLP, limitado a una capacidad de transmisión de 93 MVA a 90 °C, con una longitud de 2.9 km y fecha de entrada en operación que data de 1975.

Al tener más de 45 años en operación se cuenta con elementos que ya superaron su vida útil como lo son el cable de potencia y boquillas de transición de tal forma que ante un evento, provocará que la línea quede fuera de servicio con tiempos prolongados para su restablecimiento. Adicionalmente de acuerdo con estudios de LAPEM en su informe número K3421-131B-2020 con fecha 17 de diciembre de 2020, el cable de potencia presenta descargas parciales que degradan el conductor durante su operación.

Derivado del crecimiento natural de la demanda en el Puerto de Veracruz, se ha incrementado el flujo en la línea de transmisión mencionada de tal forma que, en el presente año, se implementó un EAR para evitar la sobrecarga de la línea de transmisión y reducir la afectación de carga ante una eventual contingencia.

Problemática que resolver

Para contar con la capacidad de transmisión requerida en la Red Eléctrica de 115 kV de la

zona Veracruz y soportar cualquier contingencia sencilla de algún elemento de transmisión (n-1), se requiere la modernización del cable de potencia y boquillas de transición de la LT Playa Norte – 73730 – Pages.

El proyecto de modernización de la LT Playa Norte – 73730 – Pages, permitirá incrementar la Confiabilidad en el suministro de energía hacia el centro y sur del puerto de Veracruz, reducir los periodos de mantenimiento, así como pérdidas I^2R la Red Eléctrica de transmisión, eliminar las acciones del EAR implementado actualmente, reducir el riesgo de afectación de la carga e incrementar la flexibilidad de la operación de la Red Eléctrica en la zona de influencia.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización del cable de potencia y boquillas de transición de la LT Playa Norte – 73730 – Pages, para aumentar su Confiabilidad.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **71.99 millones de pesos de 2021** (3.56 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico al centro y sur del Puerto de Veracruz de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Como se mencionó previamente, la Alternativa 1 consiste en modernización del cable de potencia y boquillas de transición de la LT Playa Norte – 73730 – Pages. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.1.2 y en la figura 11.3.1.2. muestra el diagrama unifilar de la Alternativa 1.

Se revisó una segunda Alternativa que consta de realizar la construcción de una línea subterránea nueva en 115 kV de la SE Playa Norte a la SE Pages de aproximadamente 3.5 km con cable de potencia, incluyendo sus alimentadores para cada Subestación Eléctrica, equipo de Protección, Control, Medición, Comunicaciones, servicios propios y ampliación caseta de control.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **124.4 millones de pesos de 2021** (6.15 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 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

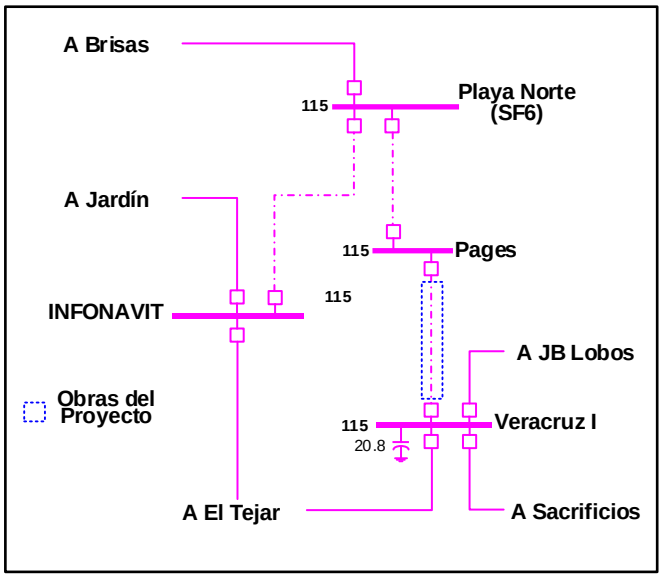
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 tiene una relación B/C de **4.14**, un VPN de **176.50 millones de pesos** y una TIR de **50.85 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **2.35** un VPN de **130.96 millones de pesos** y una TIR de **23.97 %**.

Cuadro 11.3.1.2. Modernización de Línea de Transmisión Playa Norte – 73730 – Pages

Línea de Transmisión Subterránea	Tensión	Número de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Norte – 73730 – Pages	115	1	2.9	dic-21	abr-26	Oriental
		1	2.9			

Figura 11.3.1.2. Diagrama unifilar de Modernización de Línea de Transmisión Playa Norte – 73730 - Pages



ii. GCR Norte

M22-NT1 Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna

Diagnóstico

El suministro eléctrico a la región centro sur del estado de Chihuahua se da por medio de varias Subestaciones Eléctricas, algunas de las principales son Camargo Dos, Jiménez, y Santiago Dos.

La SE Camargo Dos tiene instalados dos AT de 100 MVA cada uno con relación de transformación 230/115 kV y cinco en 115 kV, está interconectada con seis líneas de transmisión de 230 kV y cinco en 115 kV, la SE Santiago Dos tiene AT de 100 MVA 230/115 kV está interconectada por una línea de transmisión de 230 kV y cinco líneas de transmisión de 115 kV y la SE Jiménez tres transformadores de 20 MVA cada uno 115/34.5 kV y uno con relación de transformación de 115/13.8 kV, está interconectada por cuatro líneas de transmisión de 115 kV y cuenta con diez circuitos de distribución.

La tres Subestaciones Eléctricas tienen más de 40 años de operación, esto lleva a que se tengan arreglos obsoletos en los Buses de 115 kV donde no cumplen con la normativa vigente y los equipos no pueden ser integrados a las nuevas tecnologías de la información siendo necesaria su actualización para cumplir con las especificaciones normativas vigentes.

Por otro lado, la SE Valle Verde se encuentra localizada al oriente del municipio de Torreón, estado de Coahuila de Zaragoza, está conformada por dos LT de 115 kV (LT Torreón Oriente – 73320 - Valle Verde y LT Valle Verde - 73280 - California), y un transformador de 30 MVA (115/13.8 kV). Las líneas de transmisión corresponden a uno

de los corredores principales de la red troncal de la Zona Laguna y su flujo depende fuertemente de la generación de la zona. La configuración de la barra de 115 kV de SE Valle Verde, ante la salida del transformador de potencia o mantenimiento de algún interruptor de 115 kV, conlleva que salga de operación el corredor Torreón Oriente – Valle Verde – California.

En la misma zona se encuentra La SE Torreón, conformada por dos LT de 115 kV (LT Nazas – 73180 – Torreón y LT Torreón – 73190 - Diagonal), y dos transformadores de 20 MVA (115/13.8 kV). Las LT mencionadas corresponden a uno de los dos enlaces por 115 kV entre las SE Torreón Sur y Nazas, la indisponibilidad de alguno de ellos puede provocar sobrecarga en el enlace que se queda en servicio. La SE Torreón supera los 60 años de antigüedad, los elementos del nivel de 115 kV ya han superado su tiempo de vida útil teniendo equipos fuera de operación por tiempos prolongados ante falla.

Por lo anterior, considerando la importancia de estas Subestaciones Eléctricas para las zonas Camargo y Laguna, es necesario aumentar la Confiabilidad y flexibilidad operativa para garantizar su funcionamiento, ya sea ante falla, o bien ante situaciones de mantenimiento preventivo o correctivo.

Problemática que resolver

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la Zona Camargo está en continuo aumento por lo que para logar proporcionar el Suministro Eléctrico se requiere la modernización de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez, las cuales presentan las siguientes problemáticas: un arreglo obsoleto para envío de señales de potencial a los esquemas de protección, ante una contingencia en el bus de 115 kV no se tiene Alternativa de Suministro Eléctrico provocando la interrupción del mismo a los usuarios por tiempos prolongados aproximadamente de 8 a 14 hrs en lo que se repare el daño o la falla y el arreglo de bus en 115 kV provoca la degradación de la red al librar el equipo para mantenimiento reduciendo la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico.

En la Zona Laguna, en periodos de demanda máxima y media, la contingencia de la CCC Iberdrola La Laguna o del AT-01 de la SE Torreón Sur ocasiona una sobrecarga mayor al 15% de la capacidad declarada de las LT Torreón Oriente – 73320 - Valle Verde y Valle Verde – 73280 - California. La falla de cualquiera de las líneas de transmisión mencionadas provocaría un colapso parcial en la Zona Laguna. Por lo anterior, como estrategia operativa, la GCR Norte solicita la apertura de ciertas líneas de transmisión, quedando alimentadas radialmente las SE Valle Verde, California y Abastos por la LT Torreón Oriente - 73320 - Valle Verde. En el 2021, se presentaron 33 Estados Operativos de Alerta asociados al seccionamiento mencionado de la Red Eléctrica de 115 kV. Ante esta condición operativa, la salida por falla del transformador de la SE Valle Verde involucra la afectación adicional de la carga de las SE California y Abastos (80 MW de 45,842 Usuarios Finales).

En la SE Torreón ante la salida de uno de los dos transformadores por protección primaria, incluyendo PR-51NT, se afecta el total de la carga (25 MW con 20,378 Usuarios Finales) y causa la salida de operación del corredor Nazas – Torreón – Diagonal. Además, la actual barra de 115 kV de SE Torreón (del año 1960), es no normalizada, por lo cual, la modernización de esta es necesaria.

Características del Proyecto

Los proyectos propuestos para las zonas Camargo y Laguna se enlistan a continuación:

- Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez.

- Cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde.

- Modificación de arreglo del bus de 115 kV de la SE Torreón.

El desglose de las obras se muestra en los Cuadros.11.3.2.1 a.11.3.2.4.

El proyecto Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez tiene un costo de inversión estimado de **52.0 millones de pesos de 2022** (2.5 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: noviembre de 2023.
-
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2024.

El proyecto cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde tiene un costo de inversión estimado de **7.7 millones de pesos de 2021** (0.3 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.
-

El proyecto Modificación de arreglo del bus de 115 kV de la SE Torreón tiene un costo de inversión estimado de **22.0 millones de pesos de 2021** (1.08 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023
-
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.
-

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en las SE Camargo Dos, Santiago Dos, Jiménez, Valle Verde y Torreón de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez

La Alternativa 1 consiste en el arreglo de Bus 1, Bus 2 y Bus de Transferencia en 115 kV con interruptor de amarre de barras y comodín, la ampliación de casetas e instalación de equipo y la Modernización del sistema PCyM (87B, IT, IA) en las tres Subestaciones Eléctricas.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en agregar al proyecto adecuaciones de las bahías de 115 kV para llegadas subterráneas para evitar cruces de las líneas de transmisión.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **62 millones de pesos de 2021** (3.03 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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.

Cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde

La Alternativa 1 consiste en la instalación de un interruptor de tanque muerto y sus cuchillas laterales, para el cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde, incluye adecuaciones dentro de la SE. Instalación de cuchillas de salida para las dos LT de 115 kV de la SE Valle Verde. Modificaciones al esquema de PCyM de las dos líneas de transmisión de 115 kV y del transformador de potencia de 30 MVA, para adaptarse al nuevo arreglo de la barra.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en modificar la barra de 115 kV de SE Valle Verde, con la reubicación de la llegada subterránea de línea Torreón Oriente 73320 Valle Verde, cerrando la barra en anillo sin agregar un nuevo interruptor. Incluye adecuaciones dentro de la Subestación Eléctrica, así como su equipamiento.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **157.3 millones de pesos de 2021** (7.71 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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.

Modificación de arreglo del bus de 115 kV de la SE Torreón

La Alternativa 1 consiste en un arreglo nuevo de barras en anillo, con 4 interruptores tipo tanque muerto y el conductor a utilizar es el 1113 kcmil ACSR con cuchillas de 1250 A, la modernización de los tableros de PCyM en el nivel de 115 kV y la modernización del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que además de la modernización de tableros, consiste en la sustitución de la estructura de bus aéreo de 115 kV y conductor, a calibre 1113 kcmil ACSR de la S.E. Torreón, además 2 nuevos interruptores tipo tanque muerto asociados a los transformadores de 115/13.8 kV, incluyendo la sustitución de cuchillas, puentes y conectores.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **22.0 millones de pesos de 2021** (1.08 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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 tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 de la obra Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez tiene una relación B/C de **5.53**, un VPN de **230.28 millones de pesos** y una TIR de **68.73 %**.

La Alternativa 1 de la obra Cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde tiene una relación B/C de **6.27**, un VPN de **40.59 millones de pesos** y una TIR de **72.30 %**.

La Alternativa 1 de la obra Modificación de arreglo del bus de 115 kV de la SE Torreón tiene una relación B/C de **1.35**, un VPN de **7.72 millones de pesos** y una TIR de **10.30 %**.

Cuadro 11.3.2.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas del proyecto Modernización de los buses de 115 kV de las SE Camargo Dos, Santiago Dos y Jiménez

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Camargo Dos	Arreglo de Bus 1, Bus 2 y Bus de Transferencia en 115 k con interruptor de amarre de barras y comodín	1	115	nov-23	nov-24	Norte
Camargo Dos	Ampliación de casetas e instalación de equipo	1	115	Nov-23	nov-24	Norte
Santiago Dos	Arreglo de Bus 1, Bus 2 y Bus de Transferencia en 115 k con interruptor de amarre de barras y comodín	1	115	nov-23	nov-24	Norte
Santiago Dos	Ampliación de casetas e instalación de equipo	1	115	Nov-23	nov-24	Norte
Jiménez	Arreglo de Bus 1, Bus 2 y Bus de Transferencia en 115 k con interruptor de amarre de barras y comodín	1	115	nov-23	nov-24	Norte
Jiménez	Ampliación de casetas e instalación de equipo	1	115	Nov-23	nov-24	Norte
Camargo Dos	Modernización de sistema PCyM (87B, IT, IA)	1	115	nov-23	nov-24	Norte
Santiago Dos	Modernización de sistema PCyM (87B, IT, IA)	1	115	nov-23	nov-24	Norte
Jiménez	Modernización de sistema PCyM (87B, IT, IA)	1	115	nov-23	nov-24	Norte

Cuadro 11.3.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas del proyecto Cierre de la barra de 115 kV en anillo de la SE Valle Verde

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Verde	Interruptor y cuchillas para el cierre de la barra en anillo.	1	115	dic-23	dic-24	Norte
Valle Verde	Cuchillas de salida para las dos líneas.	2	115	dic-23	dic-24	Norte
Valle Verde	Modificaciones al esquema de PCyM de las dos líneas de 115 kV y del transformador de potencia de 30 MVA.	1	115	dic-23	dic-24	Norte

Cuadro 11.3.2.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas del proyecto Modificación de arreglo del bus de 115 kV de la SE Torreón

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón	Construcción de nuevo Bus en anillo, Interruptores, cuchillas y EPP.	1	115	jun-22	nov-23	Norte
Torreón	Modernización de sistema PCyM	4	115	jun-22	nov-23	Norte
Torreón	Modernización del sistema e integración del nuevo equipo al sistema SCADA	1	115	jun-22	nov-23	Norte

Diagnóstico

La SE Nombre de Dios es parte de la Red Eléctrica de la GCR Norte, se conecta en 115 KV por la LT Chihuahua Norte – 73670 - Nombre de Dios y LT Chihuahua Planta – 73360 - Nombre de Dios. Dicha SE está conformada por dos transformadores de 33 MVA con relación de transformación 115/23 kV para suministrar energía a Usuarios Finales de la Zona de Distribución Chihuahua.

La Subestación Eléctrica tiene una antigüedad superior a 40 años y su demanda se ha incrementado con el paso del tiempo, la barra de 115 kV es de cobre 250 kcmil y en condición ideal tiene una cargabilidad de 104 MVA, sin embargo, el deterioro de los conductores ha provocado fallas en las conexiones y en los conductores de dicha barra.

En la misma zona, la SE Ford Maniobras, se conecta a la Red Eléctrica de 115 KV por la LT Chihuahua Norte – 73680 - Ford Maniobras y la LT Complejo Industrial – 73700 - Ford Maniobras y tiene cuatro LT para suministrar energía a usuarios industriales particulares que representan una demanda de 44 MW.

Regularmente la carga concentrada en este bus es de 85 a 90 MVA en periodos de demanda máxima. Esta barra tiene calibre de cobre 250 kcmil, lo que permite una cargabilidad de 104 MVA. La SE Ford Maniobras, tiene una antigüedad superior a 40 años en operación y su demanda ha ido en aumento.

Se estima que la demanda de energía eléctrica en la Zona Chihuahua crecerá debido al incremento de la capacidad de transformación en la SE Chihuahua Norte con la entrada en operación de un nuevo AT de 300 MVA de capacidad con relación de transformación 230/115 kV a finales de 2022.

Por otro lado, en la Zona Laguna, la SE Philips se encuentra localizada al norte del municipio de Gómez Palacio, estado de Durango, la cual está conformada por cuatro LT aéreas de 115 kV: Philips – 73150 - Gómez Palacio, Philips – 73250 – Coronel dos subterráneas: Philips – 73140 - Gómez Palacio y Philips – 73240 - Allende, con un usuario conectado en alta tensión (Industrias de Linamar).

El flujo de potencia en las LT 73140 y 73150, cuya capacidad declarada es de 120 MVA, alcanzó valores de hasta 89 y 69 MVA en 2021. Debido a su ubicación en la red troncal, el nivel de cortocircuito de la barra de 115 kV de la SE Philips es de los más altos de la zona (aproximadamente 29 kA).

Los flujos de potencia más altos en las líneas de transmisión que inciden en la SE Philips se presentan en periodos de demanda máxima y media de la Zona Laguna, con la generación al máximo de la CCC Iberdrola La Laguna.

En la misma zona, se encuentra la SE Torreón Oriente localizada al oriente del municipio de Torreón, estado de Coahuila de Zaragoza, la cual está conformada por tres LT de 115 kV: Torreón Oriente – 73320 - Valle Verde, Torreón Oriente – 73580 - Torreón Sur y Torreón Oriente – 73590 - Torreón Sur, con dos usuarios conectados en alta tensión (Lajat y Delphi); y dos transformadores, uno de 30 MVA y otro de 20 MVA (115/13.8 kV). Las líneas de transmisión mencionadas corresponden a uno de los enlaces por 115 kV más importantes de la Zona Laguna que interconectan las SE Torreón Sur y Gómez Palacio, la indisponibilidad de este enlace, puede tener la consecuencia de sobrecarga en los enlaces entre las SE Torreón Sur y Nazas. La barra de 115 kV de la SE Torreón Oriente tiene actualmente una configuración sencilla, con conductor calibre 500 kCM de CU (ampacidad de 840 A, equivalente a 167 MVA en 115 Kv).

La SE Torreón supera los 30 años de antigüedad. Adicionalmente, para la barra de 115 kV de la SE Torreón Oriente, debido a su ubicación en la RNT, el nivel de cortocircuito de la barra de 115 kV es de los más altos de la zona (aproximadamente 19 kA).

