



Programa de Ampliación y  
Modernización de la Red Nacional  
de Transmisión y Redes Generales  
de Distribución del Mercado  
Eléctrico Mayorista

---

**PAMRNT**  
**2021 - 2035**



**CENACE**<sup>®</sup>  
CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

# Índice

<b>I. Introducción.....</b>	<b>7</b>
<b>II. Fundamento legal .....</b>	<b>11</b>
<b>III. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM .....</b>	<b>13</b>
Coordinación con el CENAGAS.....	19
<b>IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....</b>	<b>21</b>
Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional.....	21
Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional.....	22
Principales enlaces internacionales.....	24
Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista .....	27
Evolución de la Capacidad Instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2021.....	30
Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista .....	32
Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional .....	33
Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas .....	36
Evolución de Metas de Energías Limpias y emisión de CO <sub>2</sub> .....	39
Evolución de precios de combustibles.....	41
Margen de Reserva .....	42
Ejercicio de planeación de la matriz Energética Nacional 2035-2050 con diferentes escenarios de estudio .....	45
Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2021-2025.....	58
Estudios de Servicio de Transmisión (Porteo) .....	60
<b>V. Diagnóstico operativo 2020 .....</b>	<b>64</b>
Por Gerencias de Control Regional.....	64
Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2020.....	86
Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del SIN.....	87
Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California.....	89
Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Baja California Sur.....	91
Comportamiento semanal de la demanda máxima integrada y consumo bruto del Sistema Interconectado Mulegé.....	92
Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del SIN en 2020 .....	94
Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California en 2020.....	95
Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California Sur en 2020.....	96
Comportamiento de la Generación Hidráulica .....	97
Margen de Reserva Operativa .....	98
Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2020.....	99
Principales corredores de transmisión saturados.....	102



Estadística de los Estados Operativos Alerta y Emergencia.....	103
Interrupciones en el suministro de energía.....	105
Aspectos Operativos en 2020.....	105
<b>VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica.....</b>	<b>109</b>
Introducción.....	109
Correlación de la demanda y consumo con otros factores.....	109
Proceso de Pronóstico.....	110
Situación de la Industria Eléctrica.....	112
Entorno Económico 2020.....	121
Demanda global de energía 2020.....	122
Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2020.....	124
Escenario Macroeconómico 2021 — 2035.....	143
Crecimiento poblacional y Usuarios de la Industria Eléctrica 2021 — 2035.....	144
Consumo bruto 2021 — 2035.....	144
Consumo final (GWh) 2021 — 2035.....	147
Pérdidas de energía eléctrica 2021 — 2035.....	148
Estrategias para fomentar la Electromovilidad y Generación Distribuida.....	149
Prospectiva de Electromovilidad 2020 — 2035.....	150
Prospectiva de Generación Distribuida 2021 — 2035.....	152
Capacidad instalada (MW) 2021 — 2035.....	153
Generación (GWh) 2021 — 2035.....	153
Demanda Máxima 2021 — 2035.....	155
Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2021-2023.....	160
<b>VII. Características de los escenarios de estudio.....</b>	<b>164</b>
Demanda máxima de verano.....	164
Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste y Norte.....	165
Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste, Norte y Noreste.....	166
Demanda máxima de verano, Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur.....	167
Demanda máxima de invierno.....	169
Demanda mínima de invierno.....	169
Demanda media de invierno.....	169
<b>VIII. 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.....</b>	<b>172</b>
Priorización de Proyectos Instruidos por SENER a CFE Transmisión.....	172
Impacto en la GCR Central.....	180
Impacto en la GCR Oriental.....	186
Impacto en la GCR Occidental.....	196
Impacto en la GCR Noroeste.....	206
Impacto en la GCR Norte.....	222
Impacto en la GCR Noreste.....	230