Problemática que resolver

A continuación, se describen las posibles fallas más severas en el área de influencia del proyecto:

- En condición de demanda máxima y ante la pérdida de la LT Chihuahua Norte – 73670 - Ford Maniobras, se presentan altos flujos que superan los 90 MVA en la LT Chihuahua Norte – 73670 - Nombre de Dios, aunado a un alto nivel de corto circuito (13.8 kA), representa un alto riesgo de falla al no contar con protección diferencial, afectando al usuario industrial en la Red Eléctrica de 115 KV.

- Ante el disparo de la LT Chihuahua Norte – 73670 - Nombre de Dios, se presentan flujos que superan los 100 MVA en la LT Chihuahua Norte – 73680 – Ford Maniobras. Con esta contingencia resulta una red radial, dificultando las libranzas para el mantenimiento en los equipos de la zona, incrementando el riesgo de sobrecarga del bus Ford Maniobras. Con una carga aproximada de 44 MW en condiciones de demanda máxima en caso de falla el tiempo estimado de rehabilitación del bus es de 22 horas de trabajo, afectando desde 616 MWh hasta 1470 MWh en caso de falla de la LT Chihuahua Planta – 73270 - Complejo Industrial.

La LT Chihuahua Norte - 73680 Ford Maniobras, cuenta con un conductor de calibre 477 kcmil ACSR, presenta problema de cargabilidad, existiendo la posibilidad de superar su límite de 119 MW. Por lo tanto, el hecho de corregir el problema del bus de Ford Maniobras permite diferir la problemática de la mencionada LT, sin embargo, se debe de recalibrar en el corto plazo.

La LT Chihuahua Norte – 73680 - Ford Maniobras, mide 1.85 Km y cuenta con 20 estructuras; 6 de remate y 14 de suspensión. Como toda línea de transmisión antigua, conlleva detalles de deterioro tanto en conductores como en juntas, causando esto probables puntos calientes a niveles altos de carga y, por ende, probables fallas de desconexión.

En la Zona Laguna, la barra aérea de la SE Philips es de conductor calibre 250 kcmil de cobre (ampacidad de 540 A, equivalente a 107 MVA en 115 kV), por lo que, ante la contingencia de la LT 73140 o LT 73150, se presenta sobrecarga en la línea de transmisión restante y la propia barra de la Subestación Eléctrica. Por los altos flujos en las líneas de transmisión y el alto nivel de cortocircuito en la barra de 115 kV de la SE Philips, se ha presentado la apertura de puentes (disparo de LT Philips – 73240 - Allende el 20 de septiembre de 2021) y, ante falla de equipos de la Subestación Eléctrica, se han presentado puntos calientes en conectores y puentes (disparo de LT Philips – 73140 - Gómez Palacio el 07 de julio de 2021).

Debido al arreglo en anillo de la barra de la SE Philips, ante la necesidad de salida de alguna de sus líneas de transmisión, una contingencia sencilla puede involucrar una contingencia doble. Por ejemplo, ante la salida a mantenimiento de la LT Philips – 73140 - Gómez Palacio, la contingencia de la LT Philips – 73250 - Coronel involucra también la pérdida de la LT Philips - 73240 Allende, al quedar ésta energizada en vacío desde SE Allende.

En la misma zona, en el periodo de demanda máxima, la SE Torreón Oriente presenta flujos de potencia altos en las líneas de transmisión que inciden a esta Subestación Eléctrica, presentándose durante la contingencia de la CCC Iberdrola La Laguna. Dicha condición representa un

26% de sobrecarga en el conductor actual, mientras en el escenario nocturno durante la misma contingencia, la suma de los flujos de las LT 73580 y 73590 es de 195 MVA, lo cual se distribuirá en la barra de 115 kV de se Torreón Oriente, y representa un 17% de sobrecarga en el conductor actual.

Características del Proyecto

Los proyectos propuestos para las zonas Chihuahua y Laguna se enlistan a continuación:

- Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios y Ford Maniobras.
- Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Philips.
- Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente.

El proyecto Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios y Ford Maniobras tiene un costo de inversión estimado de **10.3 millones de pesos de 2021** (0.5 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2023.

El proyecto Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Philips tiene un costo de inversión estimado de **7.2 millones de pesos de 2021** (0.3 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: octubre de 2023.
-

El proyecto Modernización de la barra de 115 kV de la SE Torreón Oriente tiene un costo de inversión estimado de **4.92 millones de pesos de 2021** (0.24 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2023.
-

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en la Zona Chihuahua, se incrementará la seguridad del corredor de transmisión Chihuahua Norte – Nombre de Dios, aumentará la seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa de la barra de 115 kV de la SE Philips y la SE Torreón Oriente de acuerdo con los criterios de planeación del SEN, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios y Ford Maniobras.

La Alternativa 1 consiste en el reemplazo de los conductores de las barras principal y de transferencia de 115 kV de las SE Nombre de Dios y Ford Maniobras, así como las bajantes de alimentación a los elementos conectados a estas y los insumos necesarios para realizar las conexiones a dichos elementos, colocando en lugar del actual cable de cobre calibre 250 kcmil por un cable calibre 795 kcmil tipo ACSR, sin dejar de lado que se debe de recalibrar la LT Chihuahua Norte – 73680 - Ford Maniobras de conductor calibre 477 kcmil a 795 kcmil, en el corto plazo, de ser posible en la misma libranza. El desglose de las obras se muestra en los Cuadros 11.3.2.4 a 11.3.2.5.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa cuya diferencia consiste en la recalibración de los elementos por un cable calibre 900 kcmil ACSR.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **12.05 millones de pesos de 2021** (0.59 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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.

Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Philips.

La Alternativa 1 consiste en la recalibración de la barra aérea de 115 kV de la SE Philips con conductor calibre 611 kcmil ACCC de alta temperatura y baja flecha (con una ampacidad de 1231 Amperes a 180°C), considerando la estructura existente. Incluye adecuaciones dentro de la Subestación Eléctrica y reemplazo de las cuchillas laterales de los cinco interruptores que componen la barra, de 800 A por 1250 A de capacidad.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa cuya diferencia consiste en la sustitución de la estructura de la barra aérea de 115 kV y conductor a calibre 1113 kcmil ACSR de la S.E. Philips, incluye adecuaciones dentro de la Subestación Eléctrica.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **7.49 millones de pesos de 2021** (0.36 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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.

Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente

La Alternativa 1 consiste en La recalibración de la barra aérea de 115 kV de la SE Torreón Oriente con conductor calibre 1113 kcmil tipo ACSR, con una ampacidad de 1110 A, equivalente a 221 MVA en 115 kV. También se debe considerar reemplazar todos los puentes hacia las tres líneas de transmisión en anillo en calibre 1113 kcmil tipo ACSR. Se debe considerar la sustitución de TC's (de 600/5 por 2000/5) en las bahías de las LT Torreón Oriente 73580 y 73590. Las cuchillas laterales de los tres interruptores de línea de transmisión en anillo que componen la barra de la SE Torreón Oriente son de 1250 A de capacidad, por lo que no es necesario su reemplazo

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa cuya diferencia consiste en la construcción de un Bus de Transferencia con su IN-77000 (comodín), con conductor calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un nuevo tablero de PCyM, para el IN-77000.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **26.91 millones de pesos de 2021** (0.36 millones de dólares de 2022 considerando una paridad de 20.2074 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 tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 de la obra Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Nombre de Dios y Ford Maniobras tiene una relación B/C de **2.99**, un VPN de **20.57 millones de pesos** y una TIR de **33.01 %**.

La Alternativa 1 de la obra Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Philips tiene una relación B/C de **2.94**, un VPN de **14.11 millones de pesos** y una TIR de **32.39 %**.

La Alternativa 1 de la obra Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente tiene una relación B/C de **1.45**, un VPN de **2.22 millones de pesos** y una TIR de **11.89 %**.

Cuadro 11.3.2.4. Obras de equipo de Recalibración de la barra de 115 kV de la SE Philips.

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Philips	Recalibración de la barra aérea de 115 kV con conductor calibre 611 kCM ACCC de alta temperatura y baja flecha.	1	115	abr-23	oct-23	Norte
Philips	Reemplazo de las cuchillas laterales de los cinco interruptores que componen la barra.	10	115	abr-23	oct-23	Norte
Philips	Cuchillas de salida para las cuatro líneas.	4	115	abr-23	oct-23	Norte

Cuadro 11.3.2.5. Obras de equipo de Modernización de la barra de 115 kV de SE Torreón Oriente.

Subestación Eléctrica	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Oriente	Recalibración de Bus con calibre 1113 ACSR, considerando materiales adicionales necesarios.	1	115	jun-22	nov-23	Norte
Torreón Oriente	TC's para LT's 73580 y 73590.	6	115	jun-22	nov-23	Norte

iii. GCR Noreste

M22-NE1 Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narcizo Mendoza

Diagnóstico

Las SE Laredo Poniente y Narcizo Mendoza pertenecen a la zona Nuevo Laredo de la GCR Noreste. Dicha zona presenta problemática de flexibilidad operativa entre ambas SE que datan de la fecha de construcción de estas.

Las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza operan en los niveles de tensión de 138 kV (configuración de la Subestación Eléctrica de anillo incompleto) y 13.8 kV (con arreglo de barra principal y barra de transferencia) y cada una cuenta con dos íneas de transmisión en 138 kV. La capacidad de transformación de la SE Laredo Potencia está conformada por un banco de transformación de 30 MVA y uno de 40 MVA, mientras que la SE Narciso Mendoza cuenta con un banco de transformación de 30 MVA y con proyección a futuro para la instalación de un segundo banco.

Cuando se requiere desenergizar para dar en licencia de mantenimiento cualquier equipo en nivel de tensión de 138 kV, se propicia la condición de red y carga radial con riesgo de afectación de hasta 62,467 usuarios de la zona Nuevo Laredo.

Lo que se pretende con el proyecto es evitar condiciones como las anteriormente mencionadas donde se considere la modificación de la construcción de las SE Narciso Mendoza y Laredo Poniente, dándole mayor Confiabilidad a los Centros de Carga de la zona Nuevo Laredo, tanto con Red Eléctrica completa como ante contingencias sencillas con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del SEN.

Problemática que resolver

Dentro de las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza se detecta la necesidad de implementar el anillo completo como proyecto de modernización, aumentando la Confiabilidad en la zona Nuevo Laredo. Actualmente, ante la CSS (apertura de LAP 83590) se presentan sobrecargas en la LT Campestre – 83580 – Ojo Caliente, condición que pone en riesgo la carga de la zona.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización de las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza, completando el esquema en anillo dentro de la configuración de ambas Subestaciones Eléctricas a través de bahías con equipos híbridos (interrupción y seccionamiento aislados en gas SF6), lo que reduciría el área y distancias entre bahías debido a la falta de espacio.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **58.9 millones de pesos de 2021** (2.9 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: julio de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con el incremento en la demanda de la zona Nuevo Laredo la necesidad de brindar mantenimiento a los equipos en 138 kV y ante la contingencia sencilla más severa, se presentarán condiciones que ponen en riesgo la integridad de la carga en la zona al quedar alimentada de forma radial parte de esta. Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en la zona Nuevo Laredo de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

La Alternativa 1 consiste en completar el arreglo en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza a través de bahías con equipos híbridos. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.3.1. El diagrama unifilar simplificado de ambas Subestaciones Eléctricas se muestra en la figura 11.3.3.1 y 11.3.3.2.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en la construcción de dos Subestaciones Eléctricas de potencia tipo intemperie dentro de la zona Nuevo Laredo, con las características necesarias para propiciar Confiabilidad y una configuración anillada en la zona.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **366.82 millones de pesos de 2021** (18.1 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 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 tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Cuadro 11.3.3.1. Obras en Subestación Eléctrica del proyecto de Modernización de las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza para sustitución de bahía en 138 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Interruptor 138 kV	1	Pieza	abr-22	jul-23	Noreste
Cuchillas desconectadoras en 115 kV	8	Pieza	abr-22	jul-23	Noreste
Transformadores de Corriente en 138 kV	6	Pieza	abr-22	jul-23	Noreste

Figura 11.3.3.1. Diagrama unifilar de la SE Laredo Poniente

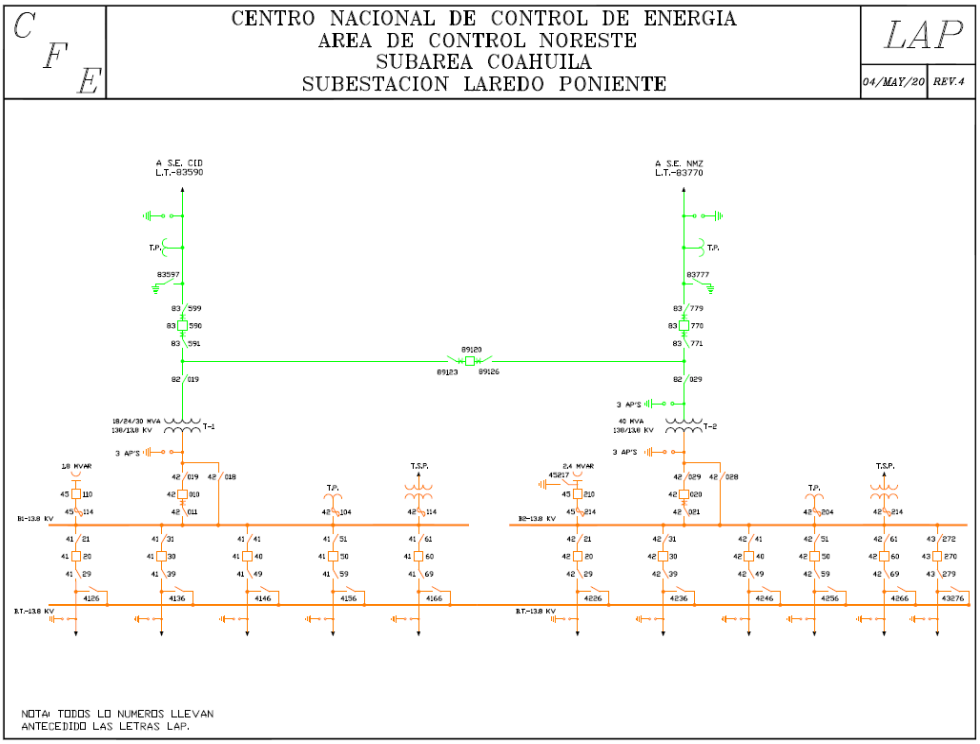
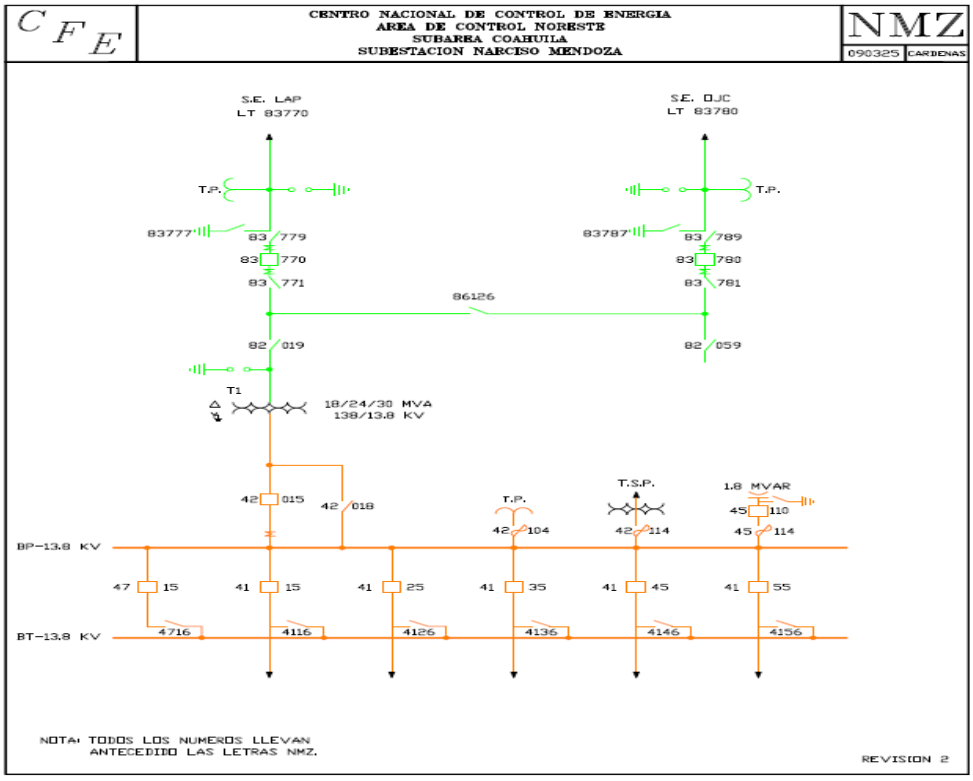


Figura 11.3.3.2. Diagrama unifilar de la SE Laredo Poniente



M22-NE2 Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.

Diagnóstico

Las SE Carbón Dos, Lampazos y Escobedo pertenecientes a la GCR Noreste están conectadas entre sí por líneas de transmisión en un nivel de tensión de 400 kV y con cable de guarda convencional.

Problemática que resolver

La problemática presente desde el año 2007, referente al tráfico de comunicaciones radial que se genera en la Zona de Transmisión Monclova-Sabinas (ZT MON-SAB) correspondiente a las LT Mezquite (MMQ) – 93099 – Escobedo (ESC), Mezquite (MMQ) – 93010 – Monclova (MON) y Monclova (MON) – 93020 – Nueva Rosita (NUR) y en la Zona de Transmisión Río Escondido (ZT REC) en las LT Nueva Rosita (NUR) – 93630 – Nava (NAV) y Carbón Dos (CBD) - A3H30 – Arroyo del Coyote (ADC), en donde ante posibles contingencias de los elementos asociados a la red nacional de Fibra Óptica (RNFO) se tendrían fuera de operación servicios tanto de clientes internos como externos en ambas zonas, así como la pérdida del control de Subestaciones Eléctricas monitoreadas tanto por la ZOT Coahuila como por CENACE, complicándose los escenarios del año 2022 en adelante derivado del proyecto de modernización de las nuevas maestras instaladas, en 2021 por CENACE y en este año por la ZOT Coahuila.

Lo que se pretende es evitar la interrupción o apagón digital en donde se pierda toda comunicación en la ZT MON-SAB y la Zona de Transmisión Río Escondido ZT REC, además de los servicios de sus clientes internos y externos.

A continuación, se describen las fallas más severas en el área de influencia del proyecto:

- En la Figura 11.3.3.3. se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Zona Monclova con la LT de las SE Escobedo y Monclova. Considerando una falla en el cable OPGW se tendría una afectación de 30 clientes internos y 26 clientes externos. Afectando el control de la ZOT Coahuila en la Red Eléctrica de 115 kV en la Zona Monclova y el monitoreo del CENACE en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV en la ZT MON-SAB y ZT REC así como la perdida de comunicación con las Centrales Termoeléctricas Carbón Dos y José López Portillo, e CH Amistad.
-
- En la Figura 11.3.3.4. se muestra un diagrama unifilar simplificado de la Zona Sabinas con la LT 93020 que conecta a las SE Monclova y Nueva Rosita. Considerando una falla en el cable OPGW se tendría una afectación de 26 clientes internos y 17 clientes externos. Afectando el monitoreo del CENACE en la Red Eléctrica de 400 kV y 230 kV en la ZT MON-SAB y ZT REC así como la pérdida de comunicación con las Centrales Termoeléctricas Carbón Dos y José López Portillo, y CH. Amistad.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **70.0 millones de pesos de 2021** (3.46 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: septiembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: septiembre de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con el incremento de ancho de banda en los servicios de clientes internos y externos en los enlaces de fibra óptica de las redes SDH, MPLS-TP e IP-MPLS en la ZOT MON-SAB y ZOT es necesario contar con un anillo en la Red Eléctrica de fibra óptica en la ZT REC para evitar situaciones que por falta de comunicación eficiente pongan en riesgo la

integridad de la operación y control de la energía en ambas zonas.

Con la propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de Comunicaciones a cargo de la Subgerencia de Comunicaciones como es el mantener la confiabilidad en lo servicios otorgados a las diferentes especialidades y procesos en la GRTNE.

Alternativas analizadas

El proyecto consiste en la Modernización del Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica tipo OPGW en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.3.2. El diagrama unifilar de ambas regiones se muestra en la figura 11.3.3.3 y 11.3.3.4.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en la Rehabilitación de estructuras en la LT Falcon Mexicano (FAM) – 83630 – Reynosa (REY) para la instalación de cable de fibra óptica OPGW en la LT Arroyo del Coyote – 83010 – Falcon Mexicano y Falcon Mexicano – 83630 – Reynosa en donde se necesita la intervención del Presente Departamento Líneas con el fin de determinar la factibilidad de la instalación de cable OPGW por las líneas mencionadas.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **75.9 millones de pesos de 2021** (3.76 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 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 tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Cuadro 11.3.3.2. Obras en SE del proyecto de Modernización de Cables de Guarda

Subestación Eléctrica	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fibra óptica	1	Pieza	sep-22	sep-23	Noreste
Herrajes de suspensión	8	Pieza	sep-22	sep-23	Noreste
Amortiguadores	6	Pieza	sep-22	sep-23	Noreste
Sujetadores	12	Pieza	sep-22	sep-23	Noreste
Cajas de empalme	6	Pieza	sep-22	sep-23	Noreste
Obra Civil	1	Lote	sep-22	sep-23	Noreste
Puesta en Servicio	1	Lote	sep-22	sep-23	Noreste

Figura 11.3.3.3. Diagrama unifilar red troncal de fibra óptica en la Zona de Transmisión Monclova con las principales líneas de transmisión.

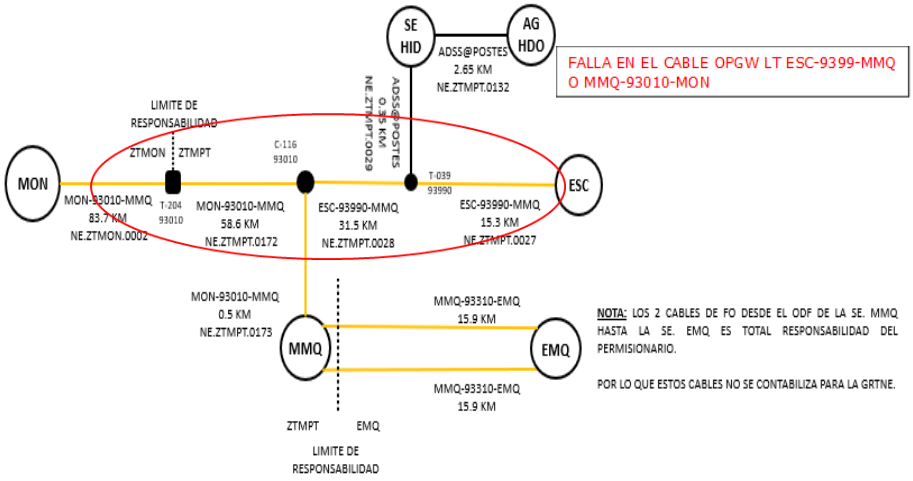
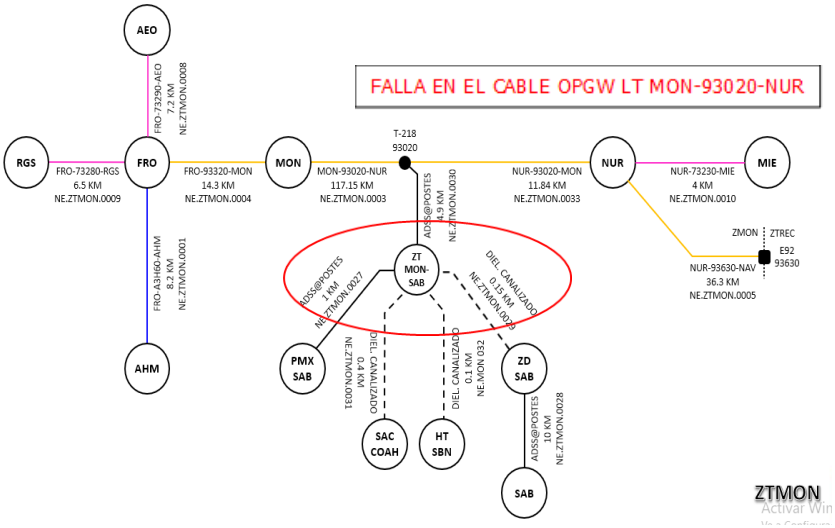


Figura 11.3.3.4. Diagrama unifilar red troncal de fibra óptica en la Zona de Transmisión Monclova con las principales líneas de transmisión.



M22-NE3 Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición

Diagnóstico

La SE Saltillo pertenece a la zona Saltillo de la GCR Noreste. Dicha Subestación Eléctrica cuenta con una capacidad de transformación de 200 MVA a través de 2 AT 230/115 kV de 100 MVA cada uno, los cuales operan en máximos promedios del 70% de su capacidad de transformación pudiendo alcanzar valores del 90% bajo ciertas condiciones de generación y flujo en enlaces de la Red Eléctrica de 230 kV; por lo que contar con un arreglo de Bus 1, Bus 2 y con opción a transferencia en el nivel de 115 kV incrementará las opciones de maniobras para la operación y mantenimiento de la Red Eléctrica asociada.

Por lo anterior, se requiere cambiar el arreglo de la SE Saltillo en 115 kV y modernización de tableros PCyM para dar mayor Confiabilidad a los Centros de Carga de la zona Saltillo, tanto con Red Eléctrica completa como ante contingencias sencillas con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del SEN.

Problemática que resolver

La problemática que se presenta actualmente es derivada del crecimiento de la carga asociada a la Red Eléctrica en la zona Saltillo, en combinación con la antigüedad de dicha instalación; la cual, al tener una fecha de entrada en operación del año 1968, fue diseñada para características de demanda muy diferentes a las actuales.

En los años recientes, se han presentado fallas propias de una línea de transmisión (descargas, afectación por terceros, entre otras) en enlaces asociados al bus de 115 kV de la SE Saltillo, en las que se produce daño de los puentes de cable conductor que interconectan equipo eléctrico primario de las bahías en la SE Saltillo a los buses de 115 kV. Este daño del conductor puede provocar una falla entre fases de circuito, una falla con un circuito aledaño, contacto a tierra e incendios. Como medida correctiva inmediata se ha han instalado puentes auxiliares entre buses y bahías para restablecer los circuitos afectados a su condición operativa.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la reconfiguración del arreglo de barras en la SE Saltillo, se espera mantener la Confiabilidad y Continuidad del suministro de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de Saltillo, evitando las interrupciones y afectación de carga por fallas en la Red Eléctrica asociada. Además, se evitará el tener enlaces limitados por el calibre reducido, asegurando que las líneas de transmisión en el nivel de 115 kV asociadas a SE Saltillo se mantengan en los valores óptimos operativos.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **144.6 millones de pesos de 2021** (7.1 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: septiembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: septiembre de 2023.

Análisis de Confiabilidad

Con la reconfiguración del arreglo de barras y su recalibración a un calibre 1113 kcmil ACSR en la SE Saltillo, se espera incrementar la Confiabilidad y Continuidad del suministro de energía en la Zona Metropolitana de Saltillo, evitando las interrupciones y afectación de carga por fallas en la Red Eléctrica asociada. Además, se evitará el tener enlaces limitados por el calibre reducido, asegurando que las LT en el nivel de 115 kV asociadas a SE Saltillo se mantengan en los valores óptimos operativos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son la Disponibilidad, Eficiencia, Calidad, Confiabilidad y Continuidad del SEN.

Alternativas analizadas

La Alternativa 1 consiste en la construcción del arreglo Barra 1, Barra 2 con opción a transferencia en 115 kV en nueva ubicación dentro de la misma Subestación Eléctrica, con suministro de caseta integral. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.3.3. La figura 11.3.3.5. muestra el diagrama unifilar de la SE.

El proyecto comienza con la construcción de las bahías en la nueva ubicación para la posterior migración del arreglo de Barra 1, Barra 2 con opción a Transferencia, considerando además el nuevo arreglo con un calibre mayor al actual, siendo de 1113 kcmil ACSR. Así mismo se considera la

modernización de los tableros PCYM con el suministro de una caseta integral que alojará el nuevo equipamiento.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en la recalibración del bus existente, el cual opera como barra principal y barra de transferencia. Para lo anterior se requiere libranza de todas las bahías asociadas al bus de 115 kV de la SE Saltillo.

Lo anterior, dado la disposición de estas, y para garantizar la seguridad del personal que realizará las actividades.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de 42.6 millones de pesos de 2021 (2.1 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 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.

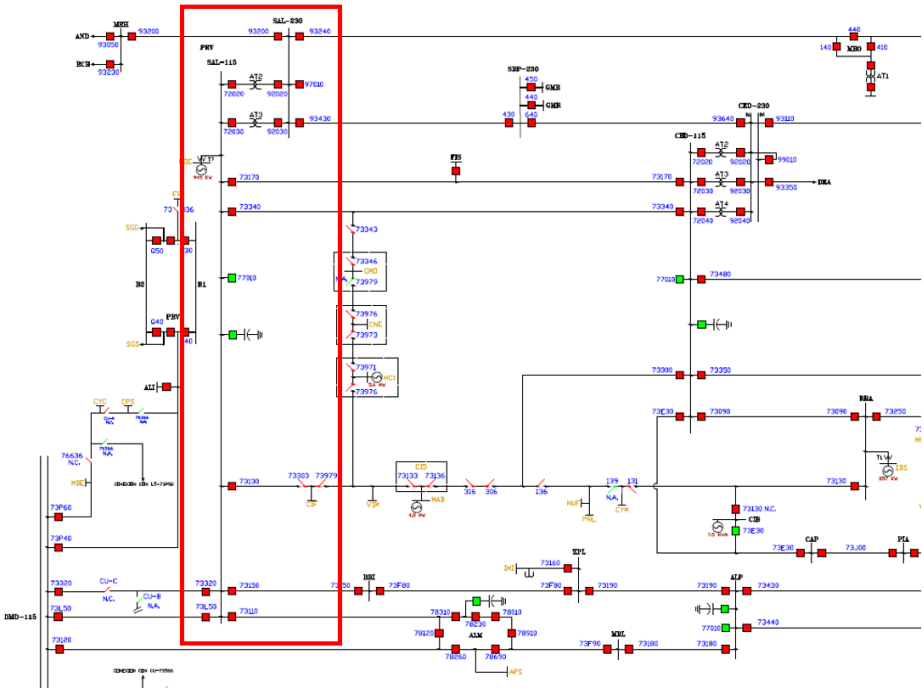
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Cuadro 11.3.3.3. Requerimiento de Protecciones del proyecto de Modernización de la SE Saltillo para adición de nueva bahía en 115 kV

Subestación Eléctrica	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tablero integral PCyM	1	Sección	sep-23	sep-23	Noreste
Gabinete MES Bahía (SE Seis de Abril)	1	Sección	sep-23	sep-23	Noreste
Cable de Control	2	Lote	sep-23	sep-23	Noreste
Obra civil y adecuación de Caseta de Control	1	Lote	sep-23	sep-23	Noreste
Puesta en servicio	1	Lote	sep-23	sep-23	Noreste

Figura 11.3.3.5. Diagrama unifilar de la SE Saltillo 2021



M22-NE4 Sustitución de cable conductor de las líneas de transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.

Diagnóstico

La LT Río Bravo (RIB) – 83060 – Matamoros (MTM), está compuesta por 188 estructuras autosoportadas de doble circuito, de las cuales de la estructura 486 a la 674 comparte con la LT RIB-83660-MTM, cuenta con una longitud de 55.39 km los cuales en su totalidad son aéreos, con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR con una disposición en vertical, con un aislador tipo polimérico por fase con disposición en "I" y dos cables de guarda de acero galvanizado 3/8, el voltaje de operación es de 138 kV. Tiene fecha de puesta en operación que data del año 1964 y cuenta con dos interconexiones en forma radial. En la estructura 586 se tiene interconectado el TAP denominado Empalme – 83066 – Valle Sur el cual alimenta las SE Valle Hermoso y Valle Sur, con una longitud de 30.5 km, compuesto por 295 postes de acero autosoportados con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR y un cable de guarda 5/16, con una fecha de puesta en operación del 9 de junio del 2013. En la estructura 665 se tiene interconectado el TAP de alimentación de una Subestación Eléctrica particular (Closures Interiors). En la estructura 522 se tiene interconectado el TAP que alimenta a la SE Nuevo Progreso, con una longitud de 11.0 km, compuesto por 72 postes de acero autosoportados, con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR, y un cable de guarda 5/16 y cable de fibra óptica OPGW, de fecha de puesta en operación del 2003, en la estructura 586 se tiene interconectado el TAP que alimenta la SE Valle Hermoso, en la estructura 656 se tienen interconectados los TAPs de la LT Falcón Mexicano (FAM) – 83630 – Reynosa (REY), está compuesta por 411 estructuras autosoportadas doble circuito, de las cuales de la estructura 1 a la 365 comparte con la LT FAM-83030-REY, cuenta con una longitud de 105.5 km, los cuales en su totalidad son aéreos, con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR con una disposición en vertical, con un aislador tipo polimérico por fase con disposición en "I" y dos cables de guarda de acero galvanizado 3/8, el voltaje de operación es de 138 kV, de fecha de puesta en operación del año 1963.

La LT FAM-83630-REY cuenta con dos interconexiones en forma radial. En la

estructura 185 se tiene interconectado el TAP que alimenta la SE Camargo y en la estructura 235 se tienen interconectado el TAP de alimentación de la SE Valadeces, la alimentación de la SE Sandoval y la SE particular Shaw.

Problemática que resolver

La problemática que se presenta en el enlace Rio Bravo– Matamoros LT 83060, 83660, en los últimos años de operación se han presentado fallas por ruptura de conductor con tiempos prolongados de reparación afectando el suministro de energía eléctrica, derivado de esta causa se solicitó a LAPEM revisar la condición del conductor emitiendo el dictamen identificado con la clave: K3404-192/2018 donde se indica que la causa raíz es derivado de que el cable se encuentra debilitado por corrosión y perdida de material en corona interior, exterior y núcleo, recomendando su reemplazo total. Derivado de lo anterior se tiene limitación de la transmisión de energía eléctrica en estas líneas.

Los conductores del enlace Falcón Mexicano – Reynosa LT 83630, 83030, 83070, originalmente formaban parte de un mismo enlace Falcon Mexicano– Reynosa– Matamoros y por tal motivo el enlace FAM-REY está expuesto a presentar las mismas condiciones del enlace Rio Bravo– Matamoros.

Así mismo, por el deterioro del conductor se tiene la problemática de que en casos de emergencia o estados operativos de alerta los enlaces anteriormente mencionados se encuentran limitados y, por lo tanto, el respaldo a través de estos enlaces es insuficiente.

Características del Proyecto

El proyecto consiste en la sustitución de los conductores de las LT RIB – 83060 –MTM, RIB– 83660 –MTM, FAM – 83630 – REY, FAM– 83030 – Norte (NRE) y Norte (NRE) – 83070 – REY, para aumentar su Confiabilidad.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de 223.2 millones de pesos de 2021 (11.0 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: noviembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2025.

Análisis de Confiabilidad

Con la sustitución de los conductores en estos enlaces Rio Bravo – Matamoros y Falcon Mexicano – Reynosa, se tiene como objetivo, mejorar la confiabilidad y continuidad del suministro de energía de la zona Frontera Tamaulipas, así como normalizar la capacidad de las LT y con esto dar el soporte de los flujos en los enlaces antes mencionados.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son la Disponibilidad, Eficiencia, Calidad, Confiabilidad y Continuidad con el fin de mantener el desarrollo y la operación eficiente del SEN, así como el cumplimiento del Código de Red.

Alternativas analizadas

En particular para los enlaces Rio Bravo – Matamoros LT 83060, 83660 y FAM –REY LT 83630, 83030, 83070, su área de influencia es la zona Fronteriza, la cual abarca desde Nuevo Laredo – Reynosa – Matamoros, Tamaulipas, por lo cual la condición de deterioro que se tiene en las líneas de transmisión que conforman estos enlaces, representan un potencial riesgo para la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica en esta región, tanto en condiciones normales de operación como en casos de estado de emergencia de la RNT, por lo tanto es de vital importancia llevar a cabo el proyecto de sustitución de conductores de estos enlaces.

La Alternativa 1 consiste en la sustitución de los conductores de las LT RIB – 83060 –MTM, RIB– 83660 –MTM, FAM – 83630 –REY, FAM – 83030 –NRE y NRE – 83070 –REY. El desglose de las obras se muestra en el Cuadro 11.3.3.4. La figura 11.3.3.6. muestra el diagrama unifilar simplificado de la Subestación Eléctrica.

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en la construcción de nuevas LT para los enlaces RIB–MTM LT 83060, 83660 y FAM –REY LT 83630, 83030, 83070.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de 775.4 millones de pesos de 2021 (38.3 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 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.