Impacto en la GCR Peninsular.....	235
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California.....	248
Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur.....	263
Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé.....	266
<b>IX. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM.....</b>	<b>268</b>
Objetivo de los proyectos de ampliación.....	268
Proceso de ampliación de la RNT y las RGD del MEM.....	268
Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER.....	270
Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT.....	319
Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos por la SENER.....	569
Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM.....	600
Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF).....	678
Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución.....	691
Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2021 – 2035.....	703
<b>X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM.....</b>	<b>709</b>
Proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM.....	709
Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER hasta 2021.....	710
Proyectos Identificados de Modernización de la RNT.....	713
<b>XI. Proyectos del CEMIE-Redes.....</b>	<b>801</b>
Antecedentes.....	801
Descripción general.....	802
PE-A-01 - Coordinación Técnica del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes.....	802
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.....	803
PE-A-03 - Desarrollo de Herramientas Inteligentes para Aplicaciones de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.....	805
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).....	807
PE-A-05 - Desarrollo de componentes de una función de seguridad para la evaluación de la estabilidad transitoria en línea y en tiempo real.....	809
PE-A-06 - Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis.....	812
PE-A-07 - Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución.....	815
PE-A-08 - Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia.....	817
PE-A-09 - Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución.....	819
PE-A-10 - Gestión de activos de subestaciones.....	821
PE-A-11 - Desarrollo de un Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión.....	824
PE-A-12 - Asimilación tecnológica de “Vehículos Aéreos No Tripulados” en el sector eléctrico.....	827

PE-A-13 - Análisis Técnico, Económico y Regulatorio de Sistemas de Almacenamiento de Energía en México.....	828
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 .....	830
PE-A-15 - Capacidad de integración de GD para circuitos no evaluados por el distribuidor y mecanismos de certificación de inversores e instalaciones fotovoltaicas.....	832
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.....	833
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.....	835
PE-A-18 - Plataforma digital para evaluación teórica y práctica en línea, para la autorización de unidades de inspección de la industria eléctrica (PLADIEVA).....	837
PE-A-19 - Metodología y tecnología para la agregación de demanda controlable dispersa y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de México .....	839
PE-A-20 - Soluciones de ciberseguridad para la protección de activos e infraestructura en la Red Eléctrica Inteligente.....	840
PE-A-21 - Microrredes eléctricas para la electrificación de comunidades aisladas, y para desarrollar y evaluar tecnologías de generación distribuida.....	843
<b>XII. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo .....</b>	<b>848</b>
Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2025 – 2035.....	848
<b>Anexo Capítulo IV Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional .....</b>	<b>856</b>



# 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; 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 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,

tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes 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 (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del 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) para su autorización y opinión respectivamente los PAMRNT.

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 2021 – 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 sistema.

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 2021 – 2035:

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 Sistema Eléctrico Nacional, 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 2020. 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 del voltaje, 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 a futuro los proyectos que solucionen problemáticas que se irán agravando, para proponerse a 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 y electromovilidad que tendrán un impacto importante en estos en el largo plazo. Adicionalmente, se incluye un análisis detallado del impacto del COVID-19.

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) que justifican técnica y económicamente la necesidad en su construcción de los proyectos identificados de ampliación de la RNT y las RGD del MEM en el ejercicio de planeación de 2021.

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 2021.

En el capítulo XI se incluyen los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctrica Inteligentes (CEMIE-Redes).

Finalmente, en el capítulo XII se presenta un listado de los proyectos indicativos identificados para la ampliación de la RNT en el periodo de 2025 a 2035.



# 2

## FUNDAMENTO LEGAL



## II. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la SENER y a la CRE, las propuesta del PAMRNT para el periodo 2021 – 2035, 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; 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1º, párrafo primero, 2º, 6º, 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 del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Para la definición de los proyectos propuestos que integrarán el PAMRNT 2021 – 2035, 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 Redes Eléctricas Inteligentes, 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 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 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 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  $\eta-1$ ), 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 de la red 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 con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible que consume; se modela la indisponibilidad estadística y proyectada de las Centrales Eléctricas. Para las Centrales Eléctricas intermitentes, el comportamiento

estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios proporcionado por la SENER.