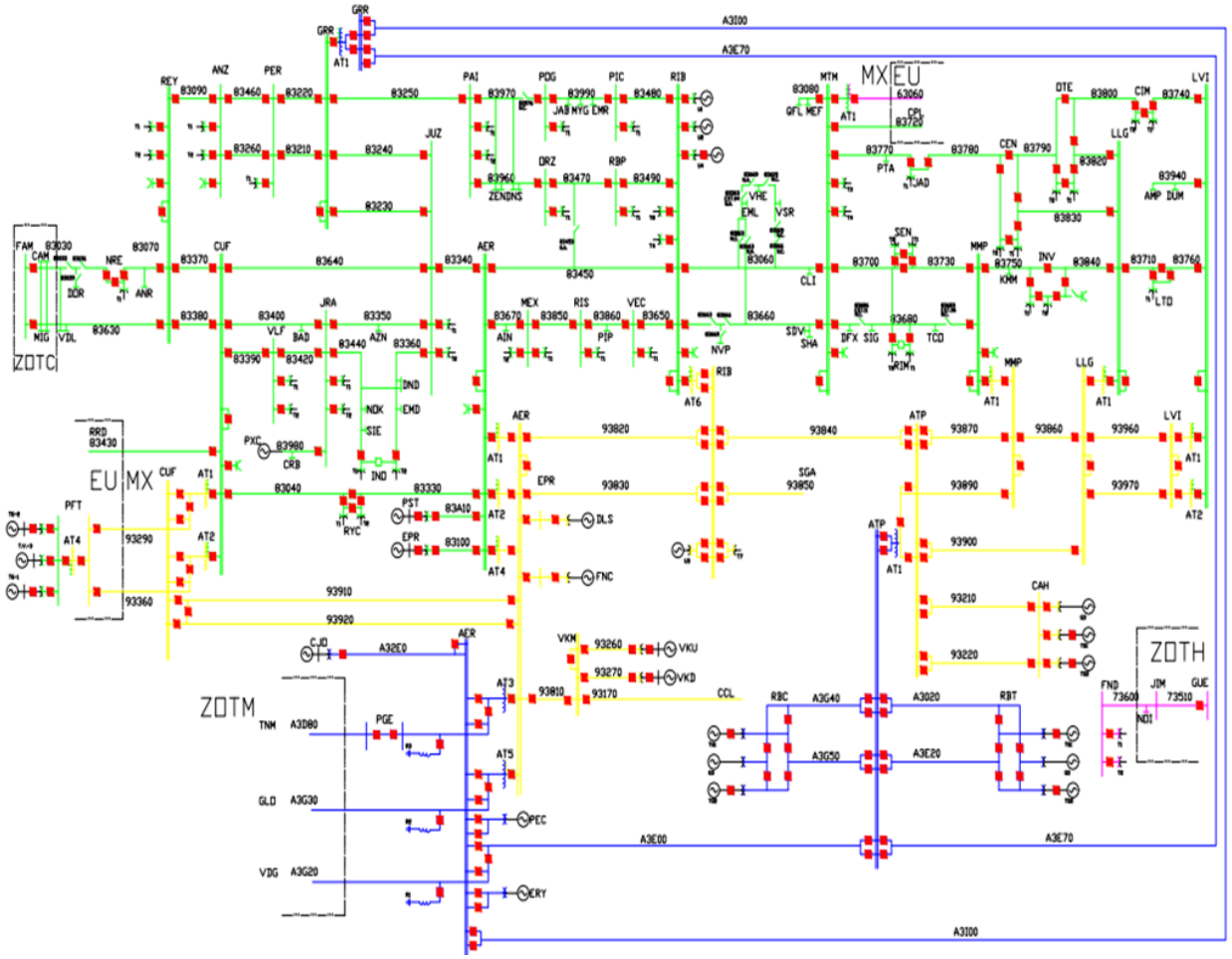
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Cuadro 11.3.3.4. Obras de transmisión del proyecto Modernización de las líneas de transmisión en los enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sustitución de conductor del enlace Río Bravo – Matamoros	138	2	1	Pieza	nov-22	mar-25	Noreste
Sustitución de conductor del enlace Falcón Mexicano – Reynosa	138	2	1	Pieza	nov-22	mar-25	Noreste

Figura 11.3.3.6. Red Trocal Troncal Zona Transmisión Frontera Tamaulipas



iv. GCR Baja California

El proyecto de Modernización de barras de la SE González Ortega en 161 kV ha sido incorporado como una necesidad previa a la entrada en operación del proyecto estratégico Central Ciclo Combinado González Ortega, por lo que se realizará como un proyecto de refuerzo asociado al mismo y que ha sido incorporado a los refuerzos del proyecto mediante oficio 300.124/2022 "Obras de refuerzo a la Red Nacional de Transmisión asociadas a la CCC González Ortega. Por tanto, se incorpora a detalle únicamente para referencia.

M22-BC2 Modernización de arreglo de barras en la SE González Ortega en 161 kV

Diagnóstico operativo.

La SE González Ortega (GOR) forma parte de la infraestructura eléctrica de la zona Mexicali en el ámbito del SIBC, se encuentra ubicada al sureste de la ciudad de Mexicali, asimismo, se encuentra cercana a los proyectos de generación y unidades que han formado parte del Protocolo Correctivo.

La ciudad de Mexicali tiene un incremento en la demanda de energía eléctrica, los tipos de carga que se tiene en la zona es de tipo rural, que alimenta ejidos y campos agrícolas. Actualmente, al crecimiento demográfico de la ciudad ha aumentado, y con ello su demanda considerada como residencial urbana. Parte de la energía de la ciudad de Mexicali es abastecida a través de la SE González Ortega.

Actualmente la SE González Ortega, opera con un arreglo de barras con bus principal (BP) y bus de transferencia (BT), tiene conexión con cuatro líneas de transmisión en 161 kV, dos bancos de transformación de distribución: el primero con una capacidad de 50 MVA y relación de transformación de 161/34.5 kV y el segundo con una capacidad de 40 MVA y relación de transformación de 161/13.8 kV, y un banco de capacitores de 21 MVAr en 161 kV. Adicionalmente, cuenta con enlaces en la Red Eléctrica de distribución en la SE Mexicali Oriente (MOE) y la SE Tecnológico (TEK), las cuales conectan a usuarios con carga industrial.

En el mediano plazo, se tiene contemplado adicionar Centrales Eléctricas de generación con el objetivo de satisfacer la demanda de energía eléctrica pronosticada en el SIBC en los siguientes años.

A continuación, se describen las fallas más severas que se han registrado en la ciudad de Mexicali:

- En enero de 2019 se presenta el disparo de LT González Ortega – 83360 – Mexicali, con error de telemetría en interruptor GOR 82200, evitando recuperar la carga en el tiempo habitual.
- En enero de 2019 se presenta el disparo de LT González Ortega – 83270 – Carranza afectando la telemetría del interruptor de LT y afectando los bancos de transformación de SE Carranza y SE González Ortega.

Con el objetivo de incrementar la Confiabilidad de la Red Eléctrica del SIBC, anticipando la interconexión de Centrales Eléctricas y los cambios en la topología en la Red Eléctrica de 161 kV que se prevé en años futuros, en particular en la ciudad de Mexicali, se requiere modernizar la SE González Ortega.

La nueva infraestructura, garantizará los criterios definidos conforme al CdR, en cuanto a eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el SIBC. Los equipos de nueva tecnología proporcionan selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, permitiendo menor afectación a la RNT y menor tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los clientes.

Descripción del proyecto para atender la problemática identificada

El proyecto consiste en cambiar el arreglo actual de barras en la SE González Ortega en 161 kV para la conexión de líneas de transmisión, bancos de transformación de distribución, bancos de compensación de potencia reactiva, existentes y futuros, así como, enlaces de interconexión alrededor de nuevas Centrales de Generación.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
-
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Alternativa 1

El proyecto de la Alternativa 1, tiene un costo de inversión estimado de **25.112 millones de pesos de 2021** (1.24 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar), para realizar la modernización de arreglo de barras de la SE González Ortega para operar a doble barra (Bus Principal y Bus Auxiliar, BP-BA) en 161 kV.

El Cuadro 11.3.4.1. muestra el resumen de las metas físicas de la Alternativa 1.

Cuadro 11.3.4.1. Equipo Eléctrico Primario y Protección, Control y Medición de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. González Ortega	1	Bus en 161 kV	abr-23	abr-25	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 161 kV	12	Cuchilla apertura lateral	abr-23	abr-25	Baja California
	12	Aislador	abr-23	abr-25	Baja California
	6	Transformador de Corriente	abr-23	abr-25	Baja California
	6	Transformador de Potencial Inductivo	abr-23	abr-25	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	1	Sección DB-PA-SX	abr-23	abr-25	Baja California
	1	Sección IA-PA-SX	abr-23	abr-25	Baja California
	4	Sección LT-8-87-87-PA-IN	abr-23	abr-25	Baja California
	2	Sección especial tipo Enlace 161 kV, para arreglo con barra principal y barra auxiliar	abr-23	abr-25	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	1	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-23	abr-25	Baja California

Alternativa 2

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa, la cual tiene un costo estimado de inversión de **90.42 millones de pesos de 2021** (4.5 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar), consiste en la modernización de las barras con Arreglo de Interruptor y Medio, dando la Confiabilidad y flexibilidad a la Subestación Eléctrica, permitiendo realizar actividades de mantenimiento sin necesariamente dejar indisponibles elementos de la RNT, considerando los siguientes elementos:

El Cuadro 11.3.4.2. muestra el resumen de las metas físicas de la Alternativa 2.

Cuadro 11.3.4.2. Equipo Eléctrico Primario y Protección, Control y Medición de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. González Ortega	1	Bus en 161 kV	abr-22	abr-25	Baja California
	12	Interruptores	abr-22	abr-25	Baja California
	24	Cuchillas	abr-22	abr-25	Baja California
	18	Aislador	abr-22	abr-25	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 161 kV	6	Transformador de Corriente	abr-22	abr-25	Baja California
	3	Transformador de Potencial Inductivo	abr-22	abr-25	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	Lote	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-22	abr-25	Baja California
Equipo de protección, Control y Medición	Lote	Sección PCyM, Sección RD-IN, Sección DB-7-PA, etc	abr-22	abr-25	Baja California

Análisis beneficio-costo

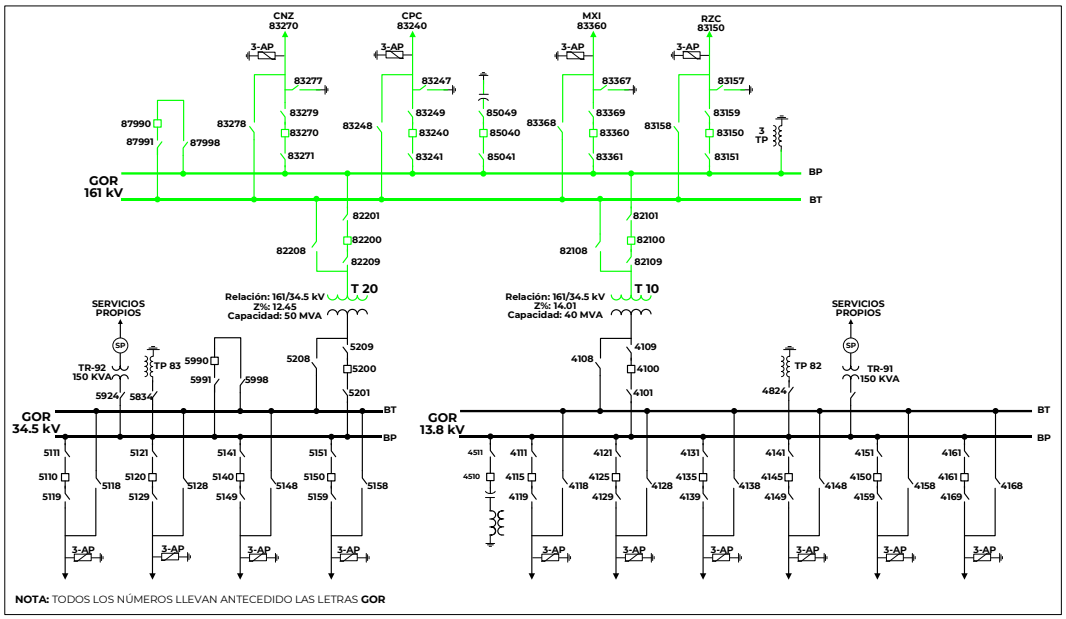
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 relación B/C de **2.68**, un VPN de **39.32 millones de pesos** y una TIR de **30.52 %**.

La Alternativa 2 presenta un costo elevado con respecto a la Alternativa 1, por lo que los beneficios obtenidos no serían suficientes para realizar el proyecto.

La Figura 11.3.4.1. muestra el diagrama unifilar de la SE González Ortega de 2021, se aprecia la configuración del arreglo actual en las barras de la Subestación Eléctrica.

Figura 11.3.4.1. Diagrama unifilar de la SE González Ortega de 2021.



M22-BC3 Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV

Diagnóstico operativo.

La SE Ruiz Cortines (RZC) forma parte de la infraestructura eléctrica de la zona San Luis Río Colorado en el ámbito SIBC, se encuentra ubicada al noreste del municipio de Mexicali, Baja California, muy cercano al estado de Sonora, fue energizada por primera vez en el año 1970 siendo, desde entonces y hasta la fecha, una de las instalaciones más importantes para el suministro de energía eléctrica del Valle de Mexicali, Baja California y San Luis Río Colorado, Sonora, tiene gran relevancia por alimentar parte de la carga del Valle de Mexicali, además, cuenta con un enlace de transmisión con el Sistema Eléctrico Arizona Public Service (APS) de EE.UU., para condiciones de emergencia utilizado para transferir carga ante problemas de déficit de generación en el SIBC.

Actualmente la SE Ruiz Cortines, opera con un arreglo de barras con bus principal (BP) y bus de transferencia (BT) en 161 kV, tiene conexión con: cuatro líneas de transmisión en 161 kV, dos bancos de transformación de distribución con una capacidad de 75 MVA y

relación de transformación de 161/34.5 kV cada uno, cuentan además con cambiador de derivaciones bajo carga alimentando 9 circuitos en media tensión y un banco de capacitores de 10.8 MVAr en 34.5 kV. Adicionalmente la SE Ruiz Cortines cuenta con un banco de capacitores de 31.6 MVAr en 161 kV.

En el mediano plazo, se tiene contemplado adicionar Centrales Eléctricas de generación con el objetivo de satisfacer la demanda de energía eléctrica pronosticada en el SIBC en los siguientes años.

En 2019 y 2020 se registraron disparos del banco de capacitores CP04 de la SE Ruiz Cortines, mientras que en febrero de 2021 se presentó el disparo de la LT Ruiz Cortines – 83150 – González Ortega, por lo que no se descarta la probabilidad de la ocurrencia del disparo del bus de 161 kV de la SE.

Debido a que en la zona San Luis Río Colorado no se cuenta con generación de potencia activa y reactiva que ayude al suministro de energía eléctrica, no se tiene soporte de voltaje ante contingencias sencillas llegando a operar esquemas de bajo voltaje, presentándose el fenómeno de recuperación lenta de voltaje (FIDVR, por sus siglas en ingles), debido a la concentración de carga mayormente inductiva (motores monofásicos), este fenómeno se presenta en toda la región Valle del SIBC (zonas Mexicali y San Luis Río Colorado) al ser una parte deficitaria en potencia activa y reactiva.

Con el objetivo de incrementar la Confiabilidad de la Red Eléctrica del SIBC, anticipando la interconexión de Centros de Carga y Centrales Eléctricas, así como los cambios en la topología en la Red Eléctrica de 161 kV que se prevé en años futuros en la zona San Luis Río Colorado, se requiere modernizar la SE Ruiz Cortines.

La nueva infraestructura, garantizará los criterios definidos conforme al CdR, en cuanto a eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en un elemento crítico para el SIBC. Los equipos de nueva tecnología proporcionan selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, permitiendo menor afectación a la RNT y menor tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los clientes.

Descripción del proyecto para atender la problemática identificada

El proyecto consiste en modernizar el arreglo actual de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV para la conexión de líneas de transmisión, bancos de transformación de distribución, bancos de compensación de potencia reactiva, existentes y futuros, así como, enlaces de interconexión alrededor de nuevas Centrales Eléctricas.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Alternativa 1

El proyecto de la Alternativa 1, tiene un costo de inversión estimado de **28.02 millones de pesos de 2021** (1.4 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar), consiste en la modernización de arreglo de barras de la SE Ruiz Cortines para operar a doble barra (Bus Principal y Bus Auxiliar, BP-BA) en 161 kV.

El Cuadro 11.3.4.2. muestra el resumen de las metas físicas de la Alternativa 1.

Cuadro 11.3.4.2. Equipo Eléctrico Primario y Protección, Control y Medición de la Alternativa 1

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. Ruiz Cortines	1	Bus en 161 kV	abr-23	abr-25	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 161 kV	9	Cuchilla apertura lateral	abr-23	abr-25	Baja California
	32	Aislador	abr-23	abr-25	Baja California
	6	Transformador de Corriente	abr-23	abr-25	Baja California
	6	Transformador de Potencial Inductivo	abr-23	abr-25	Baja California
Instalación de Tablero PCyM	1	Sección DB-PA-SX	abr-23	abr-25	Baja California
	1	Sección IA-PA-SX	abr-23	abr-25	Baja California
	4	Sección LT-8-87-87-PA-IN	abr-23	abr-25	Baja California
	2	Sección especial tipo Enlace 161 kV, para arreglo con barra principal y barra auxiliar	abr-23	abr-25	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	1	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-23	abr-25	Baja California

Alternativa 2

Se realizó el análisis de una segunda Alternativa, la cual tiene un costo estimado de inversión de **85.70 millones de pesos de 2021** (4.2 millones de dólares de 2021 Considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar), consiste en la modernización de arreglo de barras para operar a Bus 1 y Bus 2 con doble interruptor, el cual brinda mayor Confiabilidad, flexibilidad y permite distribuir mejor las cargas, esta Alternativa considera los siguientes elementos:

El Cuadro 11.3.4.3. muestra el resumen de las metas físicas de la Alternativa 2.

Cuadro 11.3.4.3. Equipo Eléctrico Primario y Protección, Control y Medición de la Alternativa 2

Subestación Eléctrica	Cantidad	Equipo	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cambio de arreglo de Barras en SE. Ruiz Cortines	1	Bus en 161 kV	abr-23	abr-25	Baja California
	9	Interruptores	abr-23	abr-25	Baja California
	19	Cuchillas	abr-23	abr-25	Baja California
	18	Aislador	abr-23	abr-25	Baja California
Instalación de Equipo Eléctrico Primario en 161 kV	6	Transformador de Corriente	abr-23	abr-25	Baja California
	3	Transformador de Potencial Inductivo	abr-23	abr-25	Baja California
Obra Civil y Electromecánica	Lote	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	abr-23	abr-25	Baja California
Equipo de protección, Control y Medición	Lote	Sección PCyM, Sección RD-IN, Sección DB-7-PA, etc	abr-23	abr-25	Baja California

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por ENS que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

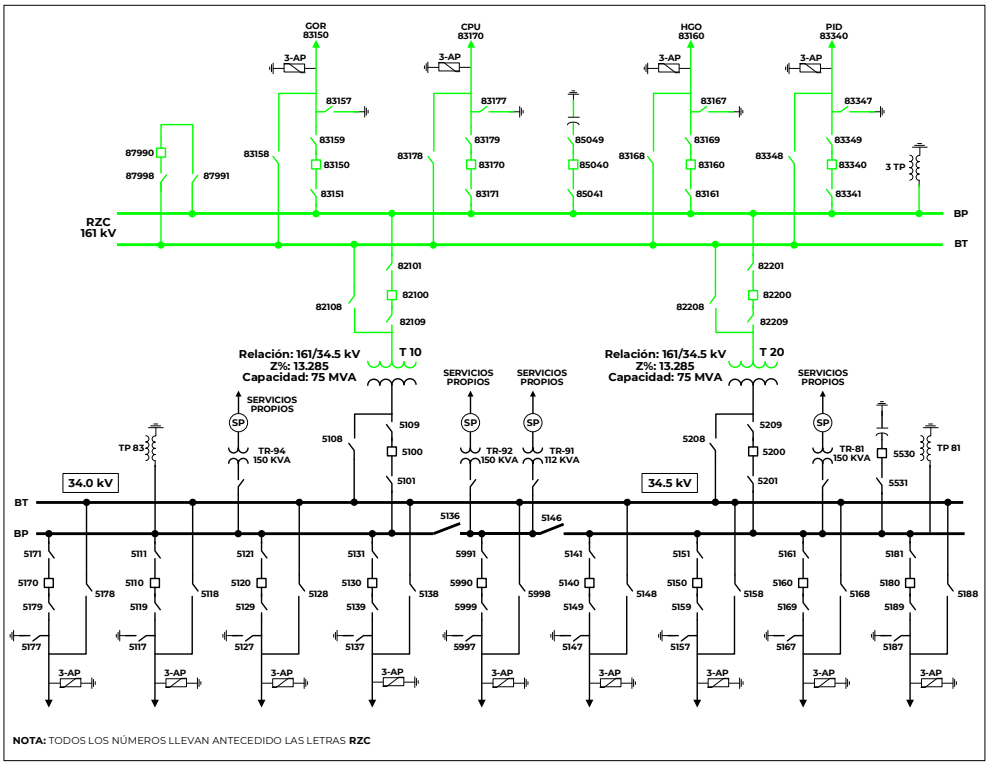
La Alternativa 1 relación B/C de **2.62**, un VPN de **43.06 millones de pesos** y una TIR de **34.06 %**.

La Alternativa 2 es muy costosa con respecto a la Alternativa 1, por lo que los beneficios obtenidos no serían suficientes para realizar el proyecto de la Alternativa 2. Se revisarán otras Alternativas de solución para el

disponer de una segunda Alternativa del proyecto.

La Figura 11.3.4.2. muestra el diagrama unifilar de la SE Ruiz Cortines de 2021, se aprecia la configuración del arreglo actual en las barras de la Subestación Eléctrica.

Figura 11.3.4.2. Diagrama unifilar de la SE Ruiz Cortines de 2021.



M22-BS1 Modernización de arreglo de barras de la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV

Diagnóstico

La SE Cabo San Lucas Dos (CAD) fue energizada por primera vez en el año 1993, siendo desde entonces y hasta la fecha una de las instalaciones más importantes para el suministro de energía eléctrica del municipio de Cabo San Lucas, en los últimos años el crecimiento de la demanda ha tenido un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexión de Centros de Carga de índole turístico, así como el crecimiento poblacional en la ciudad de Cabo San Lucas.

La SE Cabo San Lucas Dos opera con una barra de 115 kV que tiene un arreglo de Barra Principal y Barra de Transferencia, que sirve para la conexión de 4 líneas de transmisión y 2 transformadores de carga de relación de transformación 115/13.8 kV con capacidad de 30 MVA cada uno y un banco de Capacitores que por degradación a través del tiempo ha reducido su capacidad y actualmente aporta un máximo de 10.5 MVAr en 115 kV. Cabe mencionar que en el año 2021 se recurrió a un transformador móvil durante los meses de verano para poder cubrir con la demanda. Por lo anterior, es una Subestación Eléctrica de vital importancia y gran concentración de carga en el SIBCS.

Actualmente con el arreglo de barra existente en SE Cabo San Lucas Dos no se tiene la Confiabilidad y flexibilidad necesarias, ya que ante contingencia de

cualquiera de las barras se tendría un corte de suministro de energía en un área significativa afectando a un gran número de clientes.

Problemática que resolver

La SE Cabo San Lucas Dos opera con un arreglo de barra principal y barra de transferencia en 115 kV, que al ocurrir una contingencia sencilla en la barra se afectará la totalidad de la carga que proporciona mediante los dos transformadores que se encuentran en la Subestación Eléctrica y que dejarían de suministrar la energía requerida en el área de influencia, la cual en el año 2020 fue de 52.3 MW en la ciudad de Cabo San Lucas que comprende tres cargas prioritarias de esta zona como son; el Hospital General Instituto de Servicios de Salud BCS, IMSS Hospital de Subzona #26 y la Desaladora de los Cabos (conectada en la LT de 115 kV de CAD-TCB), afectándose un total de 30 mil Usuarios Finales.

Al ser la SE de Cabo San Lucas Dos donde se presenta la mayor concentración de carga de tipo comercial y residencial, se impactan directamente los indicadores comprometidos de Confiabilidad (ENS, SAIDI).

Por lo anterior, se requiere operar la SE Cabo San Lucas Dos con un arreglo de barras que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas y que de presentarse fallas en una de las barras las afectaciones sean menores reduciendo considerablemente la pérdida de carga que da servicio en 13.8 kV.

Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **37.671 millones de pesos de 2021** (1.86 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar) y consiste en las metas físicas mostradas en el cuadro 11.3.4.3. y la figura 11.3.4.3. muestra el diagrama unifilar de la Subestación Eléctrica.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

La Alternativa 1 consiste en la modernización del arreglo de barras de la SE Cabo San Lucas Dos de Barra Principal y Barra Auxiliar contemplando el equipo primario, tableros PCyM necesario para completar el arreglo de barra principal y barra auxiliar, además de obra civil y electromecánica para ofrecer mayor Confiabilidad y Continuidad de servicio a la RNT que es de gran importancia local y regional.

Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en la SE Cabo San Lucas Dos, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el servicio tanto en condiciones de Red Eléctrica completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión, beneficiando a los clientes de la Zona de influencia.

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 modernización de barras en la SE Cabo San Lucas Dos, se revisó una opción alterna que consiste en una propuesta de cambio de arreglo para la operación a doble interruptor por bahía, que contempla la instalación de 7 interruptores adicionales, equipo primario asociado, tableros PCyM, obra civil y electromecánica, el cual brinda una mayor Confiabilidad, pero a un costo más elevado.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **86.251 millones de pesos de 2021** (4.01 millones de dólares de 2021 considerando una paridad de 20.2074 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 **"Modernización de arreglo de barras de la SE Cabo San Lucas Dos (BP+BA)"**, es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

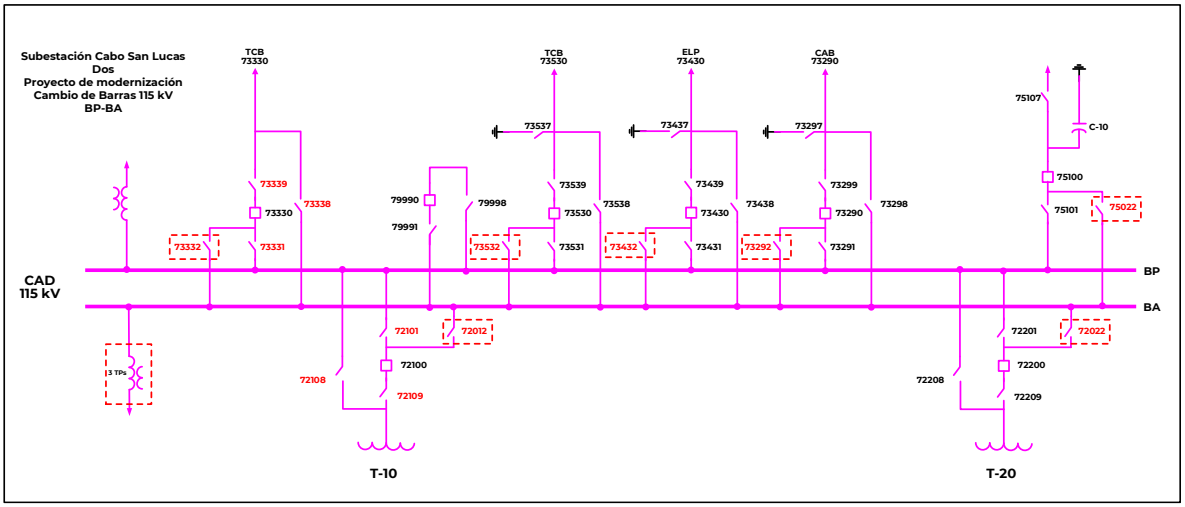
La evaluación económica del proyecto de la Alternativa 1 aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de "Evaluación económica tipo Costo - Beneficio" de CFE Transmisión, reportando una relación B/C de **6.37**, un VPN de **193.39 millones de pesos** y una TIR de **173.56 %**.

La Alternativa 2 con arreglo con doble interruptor por bahía tiene una relación B/C de 2.69, un VPN de 138.85 millones de pesos y una TIR de 36.81 %.

Cuadro 11.3.4.3. Obras del proyecto M22-BS1 Modernización de arreglo de Barras de la SE Cabo San Lucas Dos (BP+BA)

Subestación Eléctrica	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuchilla pantógrafo	7	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Cuchilla V CPT (73339)	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
CU V SPT (73331, 73338, 72101, 72108 y 72109)	5	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Aisladores	18	Pieza	abr-2	abr-25	Baja California
Transformador de Corriente	15	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Transformador de Potencial Inductivo	24	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Obra civil y electromecánica (Incluye Reubicación)	1	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Sección PCyM LT-7-87-87-PA-IN	4	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Sección PCyM IA-7-PA-IN	1	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Sección PCyM TD-7-PA-IN	2	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Sección PCyM CP-7-PA-IN	1	Lote	abr-23	abr-25	Baja California
Sección RD-IN (2RD-1)	2	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Sección DB-7-PA-IN (12 circuitos)	1	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Cable de control	Lote	Lote	abr-23	abr-25	Baja California
Sección VCD	4	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Sección VCA	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Ampliación Caseta (Obra Civil)	Lote	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Banco de Baterías 125 VCD	2	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Cargadores de Baterías	3	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Tablero de Transferencia VCA	1	Sección	abr-23	abr-25	Baja California
Tablero de Transferencia VCD	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Sección MCAD S.P.	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Sección CCL	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
LAN Switch Capa 2 Smart Grid Sección SCADA	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Equipo Amplificador /Distribuidor de Sincronía GPS	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Red SCADA y de Sincronía	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Equipo de prueba simulador SCADA	1	Lote	abr-23	abr-25	Baja California
Inversor 2 KVA	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California
Sistema de alarma contra incendios	1	Pieza	abr-23	abr-25	Baja California

Figura 11.3.4.3. Diagrama unifilar simplificado del proyecto M22-BS1 Modernización de arreglo de Barras en la SE Cabo San Lucas Dos (BP+PA)



Capítulo XII

APLICACIONES DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

XII. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes

Redes Eléctricas Inteligentes

La Red Eléctrica Inteligente comprende la integración de tecnologías de generación y de almacenamiento de energía, comunicaciones e información para una infraestructura de energía eléctrica mejorada que atiende cargas y puede proporcionar una evolución continua de aplicaciones para el Usuario Final.

La infraestructura de energía eléctrica se considera tradicionalmente en términos de centrales eléctricas síncronas que proporcionan electricidad a los consumidores. Un enfoque de red inteligente integrado y completamente automatizado puede brindar opciones de operación, seguridad y control tanto a los operadores del sistema como a los clientes para mejorar la confiabilidad del sistema de energía. Las tecnologías de red inteligente brindan la oportunidad de enfoques alternativos para optimizar la operación del sistema de energía eléctrica. Los enfoques alternativos de tecnología de red inteligente para la operación pueden comprender:

- Optimizar el balance de generación y demanda mediante el uso flexible de la generación, esquemas de almacenamiento y cargas controlables en fracciones de segundo.
- Equipos optimizados para las condiciones actuales que tenga el sistema.
- Podrían incluir la temperatura ambiente, los flujos de energía, mantenimientos, etc.
- El uso de controles locales de generación, almacenamiento y carga para atender las congestiones de equipos y los problemas relacionados a calidad de la energía.

La generación masiva incluye cualquier generación y esquemas de almacenamiento que estén conectados directamente al sistema de transmisión. La generación y el almacenamiento pueden tener cualquier tamaño, incluyendo grandes plantas de generación, pero también pequeña generación y almacenamientos conectados al sistema.

En el mercado se considera la operación de la generación y el almacenamiento para proporcionar una operación económica.

Las tecnologías de almacenamiento masivo pueden incluir energía hidroeléctrica con esquemas de plantas de rebombeo, aire comprimido, energía geotérmica, almacenamiento en equipamiento de superconductores y lo más actual en base a baterías. Actualmente en el mundo se está invirtiendo en plantas productoras de celdas de batería y en investigación avanzada y en la aplicación de baterías de almacenamiento para operar en forma coordinada con las fuentes renovables FV y EO. En resumen, la incorporación de sistemas de almacenamiento con las tecnologías de generación renovable permite aumentar la eficiencia y un mejor aprovechamiento del recurso renovable.

Integración de Renovables y complementos mediante Baterías de Almacenamiento de la Energía

Los retos operativos impuestos al sistema por la variabilidad y la incertidumbre que presentan la generación EO y FV requieren incorporar las tecnologías para el almacenamiento de energía eléctrica. Lo cual representa una aportación a la flexibilidad[76] operativa, con un fortalecimiento de la seguridad y de la

[76] En el reporte WG C5.27 del CIGRE de 2020 "Short-term flexibility in power systems: drivers and solutions", define a la Flexibilidad como "la disponibilidad de los elementos de utilizar la capacidad para la producción y consumo de energía eléctrica de manera libre y oportuna en respuesta a las condiciones cambiantes del Sistema Eléctrico que pueden ser señaladas por precios o controles técnicos. Cuando más flexible es la "Capacidad" (eliminar restricciones en los elementos), se satisfacen las necesidades en corto plazo del Sistema."

Confiabilidad en el sistema. Por lo anterior, se debe complementar las instalaciones de generación variable, considerando sistemas de almacenamiento con base a baterías, incluyendo los inversores de "acoplamiento" al sistema. Diferentes tipos de compuestos químicos usados en las baterías, principios de funcionamiento para establecer la evaluación técnica-económica de los servicios de almacenamiento.

Las aplicaciones particulares en la integración de renovables al sistema eléctrico y los servicios conexos que prestan permitirán recuperar la inversión, considerando los factores que afectan la viabilidad de los proyectos de almacenamiento con base a sistemas de baterías adicionando un análisis técnico-financiero.

La integración de las energías renovables en conjunto con baterías de almacenamiento presenta particularidades, dependiendo del nivel de tensión para su conexión y las funciones a desarrollar:

- Redes de distribución
    - Congestión
    - Calidad de la energía
- Redes de transmisión
    - Error de pronóstico
    - Congestión de redes
    - Requerimientos de rampas en horas críticas
    - Regulación
- Suavizamiento del pico de la demanda o el "traslado" de la energía en el tiempo
- Estudios técnico-económicos para los proyectos de almacenamiento

En forma particular los sistemas de almacenamiento con base a baterías y sus aplicaciones en el sistema eléctrico debe considerar aspectos generales, y requerimientos técnicos como: eficiencia, tiempo de respuesta, vida útil y ciclo de trabajo, así como la capacidad requerida para una aplicación particular.

Los casos con propósitos específicos pueden orientarse a:

- La regulación de frecuencia,
- La integración tándem con energías renovables,
- El suavizamiento del pico de la demanda y
- La nivelación de la demanda a lo largo de las horas del día.

Dentro de los riesgos a considerar se tiene la posibilidad de una pobre definición de su aplicación, la separación respecto de las necesidades de la operación y de las actividades y requerimientos de la red, la aplicación de las tarifas de la energía en modo de suministro y en modo de carga, así como la seguridad y la protección del equipo mismo. Contribuciones relacionadas como puede ser la reducción de emisiones, los procesos de reciclaje de las propias baterías, el posible uso de baterías de vehículos eléctricos en esquemas de almacenamiento de energía.

En la parte técnica específica se encuentra el modelado del almacenamiento de energía y sus modos de control para interactuar con el sistema eléctrico, cumpliendo con los servicios conexos requeridos y complementar la operación de la generación eólica y/o solar. Las herramientas de simulación para el análisis de los proyectos basados en baterías de almacenamiento, un conocimiento somero sobre la química de las baterías y comparaciones técnicas en las aplicaciones de diversos sistemas de almacenamiento de energía, incluyendo la posibilidad de usar métricas comparativas para diferentes tecnologías.

El PIIRCE 2022-2036 integra del año 2026 al 2036 4,505 MW en sistemas de almacenamiento con baterías para garantizar la integración de Energía Limpias FV y EO, para garantizar que en la demanda nocturna se cubra la VIRPe-MR sin la necesidad de incorporar UCE térmicas para cubrir la demanda máxima nocturna. Además, garantice un riesgo para la Reserva Operativa diurna ante la variabilidad e

incertidumbre de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia FV y EO.

En el PIIRCE 2022-2036 se observa que se tiene una distribución de los sistemas de almacenamiento con baterías, para cumplir con los requerimientos de reserva y respaldo para garantizar la operación del SEN.

Como siguientes pasos, se deberán integrar los requerimientos y recursos de Flexibilidad actuales y los futuros tanto de UCE de arranque rápido, CCC y los sistemas de almacenamiento de baterías, con el objetivo de determinar si se puede cumplir con las metas de Energías Limpias con los resultados del PIIRCE. Donde se deben evaluar los costos relacionados con la Flexibilidad, la reserva y el respaldo, por ejemplo., ENS, costos operativos de CE Convencionales por Arranque/Paro, cargas cíclicas, Rampas Subir/Bajar, niveles de Gases Efecto Invernadero en arranque y rampas, entre otros. De esta forma, evaluar los Beneficios entre Alternativas para satisfacer la Flexibilidad, la reserva y el respaldo en la planeación operativa y de largo plazo; y ·diseñar las regulaciones (Servicios Conexos) para impulsar la rentabilidad del MEM, para poder cumplir las metas de Energía Limpia, de manera económicamente viable y garantizando la Confiabilidad.

Proyectos del CEMIE-Redes

Antecedentes

El Conacyt emitió una convocatoria el 12 de marzo de 2018, para que las instituciones nacionales, institutos de investigación e investigadores nacionales, presentaran propuestas de proyectos relacionados con la solución de problemas del sector energético, en particular la Red Eléctrica Nacional, mediante tecnologías y herramientas de Redes Eléctricas Inteligentes. El periodo de presentación de pre-propuestas fue del 12 al 30 de marzo de 2018, y el cierre del sistema para recepción de las mencionadas fue el 30 de marzo de 2018 a las 18:00 horas (tiempo de la Ciudad de México).