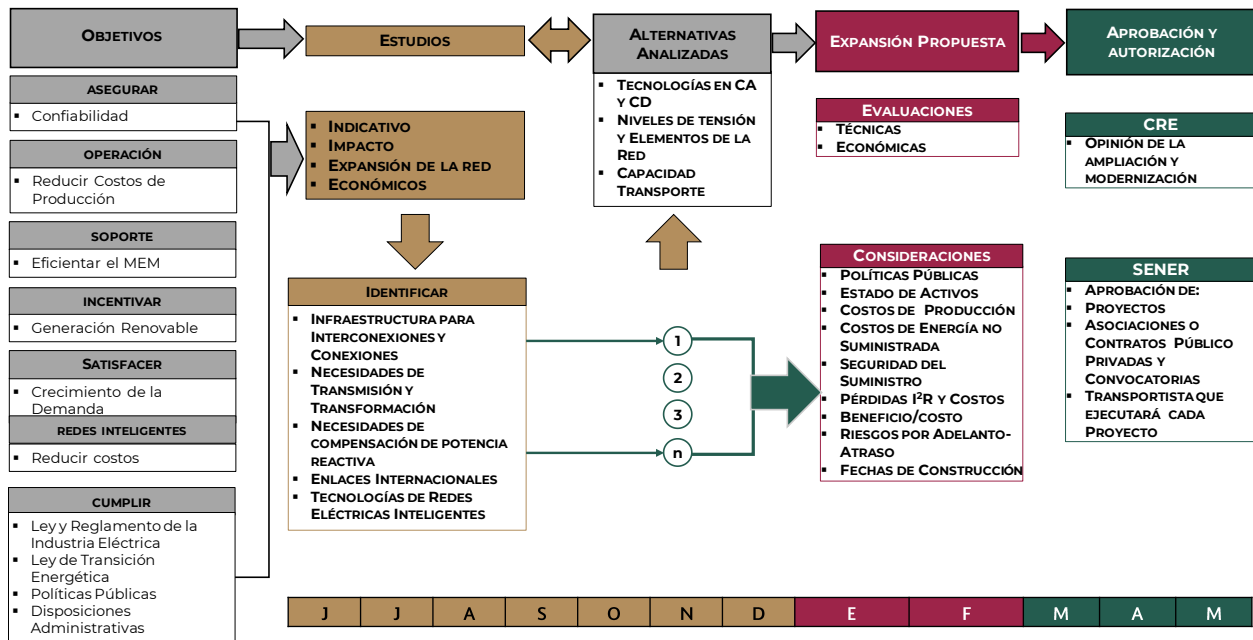
Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas líneas de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

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 del Programa 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 ( $\eta+2$  a  $\eta+6$ ), 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 (SE).

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 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 ( $\eta+6$  a  $\eta+14$ ) 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