El 29 de mayo de 2018 el Fideicomiso 2138 denominado Fondo Sectorial CONACYT – SENER - Sustentabilidad Energética (FONDO), a través del comunicado FSE/ST/485/18, notifica que la pre-propuesta B-S-50730 denominada “Conformación y desarrollo del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes” (CEMIE-Redes) fue aprobada por el Comité Técnico y de Administración del Fondo, determinando que el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) es la institución líder del CEMIE-Redes.

El 28 de noviembre de 2018, el FONDO, mediante el oficio FSE/ST/1011/18, notificó al INEEL, el Acuerdo CTAFSE-14-X-18-08 del Comité Técnico y de Administración del FONDO, tomado en su Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018, mediante el cual, aprobaron la propuesta No. B-S-50730 presentada por el INEEL para conformar el CEMIE-Redes.

El 9 de agosto de 2019, el FONDO convocó al INEEL y a representantes de la SENER, el CENACE, la CRE y la CFE a un Panel de Evaluación y Consenso de la Propuesta B-S-50730 para conformar el CEMIE-Redes. El objetivo fue modificar, sustituir o ampliar, los Proyectos Estratégicos del CEMIE-Redes, con base en el PND 2019-2024, el PRODESEN 2019-2033 y las necesidades detectadas por los diversos organismos del sector.
El 9 de octubre de 2019 se modificó la Propuesta B-S-50730 para conformar el CEMIE-Redes, con base en los requerimientos detectados por los organismos públicos convocados (SENER, CENACE, CRE y CFE). Con un portafolio actualizado de Proyectos Estratégicos que se presentaron al FONDO. También, se generó el Convenio de Colaboración (Consorcio).

El 18 de octubre de 2019, se firma la Carta de Incorporación al CEMIE-Redes donde el INEEL ratifica y formaliza su voluntad de ser el líder del CEMIE-Redes y parte de los miembros del CEMIE-Redes de acuerdo con los antecedentes, declaraciones y cláusulas del Convenio General de Colaboración.

El 4 de marzo de 2020, el INEEL y el FONDO firmaron el Convenio de Asignación de Recursos del CEMIE-Redes (CAR). Asimismo, el 31 de marzo de 2020, el INEEL recibió la primera ministración de recursos por parte del FONDO. Con la firma del CAR y la recepción de los recursos, se dan por iniciados los trabajos de los Proyectos Estratégicos del CEMIE-Redes, con una duración de hasta cuatro años.

El 1° de diciembre de 2021 se firma de conformidad el convenio de subrogación de obligaciones y derechos de extinción del Fideicomiso N° 2138 denominado "Fondo sectorial-CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética", que celebran el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Fideicomitente) y el Banco Nacional de Obras y Servicios Público, S.N.C., en su carácter de Institución Fiduciaria.

Para la Etapa 1, el presupuesto autorizado es de $ 266,178,298.91 pesos, ejercido con impuestos: $ 114,464,588.18 pesos.

A continuación, se presenta breve información de los proyectos.

PE-A-01 – Coordinación Técnica del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes

Instituciones Participantes

1. Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias - Institución Líder.

Objetivo

- Informe de los planes de corto y largo plazo del CEMIE-Redes.
- Estrategias de vinculación y propuestas de solución a problemáticas de las empresas públicas.
- Procedimientos de gestión del CEMIE-Redes.
- Informe de las estrategias para lograr la autosostenibilidad del CEMIE-Redes.
- Informe del plan y seguimiento estratégico del CEMIE-Redes.
- Entre otras.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 98%.
Avance Financiero: 57%.

PE-A-02 - Diseño, desarrollo y evaluación de estrategias suplementarias avanzadas para resolver las problemáticas operativas del Sistema Eléctrico Nacional ante la creciente integración a gran escala de generación renovable variable

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
3. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.

Objetivo

Diseñar, desarrollar y evaluar mecanismos y estrategias avanzadas de control suplementario que contribuyan a resolver los problemas de estabilidad angular y de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional

ante la creciente integración a gran escala de generación renovable variable.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 16%.
Avance Financiero: 8%.

PE-A-03 - Desarrollo de Herramientas Inteligentes para Aplicaciones de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Instituciones Participantes

1. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo - **Institución Líder.**
2. ITM - Instituto Tecnológico de Morelia.
3. UANL - Universidad Autónoma de Nuevo León.
4. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.
5. INFOTEC - Centro de Investigación e Innovación en Tecnologías de la Información y Comunicación.
6. UGTO - Universidad de Guanajuato.
7. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.
8. UDG - Universidad de Guadalajara.

Objetivo

El objetivo general de este proyecto es el desarrollo de diversas aplicaciones basadas en mediciones de PMUs para mejorar la toma de decisiones en la planeación, operación y control del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 45%.
Avance Financiero: 16%.

PE-A-04 - Desarrollo de Herramientas en Tiempo-Real para el Análisis del Desempeño Dinámico del SEN mediante la Implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS)

Instituciones Participantes

1. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México – **Institución Líder**.
2. UMSNH - Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
3. UANL - Universidad Autónoma de Nuevo León.
4. INFOTEC - Centro de Investigación e Innovación en Tecnologías de la Información y Comunicación.
5. CINVESTAV - Unidad Guadalajara - Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional - Unidad Guadalajara.
6. UASLP - Universidad Autónoma de San Luis Potosí.
7. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

Objetivo

Desarrollar herramientas en tiempo-real que permitan monitorear, identificar, identificar núcleos dinámicos (clúster) y detectar eventos que impactan el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el uso de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS), con el fin de cuantificar el impacto ante perturbaciones o contingencias.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.

1. CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-05 - Desarrollo de componentes de una función de seguridad para la evaluación de la estabilidad transitoria en línea y en tiempo real

Instituciones Participantes

1. IPN – Instituto Politécnico Nacional – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar un programa de simulación para la evaluación y el control de la estabilidad transitoria que emplee el método SIME, empleando como herramienta de simulación en el tiempo al programa PSS/E de SIEMENS.

Desarrollar un medidor inteligente con funciones de medición de las variables dinámicas necesarias para el método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria, y las mediciones de validación de modelos dinámicos en línea.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-06 - Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. ITQ - Instituto Tecnológico de Querétaro.

Objetivo

Determinar, con un nivel de error y un grado de confianza aceptables, el valor de las pérdidas técnicas de energía eléctrica asociado al segmento de redes eléctricas de baja tensión en el país, parametrizadas de acuerdo con el tipo de red y para cada una de las 150 Zonas de Distribución que conforman la EPS CFE Distribución. Establecer y sistematizar el modelo para el diseño y análisis muestral que permita determinar la evolución mensual de las pérdidas técnicas en este segmento de las RGD.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 65%.
Avance Financiero: 31%.

PE-A-07 - Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las Redes Generales de Distribución (RGD), para facilitar la automatización de los procesos de Planeación y Operación, y contar con un modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas por la CFE-Distribución.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 100%.
Avance Financiero: 58%.

PE-A-08 - Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una herramienta que, mediante procesos de analítica de datos, integre un almacén corporativo para el manejo de los modelos de las Redes Generales de Distribución (RGD), para facilitar la automatización de los procesos de Planeación y Operación, y contar con un modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas por la CFE-Distribución.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 95%.
Avance Financiero: 77%.

PE-A-09 - Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Promover el desarrollo integral del capital humano del área de planeación de la CFE-Distribución, incrementando sus habilidades y competencias mediante el diseño de un modelo de capacitación mixto que integre las modalidades presencial y virtual en la impartición de los módulos técnicos.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 73%.
Avance Financiero: 74%.

PE-A-10 - Gestión de Activos de subestaciones

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. UAEM-CIICAp - Universidad Autónoma de Morelos - Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas.

Objetivo

Desarrollar nuevos sensores y metodologías de Gestión de Activos, así como integrar las metodologías con que cuenta la Coordinación de mantenimiento de equipo de subestaciones en una plataforma corporativa que permita gestionar el mantenimiento y la vida residual de equipo eléctrico primario de subestación.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 52%.
Avance Financiero: 49%.

PE-A-11 - Desarrollo de un Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar un sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión de la RNT, que permita optimizar las estrategias de mantenimiento a fin de reducir costos e incrementar la confiabilidad de las líneas de transmisión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 73%.
Avance Financiero: 40%.

PE-A-12 - Asimilación tecnológica de "Vehículos Aéreos No Tripulados" en el sector eléctrico

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Asimilar la tecnología de drones en los procesos de construcción para reducir sus costos operativos, crear valor y elementos diferenciadores, que permitan a la CFE cumplir con las condiciones reguladas de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CPTT CFE - Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 97.5%.
Avance Financiero: 54%.

PE-A-13 - Análisis Técnico, Económico y Regulatorio de Sistemas de Almacenamiento de Energía en México

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. CINVESTAV - Unidad Guadalajara - Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional - Unidad Guadalajara.

Objetivo

Identificar zonas potenciales en las cuales los Sistemas de Almacenamiento de Energía puedan dar flexibilidad y resolver problemas al sistema eléctrico en el corto y mediano plazo, considerando su viabilidad técnica y económica respecto a utilizar otro tipo de equipos o tecnologías para resolver estos problemas, y con el propósito de contar con sustento técnico en el proceso para proponer mecanismos de regulación.

Se deberán identificar claramente las problemáticas como el desabasto y congestiones en la red, para enfocar la implementación de los SAE en solucionar dichos problemas, así como para contar políticas públicas que regulen la operación de los SAE.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 100%.
Avance Financiero: 82%.

PE-A-14 - Determinación de la estructura de costos, tarifas y retribución de servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista proporcionados por Centrales de Generación al Sistema Eléctrico Nacional

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Determinar la estructura de costos, tarifas reguladas y retribuciones de servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista que las Centrales de Generación de energía eléctrica proporcionan al Sistema Eléctrico Nacional.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Este proyecto ya no está vigente, se terminó anticipadamente de forma oficial el 30 de noviembre de 2021 en reunión del Consejo de Administración del CEMIE-Redes.

PE-A-15 - Capacidad de integración de GD para circuitos no evaluados por el distribuidor y mecanismos de

certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Determinar los límites de capacidad de integración de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW de los circuitos de distribución de las Redes Generales de Distribución e identificar mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas para cumplir con el Código de Red.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 80%.
Avance Financiero: 71%.

PE-A-16 - Desarrollo de indicadores que cuantifiquen los beneficios de la Generación Distribuida, que puedan ser utilizados en los proyectos de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.

Objetivo

Desarrollo de indicadores que cuantifiquen los beneficios de los diversos tipos de Generación Distribuida, que puedan ser utilizados en los proyectos de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD).

Análisis de las posibles herramientas provenientes de los sistemas fotovoltaicos de Generación Distribuida que puedan ofrecer a la operación del Distribuidor, como por ejemplo el control de tensión con el uso de inversores.

Para propósitos de este documento, las siglas RGD integran a las redes de media y baja tensión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 58%.
Avance Financiero: 32%.

PE-A-17 - Desarrollo de la metodología e integración de infraestructura para la prueba de inversores convencionales y avanzados, utilizados en los sistemas de generación renovable

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
CENIDET - Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Objetivo

Contar a nivel nacional con los criterios y esquemas para la ejecución automatizada de las pruebas a las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores, alineando las pruebas con el proceso de estandarización internacional, para alcanzar la interoperabilidad de los dispositivos utilizados en aplicaciones de

Red Eléctrica Inteligente. Asimismo, generar un Documento de Especificación Técnica de Inversores para interconexión a las RGD, para revisión.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 87%.
Avance Financiero: 53%.

PE-A-18 - Plataforma digital para evaluación teórica y práctica en línea, para la autorización de unidades de inspección de la industria eléctrica (PLADIEVA)

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Desarrollar una plataforma digital para la aplicación en línea de los exámenes teórico y práctico para la autorización de unidades de inspección y unidades de verificación (solamente examen teórico) de la industria eléctrica, con la finalidad de fortalecer el proceso de autorización de las unidades de inspección y unidades de verificación por parte de la CRE, el cual cuente con la infraestructura necesaria (hardware y software) para su correcto funcionamiento.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.
Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 60%.
Avance Financiero: 62%.

PE-A-19 - Metodología y tecnología para la agregación de demanda controlable dispersa y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de México

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**

Objetivo

Elaborar un modelo de negocios para la comercialización de demanda controlable, distribuida en cargas dispersas de equipos de refrigeración comercial e industrial, en el contexto de las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista de México.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 98%.
Avance Financiero: 68%.

PE-A-20 - Soluciones de ciberseguridad para la protección de activos e infraestructura en la Red Eléctrica Inteligente

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. IPN – Instituto Politécnico Nacional.

Objetivo

Diseñar y desarrollar soluciones de ciberseguridad para la estandarización, la evaluación, la implementación y el fortalecimiento de la infraestructura de ciberseguridad de la Red Eléctrica Inteligente Nacional. Con la finalidad de apoyar a la preservación de la disponibilidad, la integridad y la confidencialidad de la información mediante la adopción de estándares y mejores prácticas internacionales en materia de seguridad de la información.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.

1. CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.
2. CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 70%.
Avance Financiero: 37%.

PE-A-21 - Microrredes eléctricas para la electrificación de comunidades aisladas, y para desarrollar y evaluar tecnologías de generación distribuida

Instituciones Participantes

1. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias – **Institución Líder.**
2. UNAM - Universidad Nacional Autónoma de México.
3. UPAEP - Universidad Popular Autónoma del Estado de Puebla.

Objetivo

Desarrollar una plataforma orientada a la investigación, análisis y evaluación de microrredes; se desarrollarán metodologías para evaluar la factibilidad técnica de planeación y desarrollo de microrredes eléctricas en el país, se evaluarán algunas comunidades y se instalarán algunos sistemas de generación eléctrica de pequeña escala con el objetivo de electrificar comunidades.

Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

1. SENER – Secretaría de Energía.

Avances de la Etapa 1
(30 de marzo de 2020 - 31 de mayo de 2021)

Avance Técnico: 80%.
Avance Financiero: 20%.

ANEXO Capítulo IV

INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Anexo Capítulo IV Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)		230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)		230
Dañu	Jilotepec	93N20	230
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)		400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	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	Teotihuacán	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3080	400
PUEBLA (47)	CENTRO (40)		400 / 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (49)	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	Nopala	A3620	400
Almoloya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustin Millan II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	ACAPULCO (48)		400[V] / 230 / 115
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400[V]
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400 / 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W10	400

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
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
El Castillo	Jalapa Dos	73840	115
El Castillo	La Reina	73260	115
GRIJALVA (55)	JUILE (52)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (55)	COATZACOALCOS (53)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (53)	TEMASCAL (51)		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 (51)	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
GRIJALVA (55)	TABASCO (54)		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 (52)	TEMASCAL (51)		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Juile	Temascal III	A3340	400
TEMASCAL (51)	OAXACA (50)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Cienega	93740	230
IXTEPEC (56)	JUILE (52)		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (57)	JUILE (52)		230
Juchitán II	Juile	93000	230
MATÍAS ROMERO (58)	JUILE (52)		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
JUCHITAN (57)	MATÍAS ROMERO (58)		230
Juchitán II	Matias Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matias Romero Potencia	93010	230
MATÍAS ROMERO (58)	COATZACOALCOS (53)		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matias Romero Potencia	Acayucan	73010	115
OAXACA (50)	JUCHITAN (57)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
OAXACA (50)	ACAPULCO (48)		115
Pinotepa Nacional	Ometepec/Agua Zarca	73440/73430	115
VERACRUZ (46)	TEMASCAL (51)		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	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400
PUEBLA (47)	MORELOS (49)		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (48)	MORELOS (49)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
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

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	SALAMANCA (34)		400 / 230
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
SAN LUIS POTOSÍ (33)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 230
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	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)		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
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 Fé	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			
NACOZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		400[1/]
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400[1/]
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400[1/]
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
Guamúchil	Culiacán Poniente	73330	115
Guamúchil II	Culiacán III	93710	230
Guamúchil II	Culiacán III	93730	230
Choacahui	La Higuera	A3N30	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N40	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[1/] / 230

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari	Hermosillo V	93D70	400[1/]
Nacozari	Hermosillo V	93D90	400[1/]
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)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		400[V] / 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400[1/]
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II	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	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 Maria	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400[1/]
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400[1/]
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
División del Norte-General Trias-Man. Santa Rosa-Cuauhtémoc		73770/73350	115
CHIHUAHUA (14)	CAMARGO (15)		230

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
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	Ternium Maniobras	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
HUASTECA (26)	GÜÉMEZ (28)		400
Champayán	Güémez	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez	A3250	400
GÜÉMEZ (28)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas	A3140	400
Güémez	Lajas	A3D90	400
HUASTECA (26)	POZA RICA (45)		400 / 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (25)	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 (26)	VALLES (25)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (26)	TAMAZUNCHALE (27)		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	A38D0	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (24)		400
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (24)	AGUASCALIENTES (31)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
07-PENINSULAR			
TABASCO (54)	ESCÁRCEGA (60)		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 (60)	LERMA (61)		230 / 115
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Sabancuy	Champotón	73130	115
ESCÁRCEGA (60)	MÉRIDA (62)		400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (60)	CHETUMAL (69)		230 / 230[2/]
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230[2/]
LERMA (61)	MÉRIDA (62)		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 (62)	VALLADOLID (64)		230 / 115
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
MÉRIDA (62)	CHETUMAL (69)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (62)	DZITNUP (63)		400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
DZITNUP (63)	PUNTO DE INFLEXIÓN (66)		400
Dzitnup	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
DZITNUP (63)	PLAYA DEL CARMEN (67)		400
Dzitnup	Riviera Maya/Kantenáh	A3Q70	400
PLAYA DEL CARMEN (67)	PUNTO DE INFLEXIÓN (66)		400
Riviera Maya	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
VALLADOLID (64)	CANCÚN (65)		230 / 115
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115
Tizimín	Canek	73T50/73460	115
Valladolid	Balam	93050	230
Valladolid	Nizuc	93070	230
VALLADOLID (64)	PLAYA DEL CARMEN (67)		115
Valladolid	Tulum	73830	115
PLAYA DEL CARMEN (67)	CANCÚN (65)		230 / 115
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Riviera Maya	Nizuc	73R40/73ET0/73ET0	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
PLAYA DEL CARMEN (67)	COZUMEL (68)		34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
08-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (71)	MEXICALI (73)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (71)	ENSENADA (72)		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
WECC (EUA)	TIJUANA (71)		230
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230
MEXICALI (73)	SAN LUIS RÍO COLORADO (74)		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	93310	230
09-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (75)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (77)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115

ANEXO 4.1. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
VILLA CONSTITUCIÓN (76)	LAS PILAS (78)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (78)	OLAS ALTAS (79)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (78)	LA PAZ (80)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (79)	LA PAZ (80)		115
Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (80)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (79)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (79)	COROMUEL (82)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (81)	EL TRIUNFO (83)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (83)	SANTIAGO (84)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (84)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
Santiago	San Jose del cabo	73140	115
OLAS ALTAS (79)	EL PALMAR (86)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (86)	CENTRAL LOS CABOS (87)		230
El Palmar	Central Los Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (86)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (86)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		115
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (87)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		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 (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 202

Tecnología	CFE [5/]	CFE-PIE [5/]	PRIVADO [6/]	PEMEX	TOTAL [1/]
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,279		6,977

Fotovoltaica	6		5,949		5,955
Bioenergía [2/]			378		378
Suma limpia renovable	13,168	613	13,119	0	26,899
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente [7/]			1,937	367	2,305
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,937	367	3,913
Total energía limpia	**14,776**	**613**	**15,056**	**367**	**30,812**
Porcentaje	**33.44**	**3.85**	**59.86**	**39.90**	**35.76**
Ciclo combinado	10,342	15,285	8,013		33,640
Térmica convencional [3/]	10,448		923	422	11,793
Turbogás [4/]	2,797		815	131	3,744
Combustión interna	355		346		701
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	**44,181**	**15,898**	**25,153**	**921**	**86,153**

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.
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 información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020
6/ Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE
7/ 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 .
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2A. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 1/	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	459	2,097
Baja California Sur			343		1	10			113	470	937
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
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			3	2						284	288
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	10,342	355	86	6	951	12,125	1,608	10,448	2,797	44,181

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
2/ incluye la capacidad instalada 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

ANEXO 4.2B. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 1/

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL 1/
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	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	**15,285**	**613**	**15,898**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
2/ Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2C. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2021 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 en operación al cierre de 2021.
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

ANEXO 4.2D. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 2/	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		15			15
Coahuila de Zaragoza	56	31	266	7	361
Durango	166	3			168
Estado de México	850	12	3	105	970
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,043	43		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	6	12		638
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	**8,013**	**346**	**923**	**815**	**10,097**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
2/ incluye Lecho Fluidizado
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2E. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	793	793
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	405	405
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	**6,279**	**6,279**

1/ Centrales en operación al cierre de 2021.
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2F. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	906	906
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Chihuahua	746	746
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	294	294
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	377	377
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,204	1,204
Tlaxcala	220	220
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	**5,949**	**5,949**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2G. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Estado	Bioenergía 2/	Cogeneración Eficiente 3/	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		9	41
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
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	**378**	**1,937**	**25**	**489**	**2,829**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
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.
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2H. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 2/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			23	937	55			1,015
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	284		659	1,862		1,599		4,404
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila de Zaragoza	439	69	1,174	2,799		248		4,729
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	371	644		948		2,080
Estado de México	27	31	971	1,370				2,399
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	1,266	1,126	14			2,667
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,979				2,066
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,896	1,085	30	1,306		7,307
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				288				288
San Luis Potosí	1,106	17	185	720		1,135	49	3,213
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	612	17	1,234	3,119		508		5,490
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,607	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,956		1,973	36	7,318
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**8,503**	**2,625**	**14,742**	**44,181**	**116**	**15,898**	**89**	**86,153**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólica y FV-Solar)
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.2I. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 2/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		279	12,125	14			12,614
Geotermoeléctrica	25			951				976
Eoloeléctrica	4,277		1,999	86	2	613		6,977
Fotovoltaica	522		5,326	6	100			5,955
Bioenergía 3/	41	194	54				89	378
Suma limpia renovable	**5,061**	**194**	**7,659**	**13,168**	**116**	**613**	**89**	**26,899**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma limpia no renovable	**0**	**1,915**	**390**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,913**
Total energía limpia	**5,061**	**2,109**	**8,049**	**14,776**	**116**	**613**	**89**	**30,812**
Porcentaje	**59.52**	**80.34**	**54.60**	**33.44**	**100.00**	**3.85**	**100.00**	**35.76**
Ciclo combinado	2,663	152	5,198	10,342		15,285		33,640
Térmica convencional 4/	600	176	569	10,448				11,793
Turbogás 5/	31	147	768	2,797				3,744
Combustión interna	148	41	157	355				701
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**8,503**	**2,625**	**14,742**	**44,181**	**116**	**15,898**	**89**	**86,153**

1/ centrales en operación al cierre de 2021.
2/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW, 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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2021 1/

Tecnología	2017 2/	2018	2019	2020	2021 3/
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	899	899	951	976
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	5,955
Bioenergía 4/	374	375	375	378	378
Suma limpia renovable	**17,954**	**20,629**	**23,582**	**25,594**	**26,899**
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente 5/	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305
Suma limpia no renovable	**2,930**	**3,317**	**3,318**	**3,913**	**3,913**
Total energía limpia	**20,883**	**23,946**	**26,900**	**29,506**	**30,812**
Porcentaje	**30.69**	**32.82**	**34.29**	**35.50**	**35.76**
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640
Térmica convencional 6/	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793
Turbogás 7/	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744
Combustión interna	739	880	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**68,050**	**72,958**	**78,447**	**83,121**	**86,153**

1/ Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2017 al 31 de diciembre 2021.
2/ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
3/ Capacidad instalada 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.
6/ Incluye Lecho Fluidizado
7/ Incluye plantas móviles
Fuente: CFE, CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3A. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2017

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 1/	Total
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		659					164		1,116	42	1,981
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	2,100	20	4,279
Yucatán		220							243	49	512
Total	**5,463**	**7,780**	**359**	**86**	**6**	**874**	**12,125**	**1,608**	**11,282**	**2,637**	**42,220**

1/ incluye la capacidad instalada 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

ANEXO 4.3B. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2017

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
Total	**13,007**	**613**	**13,620**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3C. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2017

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	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/ 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

ANEXO 4.3D. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 1/	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	23	25		68
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	1,892	174		21	2,087
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	563	7	12		582
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	**4,553**	**380**	**961**	**192**	**6,086**

1/ incluye Lecho Fluidizado
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3E. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Eoloeléctrica	Total
Baja California	10	10
Chiapas	29	29
Coahuila de Zaragoza	200	200
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	1,651	1,651
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	302	302
Yucatán	90	90
Zacatecas	90	90
Total	**3,199**	**3,199**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3F. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Fotovoltaica	Total
Aguascalientes	1	1
Baja California	1	1
Baja California Sur	30	30
Chihuahua	43	43
Coahuila de Zaragoza	20	20
Durango	46	46
Estado de México	19	19
Guanajuato	1	1
Querétaro	1	1
Sonora	3	3
Total	**165**	**165**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3G. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2017

Estado	Bioenergía 1/	Cogeneración Eficiente 2/	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
Aguascalientes	3				3
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo		48			48
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	41			58
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	20			23
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4				4
Tamaulipas		215			215
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
Total	**374**	**954**	**25**	**486**	**1,840**

1/ 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.
2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3H. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4							4
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	30			820
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	29	30		4,828				4,887
Chihuahua	80	8	41	1,881		692		2,703
Ciudad de México	2	5	9	266				282
Coahuila de Zaragoza	239	85	348	2,799		248		3,719
Colima				2,754				2,754
Durango	54	18	138	644		948		1,802
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	358	33	20	943		495		1,849
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo		182	2	2,181				2,365
Jalisco	229	34	12	1,126	14			1,415
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	105	526	1,085		449		4,089
Oaxaca	1,649	15	50	441	2	613		2,770
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	19	34	591				678
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	10	720		1,135	49	2,903
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	454	29	165	2,331		508		3,486
Tabasco		423					4	427
Tamaulipas	469	308	304	1,043		4,142		6,266
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	87	3,929		1,973	36	7,041
Yucatán	1	13	90	512		1,009		1,625
Zacatecas	90							90
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**7,044**	**2,366**	**3,038**	**42,220**	**46**	**13,247**	**89**	**68,050**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 373 MW
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3I. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,103		94	86	2	613		3,898
Fotovoltaica	59		76	6	30			171
Bioenergía 2/	37	194	54				89	374
Suma limpia renovable	**3,420**	**194**	**501**	**13,091**	**46**	**613**	**89**	**17,953**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,302	20					1,322
Suma limpia no renovable	**0**	**1,302**	**20**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**2,930**
Total energía limpia	**3,420**	**1,496**	**520**	**14,699**	**46**	**613**	**89**	**20,883**
Porcentaje	**48.54**	**63.24**	**17.13**	**34.81**	**100.00**	**4.63**	**100.00**	**30.69**
Ciclo combinado	2,836	240	1,849	7,780		12,634		25,340
Térmica convencional 3/	600	419	364	11,282				12,665
Turbogás 4/	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	181	359				739
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**7,044**	**2,366**	**3,038**	**42,220**	**46**	**13,247**	**89**	**68,050**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 373 MW
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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3J. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2018

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 1/	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		550					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		1,116	42	3,604
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,932	2,637	43,493

1/ incluye la capacidad instalada 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

ANEXO 4.3K. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2018

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
Total	**13,007**	**613**	**13,620**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3L. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2018

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	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/ 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

ANEXO 4.3M. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 1/	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,160	199		21	2,379
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	**4,984**	**521**	**961**	**192**	**6,658**

1/ incluye Lecho Fluidizado
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3N. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Eoloeléctrica	Total
Baja California	10	10
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	485	485
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
Total	**4,167**	**4,167**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3°. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Fotovoltaica	Total
Aguascalientes	211	211
Baja California	1	1
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	163	163
Coahuila de Zaragoza	658	658
Durango	92	92
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	170	170
Sonora	103	103
Total	**1,872**	**1,872**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3P. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018

Estado	Bioenergía 1/	Cogeneración Eficiente 2/	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
Total	**375**	**1,341**	**25**	**486**	**2,228**

1/ 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.
2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3Q. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	210					218
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	80	8	272	1,881		692		2,934
Ciudad de México	2	5	14	266				287
Coahuila de Zaragoza	439	85	986	2,799		248		4,557
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	168	644		948		1,848
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	361	33	308	943		495		2,140
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	2	2,181				2,366
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	819	1,085		449		4,383
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	180	720		1,135	49	3,073
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	554	29	178	3,953		508		5,222
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	469	369	487	1,043		4,142		6,510
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,579		1,973	36	6,841
Yucatán	71	13	174	512		1,009		1,779
Zacatecas	90							90
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**7,865**	**2,753**	**5,440**	**43,492**	**71**	**13,247**	**89**	**72,958**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 373 MW.
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3R. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,804		361	86	2	613		4,866
Fotovoltaica	177		1,639	6	55			1,878
Bioenergía 2/	38	194	54		0		89	375
Suma limpia renovable	**4,240**	**194**	**2,331**	**13,091**	**71**	**613**	**89**	**20,629**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,689	20					1,709
Suma limpia no renovable	**0**	**1,689**	**20**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,317**
Total energía limpia	**4,240**	**1,883**	**2,351**	**14,699**	**71**	**613**	**89**	**23,946**
Porcentaje	**53.91**	**68.41**	**43.21**	**33.80**	**100.00**	**4.63**	**100.00**	**32.82**
Ciclo combinado	2,836	240	2,280	9,403		12,634		27,394
Térmica convencional 3/	600	419	364	10,932				12,315
Turbogás 4/	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	322	359				880
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**7,865**	**2,753**	**5,440**	**43,492**	**71**	**13,247**	**89**	**72,958**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 373 MW
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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3S. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2019

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	755nergí eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 1/	Total
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
Total	**5,463**	**9,403**	**359**	**86**	**6**	**874**	**12,125**	**1,608**	**10,448**	**2,637**	**43,008**

1/ incluye la capacidad instalada 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

ANEXO 4.3T. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES 2019

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	1,415		1,415
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
Total	**14,763**	**613**	**15,376**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3U. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2019

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	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/ 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

ANEXO 4.3V. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 1/	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		13	3	99	114
Guanajuato	351	9		5	366
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,062	199		21	3,281
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	688	23	37	11	758
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	**6,236**	**532**	**961**	**192**	**7,921**

1/ incluye Lecho Fluidizado
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3W. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Eoloeléctrica	Total
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,390	1,390
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
Total	**5,352**	**5,352**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3X. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Fotovoltaica	Total
Aguascalientes	351	351
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	759	759
Durango	182	182
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	175	175
Sonora	745	745
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
Total	**3,640**	**3,640**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3Y. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Bioenergía 1/	Cogeneración Eficiente 2/	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
Total	**375**	**1,342**	**25**	**486**	**2,229**

1/ 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.
2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3Z. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4		354					358
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	95	8	690	1,881		692		3,367
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,087	2,799		248		4,658
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	258	644		948		1,938
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	364	33	312	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	103	2,181				2,467
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	1,983	1,085		1,306		6,404
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	976	17	180	720		1,135	49	3,078
Sinaloa	3			1,743		887		2,634
Sonora	554	29	821	3,119		508		5,031
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	587	719	1,274	1,043		4,142		7,765
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,929		1,973	36	7,191
Yucatán	71	13	224	512		1,009		1,829
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**8,036**	**3,100**	**9,137**	**43,008**	**86**	**14,991**	**89**	**78,447**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 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

ANEXO 4.3AA. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,952		1,398	86	2	613		6,050
Fotovoltaica	197		3,373	6	70			3,646
Bioenergía 2/	38	194	54				89	375
Suma limpia renovable	**4,408**	**194**	**5,101**	**13,091**	**86**	**613**	**89**	**23,582**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,686	24					1,710
Suma limpia no renovable	**0**	**1,686**	**24**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,318**
Total energía limpia	**4,408**	**1,880**	**5,125**	**14,699**	**86**	**613**	**89**	**26,900**
Porcentaje	**54.86**	**60.65**	**56.09**	**34.18**	**100.00**	**4.09**	**100.00**	**34.29**
Ciclo combinado	2,836	590	3,195	9,403		14,378		30,402
Térmica convencional 3/	600	419	364	10,448				11,831
Turbogás 4/	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	152	50	330	359				891
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**8,036**	**3,100**	**9,137**	**43,008**	**86**	**14,991**	**89**	**78,447**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 385 MW
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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3AB. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2020

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 1/	Total
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			343		1	10			113	315	782
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
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		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						250	1,704				1,954
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			3	2						272	276
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
Total	**5,463**	**9,686**	**355**	**86**	**6**	**926**	**12,125**	**1,608**	**10,448**	**2,605**	**43,308**

1/ incluye la capacidad instalada 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

ANEXO 4.3AC. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES 2020

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total 1/
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	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
Total	**15,285**	**613**	**15,898**

1/ Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html,
https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3AD. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2020

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	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/ 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

ANEXO 4.3AE. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 1/	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	282	7	372
Durango	136	3			138
Estado de México		12	3	99	113
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,886	200		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	**6,976**	**495**	**939**	**809**	**9,219**

1/ incluye Lecho Fluidizado
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3AF. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,623	1,623
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	**5,806**	**5,806**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3AG. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Aguascalientes	906	906
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	271	271
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,070	1,070
Tlaxcala	220	220
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	**5,143**	**5,143**

Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.3AH. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2020

Estado	Bioenergía 1/	Cogeneración Eficiente 2/	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
Baja California		15			15
Aguascalientes	3	4			7
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		7	38
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
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	**378**	**1,937**	**25**	**486**	**2,827**

1/ 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.
2/ 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

ANEXO 4.3AI. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				782	55			837
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	155		638	1,862		1,599		4,254
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,170	2,799		248		4,741
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	318	644		948		2,027
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	996	1,126	14			2,397
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,954				2,041
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,627	1,085		1,306		7,008
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				276				276
San Luis Potosí	1,001	17	185	720		1,135	49	3,108
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	579	17	1,135	3,119		508		5,357
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,508	1,043		4,142		7,998
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	436	3,956		1,973	36	7,218
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	**8,235**	**2,641**	**12,864**	**43,308**	**86**	**15,898**	**89**	**83,121**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (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

ANEXO 4.3AJ. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación 1/	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25		0	926	0			951
Eoloeléctrica	4,172		1,631	86	2	613		6,504
Fotovoltaica	337		4,736	6	70			5,149
Bioenergía 2/	41	194	54				89	378
Suma limpia renovable	**4,771**	**194**	**6,698**	**13,143**	**86**	**613**	**89**	**25,594**
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma limpia no renovable	**0**	**1,915**	**390**	**1,608**	**0**	**0**	**0**	**3,913**
Total energía limpia	**4,771**	**2,109**	**7,088**	**14,751**	**86**	**613**	**89**	**29,506**
Porcentaje	**57.94**	**79.85**	**55.10**	**34.06**	**100.00**	**3.85**	**100.00**	**35.50**
Ciclo combinado	2,684	152	4,140	9,686		15,285		31,948
Térmica convencional 3/	600	192	569	10,448				11,809
Turbogás 4/	31	147	762	2,605				3,545
Combustión interna	149	41	305	355				850
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	**8,235**	**2,641**	**12,864**	**43,308**	**86**	**15,898**	**89**	**83,121**

1/ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación Convencional y asíncrona = 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (Eólica y FV-Solar),
y PIE-Excedentes = 385 MW
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
Fuente: CRE https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

N°	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
1	CFE – Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro de Montes de Oca	Carboeléctrica
2	CFE – Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	CFE – Central El Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	CFE – Central Termoeléctrica Valle de México, C.C.C Paquete I	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo combinado
5	CFE – Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
6	CFE – Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	CFE – Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	CFE – Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
9	CFE – Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	CFE – Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V., Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
12	CFE – Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	CFE – Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo combinado
14	CFE – Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
15	Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R. L. de C. V., Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R. L. de C. V., Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
17	CFE – Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
18	CFE – Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
19	CFE – Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
20	CFE – Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
21	CFE – Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
22	CFE – Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
23	CFE – Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
24	CFE – Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
25	CFE – Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
26	CFE – Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
27	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V., Energía Azteca VIII, El Sáuz – Bajio	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
28	CFE – Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/Cogeneración
29	Iberdrola Energía Noroeste, S. A. de C. V., Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
30	CFE – Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
31	CFE – Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
32	CFE – Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
33	CFE – Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
34	CFE – Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
35	CFE – Central Luis Donaldo Colosio Murrieta "Huites"	Noroeste	Sinaloa	Choix	Hidroeléctrica
36	CFE – Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Termoeléctrica convencional

ANEXO 4.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

37	Abeinsa Juárez N-III, S. A. de C. V., Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
38	CFE – Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
39	CFE – Central Termoeléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
40	Iberdrola Energía La Laguna, S. A. de C. V.	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
41	Fuerza y Energía de Norte Durango, S. A. de C. V.	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
42	KST Electric Power Company, S. A. de C. V., Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
43	CFE – Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
44	CFE – Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica convencional
45	CFE – Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica convencional
46	CFE – Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
47	CFE – Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
48	Iberdrola Energía Tamazunchale, S. A. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
49	Iberdrola Energía del Golfo, S. A. de C. V., Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
50	Iberdrola Energía Altamira, S. A. de C. V., Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
51	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
52	Central Valle Hermoso, S. A. de C. V., Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
53	CFE – Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
54	Central Anáhuac, S. A. de C. V., Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
55	Central Lomas de Real, S. A. de C. V., Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
56	Electricidad Aguila de Altamira, S. de R. L. de C. V., Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
57	CFE – Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
58	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
59	CFE – Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
60	Compañía de Generación Valladolid, S. de R. L. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
61	AES Mérida III, S. de R. L. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
62	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
63	CFE – Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
64	CFE – Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
65	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
66	CFE – Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás
67	CFE – Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
68	CFE – Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
69	CFE – Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
70	CFE – Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