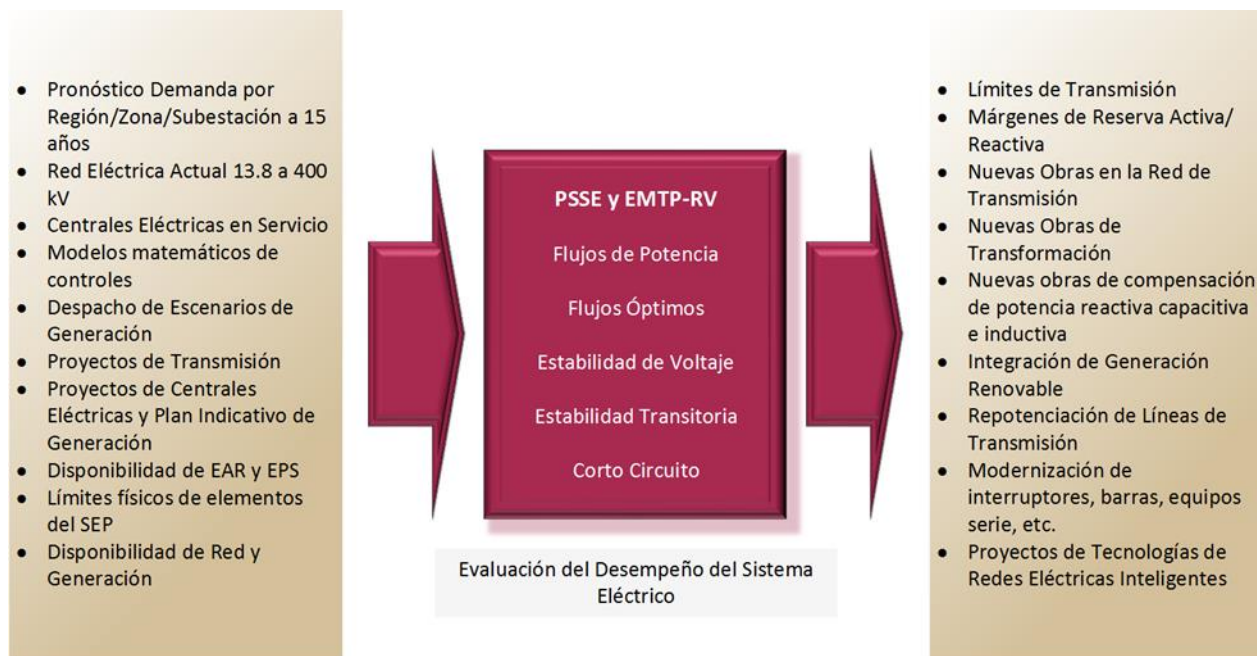
un grado de incertidumbre mayor en las variables de precios de combustibles y evolución de la demanda y consumo. El modelo de la red incluye proyectos de transmisión indicativos para dar seguimiento en los subsecuentes ejercicios de estudios de Planeación.

Con los modelos de red 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 Redes Eléctricas Inteligentes para preservar, mejorar la Confiabilidad del SEN ante la incorporación masiva de generación renovable (intermitente) en la RNT y generación distribuida. 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 Mercado Eléctrico Mayorista



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, costos de energía no suministrada, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, factores de utilización de las LT, etc.

En el horizonte de tiempo de corto plazo ( $\eta$  a  $\eta+6$ ) 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 si 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 3.13. 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 ( $\eta+6$  a  $\eta+14$ ), 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-costos 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 sub-problemas estáticos (año por año) iniciando del año “ $\eta+6$ ” al “ $\eta+14$ ”, y posteriormente de regreso, del año “ $\eta+14$ ” al “ $\eta+6$ ”. 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 Mercado Eléctrico Mayorista



### 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.

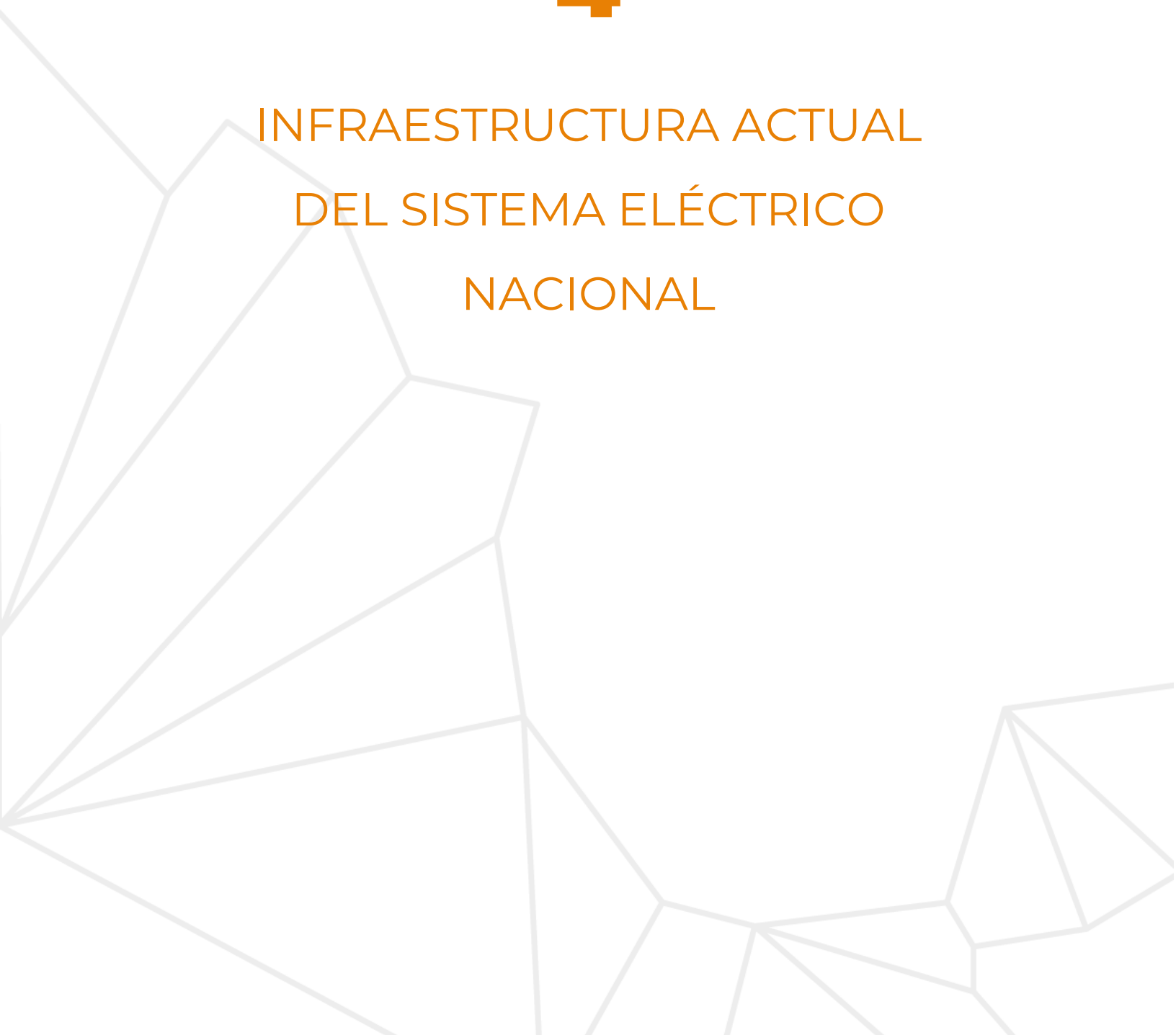
El CENAGAS tiene una coordinación estrecha con el área de Operación del

Sistema y el Mercado Eléctrico Mayorista.

La elaboración del PIIRCE, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica 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 Mulegé. 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: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El sistema de Baja California, opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA - Western Electricity Coordinating Council (WECC) - por medio de dos LT conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

Mientras que los sistemas eléctricos de Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre sí, así como del resto de la red eléctrica nacional.

Figura 4.1.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



## Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La red de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La expansión de la red 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 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 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 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.

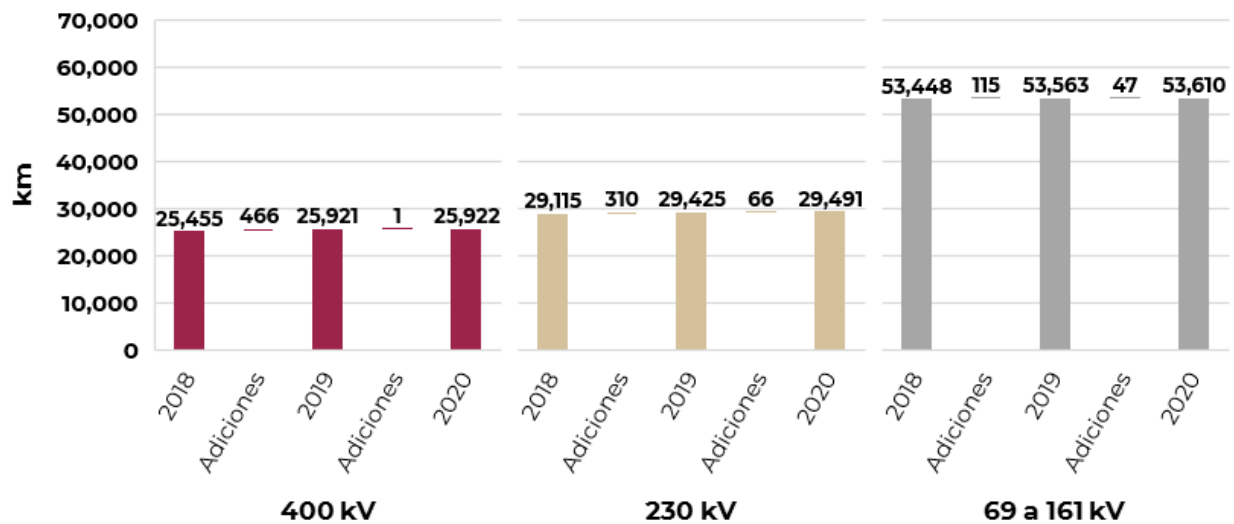
Al 31 de diciembre de 2019, en la RNT se tenían 108,909 km de Líneas Transmisión, 0.8% más que en 2018; el mayor crecimiento se dio en 400 kV (1.8%), seguido por en 230 kV (1.1%). Al 31 de diciembre de 2020, se registró un crecimiento de 115.1 km con respecto al 2019 (65.9 km en 230 kV, 47.3 km en 115 kV y 1.9 km en 400 kV). El cuadro 4.2.1 muestra los km de líneas de transmisión de 2018 a 2020.

En la figura 4.2.1, muestra las adiciones de km de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2018 a 2020.

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

Nivel de tensión	Longitud (km) 2018	Longitud (km) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Longitud (km) 2020	TCA 2019-2020 (%)
<b>Transmisión 161 a 400 kV</b>	<b>55,089</b>	<b>55,865</b>	<b>1.4%</b>	<b>55,932</b>	<b>0.1%</b>
400 kV	25,455	25,921	1.8%	25,922	0.0%
230 kV	29,115	29,425	1.1%	29,491	0.2%
161 kV	519	519	0.0%	519	0.0%
<b>Transmisión 69 a 138 kV</b>	<b>52,930</b>	<b>53,044</b>	<b>0.2%</b>	<b>53,091</b>	<b>0.1%</b>
138 kV	1,779	1,779	0.0%	1,779	0.0%
115 kV	48,013	48,127	0.2%	48,174	0.1%
85 kV	795	795	0.0%	795	0.0%
69 kV	2,343	2,343	0.0%	2,343	0.0%
<b>Total</b>	<b>108,019</b>	<b>108,909</b>	<b>0.8%</b>	<b>109,023</b>	<b>0.1%</b>

Figura 4.2.1. Adiciones en infraestructura de transmisión de la RNT en 2019-2020 (km)<sup>1/</sup>



1/ Fuente: Elaborado con información de CFE.

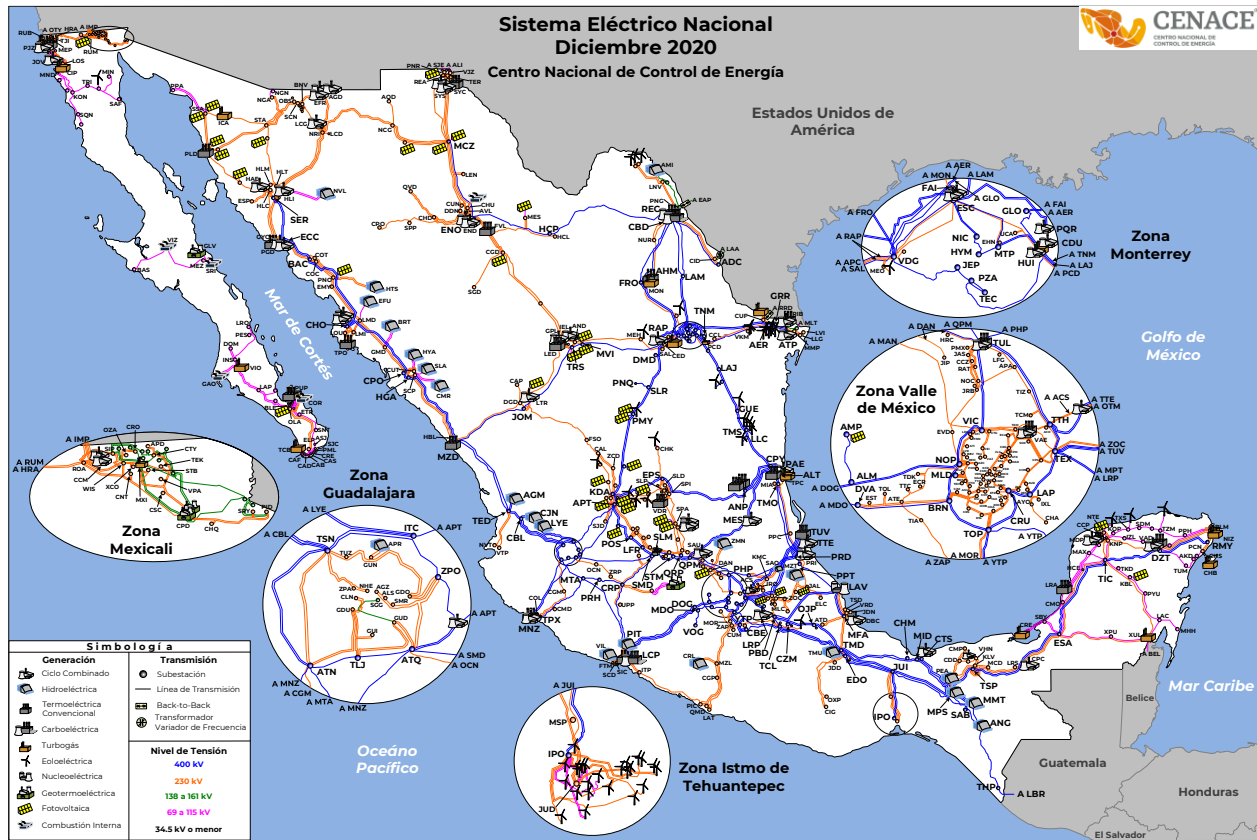
En SE de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 4,194 MVA en bancos de transformación de 2018 a 2020, de los cuales 1,664 MVA corresponden a transformación de la RNT y 2,530 MVA corresponde a transformación de la RGD del MEM.

En el cuadro 4.2.2 muestra un resumen de las adiciones por año. En la figura 4.2.2 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California, se tiene tres sistemas eléctricos aislados eléctricamente del SIN.

Cuadro 4.2.2. Adiciones en infraestructura de subestaciones de la RNT y RGD

Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2018	Capacidad de transformación (MVA) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Capacidad de transformación (MVA) 2020	TCA 2019-2020 (%)
Bancos de Transformación de la RNT	113,143	114,707	1.4%	114,807	0.1%
Bancos de Transformación de las RGD del MEM	72,662	74,007	1.9%	75,192	1.6%
<b>Total</b>	<b>185,805</b>	<b>188,714</b>	<b>1.6%</b>	<b>189,999</b>	<b>0.7%</b>

Figura 4.2.2. Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2020



## 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 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, EUA, 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.