1/ centrales en operación al 31 de diciembre 2021.
Fuente: 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 2021 1/

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología 2/
1	EVM Energía del Valle de México Generador, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	Generadora Fénix, S. A. P. I. de C. V., Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
4	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
5	Pemex Transformación Industrial, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/Cogeneración Eficiente
6	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente
7	Eurus, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
8	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	EGP Magdalena Solar, S. A. de C. V., Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
10	Iberdrola Renovables Norte, S. A. de C. V., Central Fotovoltaica Cuyoaco	Oriental	Puebla	Cuyoaco	FV-Solar
11	Ciclo Combinado Tierra Mojada, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo combinado
12	ENR AGS, S. A. de C. V., Central Pachamama	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
13	FRV Potrero Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
14	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
15	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
16	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
17	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V., Central Fotovoltaica Santiago	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
18	GDC Generadora, S. de R. L., México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
19	Kenergreen, S. A. P. I. de C. V., Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
20	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
21	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
22	GDC Generadora, S. de R. L., México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
23	Parque Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
24	Parque Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
25	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
26	Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
27	Fisterra Energy Santa María 1, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
28	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V., Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
29	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
30	Compañía de Electricidad Los Ramones, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
31	Frontera Generation Limited Partnership, Energía Buenavista	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
32	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado

ANEXO 4.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/

33	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
34	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V. – Etapa I	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente
35	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
36	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V., Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
37	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
38	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente
39	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
40	Dolores Wind S.A. de C.V.	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
41	Altos Hornos de México, S. A. B. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
42	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
43	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
44	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica
45	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
46	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado

1/ centrales en operación al 31 de diciembre 2021.
2/ COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente,.
Fuente: https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html, https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html

ANEXO 4.6. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWH) 2017 - 2021 POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE, MÁS LAS CENTRALES ELÉCTRICA CON CERTIFICADO DE ENERGÍA LIMPIA

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 3/
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069
Bioenergía	585	600	669	600	582
Suma limpia renovable	48,800	52,511	54,453	65,222	77,686
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606
Cogeneración Eficiente 1/	2,054	2,310	3,259	4,188	3,349
Suma limpia no renovable	12,626	15,510	14,140	15,052	14,955
Total energía limpia	**61,426**	**68,021**	**68,592**	**80,275**	**92,641**
Porcentaje	**20.28**	**21.89**	**21.58**	**25.70**	**28.63**
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	186,715
Térmica convencional 2/	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,664	11,150
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	2,121
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704
TOTAL	**302,880**	**310,685**	**317,820**	**312,348**	**323,526**

1/ Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificado de Energía Limpia.
2/ Incluye Lecho fluidizado.
3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2021.

4.6A. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y PROPIETARIO

Tecnología	CFE /1	CFE-PIE /1	PRIVADO /2	PEMEX	TOTAL
Hidroeléctrica	32,913		1,804		34,717
Geotermoeléctrica	4,144		99		4,243
Eoloeléctrica	84	1,864	19,127		21,075

Fotovoltaica	8		17,061		17,069
Bioenergía [3/]			582		582
Suma limpia renovable	**37,149**	**1,864**	**38,672**	**0**	**77,686**
Nucleoeléctrica	11,606				11,606
Cogeneración Eficiente			2,480	869	3,349
Suma limpia no renovable	**11,606**	**0**	**2,480**	**869**	**14,955**
Total energía limpia	**48,754**	**1,864**	**41,153**	**869**	**92,641**
Porcentaje	**38.04**	**2.02**	**40.87**	**38.53**	**28.63**
Ciclo combinado	44,255	90,548	51,913		186,715
Térmica convencional [4/]	18,556		3,633	7	22,196
Turbogás [5/]	6,480		3,290	1,380	11,150
Combustión interna	1,425		695		2,121
Carboeléctrica [6/]	8,704				8,704
TOTAL	**128,175**	**92,412**	**100,684**	**2,256**	**323,526**

1/ Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020
2/ Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE
Las Centrales Eléctricas de Autoabasto y Cogeneración se considera la Capacidad de Interconexión al SEN
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
6/ La Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles para el año 2021 estuvo consumiendo combustóleo
como fuente principal de combustible, generando 4,234 GWh en el periodo ene - dic de 2021.

ANEXO 4.6B. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y MODALIDAD

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneracion	Generacion [1/]	Generacion-CFE	Pequeña Produccion	Produccion Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	801		944	32,913	59			34,717
Geotermoeléctrica	99			4,144				4,243
Eoloeléctrica	11,926		7,201	84	0	1,864		21,075
Fotovoltaica	1,446		15,383	8	231			17,069
Bioenergía [2/]	59	401	75				46	582
Suma limpia renovable	**14,332**	**401**	**23,603**	**37,149**	**290**	**1,864**	**46**	**77,686**
Nucleoeléctrica				11,606				11,606
Cogeneración Eficiente [3/]		3,118	231					3,349
Suma limpia no renovable	**0**	**3,118**	**231**	**11,606**	**0**	**0**	**0**	**14,955**
Total energía limpia	14,332	3,520	23,834	48,754	290	1,864	46	92,641
Porcentaje	40.03	29.97	43.29	38.04	100.00	2.02	100.00	28.63
Ciclo combinado	17,843	5,784	28,286	44,255		90,548		186,715
Térmica convencional [4/]	3,619	17	5	18,556				22,196
Turbogás [5/]	4	2,022	2,645	6,480				11,150
Combustión interna	4	402	289	1,425				2,121
Carboeléctrica				8,704				8,704
TOTAL	35,801	11,744	55,058	128,175	290	92,412	46	323,526

1/ Incluye esquemas: Exportación = 813 GWh, Importación = 2,429 GWh, Generación = 34,920 GWh y Generación-SLP = 16,897 GWh
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/ Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de
cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente. Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información
actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022.
certificado de energía limpia
4/ incluye Lecho Fluidizado
5/ incluye plantas móviles

ANEXO 4.6C. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y GCR

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Peninsular	TOTAL
Hidroeléctrica	6,011	17,829	8,900	1,769	41	167					34,717
Geotermoeléctrica		447	1,399				2,360		37		4,243
Eoloeléctrica		8,250	1,822	0		10,064	107			832	21,075
Fotovoltaica	40	1,488	6,869	3,189	4,984	59	126	193	2	118	17,069
Bioenergía 1/	7	263	69		24	218					582
Suma limpia renovable	6,058	28,277	19,059	4,959	5,049	10,508	2,593	193	39	951	77,686
Nucleoeléctrica		11,606									11,606
Cogeneración Eficiente 2/	20	1,948	136	12	6	1,221				6	3,349
Suma limpia no renovable	20	13,554	136	12	6	1,221	0	0	0	6	14,955
Total energía limpia	6,078	41,830	19,195	4,971	5,056	11,730	2,593	193	39	957	92,641
Porcentaje	20.16	59.70	38.71	16.25	17.18	13.40	17.24	6.82	24.90	11.72	28.63
Ciclo combinado	13,192	22,831	22,739	23,179	23,282	65,567	9,460			6,465	186,715
Térmica convencional 3/	5,837	3,305	4,369	2,353	942	3,677	675	538		501	22,196
Turbogás 4/	788	1,840	3,268	5	10	2,050	2,196	777	24	192	11,150
Combustión interna	27	256	17	88	144	11	120	1,318	93	47	2,121
Carboeléctrica	4,234					4,470					8,704
TOTAL	30,155	70,062	49,588	30,596	29,434	87,506	15,044	2,826	155	8,161	323,526

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/ Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente. Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022, certificado de energía limpia
3/ incluye Lecho Fluidizado
4/ incluye plantas móviles

ANEXO 4.6D. GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR ESQUEMA Y GCR

Esquema	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Peninsular	TOTAL
Autoabastecimiento	163	6,912	4,101	3,349	1,133	19,204	699			240	35,801
Cogeneracion	71	6,629	451	100	1	4,454	0			38	11,744
Generacion 1/	7,051	2,038	14,127	2,904	4,675	20,954	2,540	58		710	55,058
Generacion-CFE	22,870	39,358	26,814	15,759	5,814	5,982	7,775	2,633	155	1,014	128,175
Pequeña Produccion		0	97			59		134			290
Produccion Independiente		15,120	3,997	8,483	17,811	36,812	4,030			6,159	92,412
Usos Propios Continuos		5				41					46
TOTAL	30,155	70,062	49,588	30,596	29,434	87,506	15,044	2,826	155	8,161	323,526

1/ Incluye esquemas: Exportación, Gen instalada en EE. UU., Generación Convencional y asíncrona y Generación-SLP (Eólicas y FV-Solar)

ANEXO 4.7. ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE ENE 2022 A DIC 2025

Tecnología	Cap. Inst. 2022 – 2025 MW	% de participación
Ciclo Combinado	5,672	34.23%
Combustión Interna	1,507	9.10%
Turbogás	274	1.65%
Cogeneración Eficiente	12	0.07%
Bioenergía	8	0.05%
FV-Solar	4,364	26.34%
Eólica	1,859	11.22%
Hidroeléctrica	453	2.74%
Banco de Baterías	92	0.56%
GD-FV	2,302	13.90%
Geotérmica	25	0.15%

ANEXO 4.8. ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE 2026 A 2036

Tecnología	Cap. Inst. 2026 - 2036 MW	% de participación
Ciclo Combinado	3,480	8.81%
Combustión Interna	18	0.05%
Cogeneración Eficiente 1/	1338	3.39%
CC hidrógeno verde 2/	4,368	11.05%
Eólica	5,259	13.31%
FV-Solar	9,938	25.15%
Hidroeléctrica	1,426	3.61%
Nucleoeléctrica	2,500	6.33%
Banco de Baterías	4,505	11.40%
GD-FV	6,679	16.90%

1/ ciclo combinado con un sistema de cogeneración eficiente
2/ un sistema de ciclo combinado que usa hidrógeno como combustible

ANEXO 4.9A. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Combustóleo	14	14	13	12	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	13
Diésel	31	32	30	30	29	29	29	29	29	29	28	28	28	28	28
Carbón	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
Gas Natural	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ANEXO 4.9B. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS MEDIO

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Combustóleo	12	10	9	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Diésel	27	24	24	23	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Carbón	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Gas Natural	5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ANEXO 4.9C. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS BAJO

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Combustóleo	8	6	6	5	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2
Diésel	21	20	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Carbón	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Gas Natural	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ANEXO 4.10A. EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA

Evolución del Margen de Reserva (%) durante la Demanda Máxima diurna															
GCR	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
BC	17.3	12.8	12.7	40.8	40.9	37.9	36.8	32.7	28.9	25.8	32.6	29.1	26.2	34.4	31.6
BCS	62.3	55.4	48.4	52.1	48.5	44.4	40.2	36.2	32.2	37.6	33.6	34.6	37.0	38.8	34.3
CEL	31.4	31.7	39.7	41.1	28.8	28.3	24.5	32.0	34.1	37.3	37.8	38.6	38.1	39.1	39.4
NES	35.2	39.0	42.5	43.2	40.0	39.1	36.8	35.8	34.8	34.1	33.1	28.8	29.4	28.5	30.4
NOR	46.0	42.8	40.3	36.0	31.2	28.8	32.4	30.6	28.3	26.2	23.1	22.5	22.1	23.0	26.3
NTE	35.0	30.6	21.9	23.9	23.6	20.5	24.6	20.8	19.8	20.8	21.8	28.7	28.7	29.9	27.2
OCC	31.5	29.2	34.5	27.5	32.8	32.6	29.6	26.0	24.2	19.1	17.3	16.8	16.8	15.4	14.7
ORI	59.7	56.9	49.7	42.2	36.4	35.7	35.8	32.8	30.4	30.1	28.5	27.5	27.8	27.7	27.3
PEN	29.7	29.1	44.8	45.6	45.2	35.4	34.3	33.2	32.1	31.0	30.0	30.1	37.6	36.0	34.8
SIN	38.4	37.5	39.1	36.6	33.6	32.1	31.2	30.4	29.3	28.4	27.3	26.9	27.3	27.0	27.2
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BC	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BCN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

* La demanda máxima diurna de Baja California ocurre en el cuatrimestre Septiembre-Diciembre

ANEXO 4.10B. EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA

Evolución del Margen de Reserva (%) durante la Demanda Máxima nocturna															
GCR	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
BC	21.0	16.3	12.9	42.1	39.2	36.1	32.5	28.6	25.0	21.9	29.2	25.8	23.0	31.5	28.7
BCS	65.8	58.7	51.6	55.8	52.0	47.8	43.5	39.3	35.2	41.0	36.8	37.9	40.5	42.5	37.8
CEL	30.9	26.7	37.0	35.1	26.1	23.5	21.0	23.2	23.5	28.6	30.2	30.8	29.6	32.3	33.9
NES	26.9	32.5	42.1	38.8	41.1	37.8	35.8	35.9	32.8	25.0	21.5	23.9	24.0	23.5	25.4
NOR	33.7	31.8	24.5	24.7	23.0	22.3	26.4	22.5	19.4	18.5	18.6	18.1	19.1	19.4	20.6
NTE	22.5	22.1	20.5	20.0	19.7	15.3	15.3	14.7	14.6	14.7	14.6	15.9	15.3	15.2	16.3
OCC	32.1	26.5	24.1	18.0	22.4	23.8	23.7	19.5	18.8	18.3	17.3	14.5	14.7	14.4	14.0
ORI	44.6	40.1	30.6	30.0	22.2	22.3	22.2	24.3	25.1	26.1	25.7	25.0	25.2	25.3	25.0
PEN	13.1	12.7	38.5	38.3	23.9	25.4	28.2	31.1	30.0	27.3	22.6	20.1	30.4	26.8	24.3
SIN	31.2	29.4	31.4	29.1	26.7	25.4	25.2	24.7	23.8	22.8	21.7	21.6	22.1	22.2	22.7
Eficiente SIN	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Eficiente BC	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9
Eficiente BCS	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Mínimo SIN	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Mínimo BCN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Mínimo BCS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

ANEXO 4.11. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2035-2050 DEL SEN

AÑO	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2035	488	0	9
2036	502	0	9
2037	531	10	22
2038	547	13	28
2039	565	15	33
2040	583	17	38
2041	602	20	45
2042	622	24	51
2043	644	26	56
2044	665	29	63
2045	687	32	69
2046	710	34	77
2047	734	36	83
2048	759	37	88
2049	783	40	95
2050	808	42	102

ANEXO 4.12. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA LIMPIA 2035-2050 DEL SEN

Año	Escenario 1	+Escenario 2	+Escenario 3
2035	201	0	9
2036	221	0	9
2037	240	5	20
2038	249	9	22
2039	265	8	25
2040	277	9	27
2041	292	8	27
2042	312	11	29
2043	327	14	32
2044	344	14	35
2045	359	15	38
2046	375	15	42
2047	394	19	42
2048	411	20	44
2049	430	19	45
2050	447	20	53

ANEXO 4.13. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE EMISIONES DE CO_2 2035-2050 DEL SEN

	Emisiones de CO2 (%)			Emisiones con Base a la Generación Bruta y al COPAR 2021 (millones de toneladas CO_2)					
Periodo	EC1 Emisiones de CO2	EC2 Emisiones de CO2	EC3 Emisiones de CO2	EC1 Emitidas	EC1 Evitadas	EC2 Emitidas	EC2 Evitadas	EC3 Emitidas	EC3 Evitadas
2035	45.4%	45.4%	44.4%	102	123	102	123	102	129
2036	42.5%	42.5%	41.5%	100	136	100	136	100	141
2037	41.6%	41.6%	39.8%	104	147	106	150	105	159
2038	41.2%	40.6%	39.4%	107	153	108	158	108	166
2039	39.8%	39.5%	38.1%	107	162	109	167	109	178
2040	39.1%	38.9%	37.6%	109	170	111	175	112	186
2041	38.2%	38.3%	37.2%	111	179	114	183	116	195
2042	36.6%	36.5%	35.9%	110	191	114	198	117	209
2043	35.8%	35.6%	35.3%	112	200	115	209	120	220
2044	35.0%	35.0%	34.5%	113	210	118	219	122	232
2045	34.3%	34.5%	34.0%	115	220	120	229	125	243
2046	33.8%	34.1%	33.5%	117	230	123	239	129	255
2047	33.0%	32.9%	33.2%	119	241	124	253	132	267
2048	32.4%	32.4%	32.8%	121	252	126	264	136	279
2049	31.7%	31.9%	32.4%	122	263	129	275	139	291
2050	31.3%	31.6%	31.6%	125	274	132	286	141	306

ANEXO 4.14. PORCENTAJE DE METAS DE ENERGÍA LIMPIA 2035 A 2050

Energía Limpia (%)				
Periodo	Metas (%)	EC 1	EC2	EC3
2035	41%	41%	41%	42%
2036	42%	44%	44%	45%
2037	43%	45%	45%	47%
2038	43%	46%	46%	47%
2039	44%	47%	47%	49%
2040	44%	48%	48%	49%
2041	45%	48%	48%	49%
2042	45%	50%	50%	51%
2043	46%	51%	51%	51%
2044	47%	52%	51%	52%
2045	47%	52%	52%	53%
2046	48%	53%	52%	53%
2047	48%	54%	54%	53%
2048	49%	54%	54%	54%
2049	49%	55%	55%	54%
2050	50%	55%	55%	55%

ANEXO 4.15. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE CAPACIDAD NETA INSTALADA DE UNIDADES DE CENTRAL ELÉCTRICA SÍNCRONA 2030 A 2050

Periodo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2030	68.15%	68.15%	66.26%
2031	67.17%	67.17%	65.14%
2032	66.45%	66.45%	64.32%
2033	65.65%	65.65%	63.45%
2034	65.21%	65.21%	62.95%
2035	64.64%	64.64%	62.34%
2036	63.73%	63.73%	61.42%
2037	64.08%	63.39%	61.20%
2038	64.20%	63.84%	61.86%
2039	64.43%	64.05%	61.76%
2040	65.04%	64.43%	61.99%
2041	63.62%	63.39%	60.68%
2042	64.23%	63.76%	61.08%
2043	64.18%	63.51%	60.50%
2044	63.66%	62.94%	59.92%
2045	62.65%	61.60%	58.45%
2046	62.03%	61.34%	58.01%
2047	61.53%	60.81%	57.25%
2048	61.40%	60.45%	56.67%
2049	60.05%	59.28%	55.38%
2050	59.87%	58.91%	55.34%



2022

Centro Nacional de
Control de Energía

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

CENACE®
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA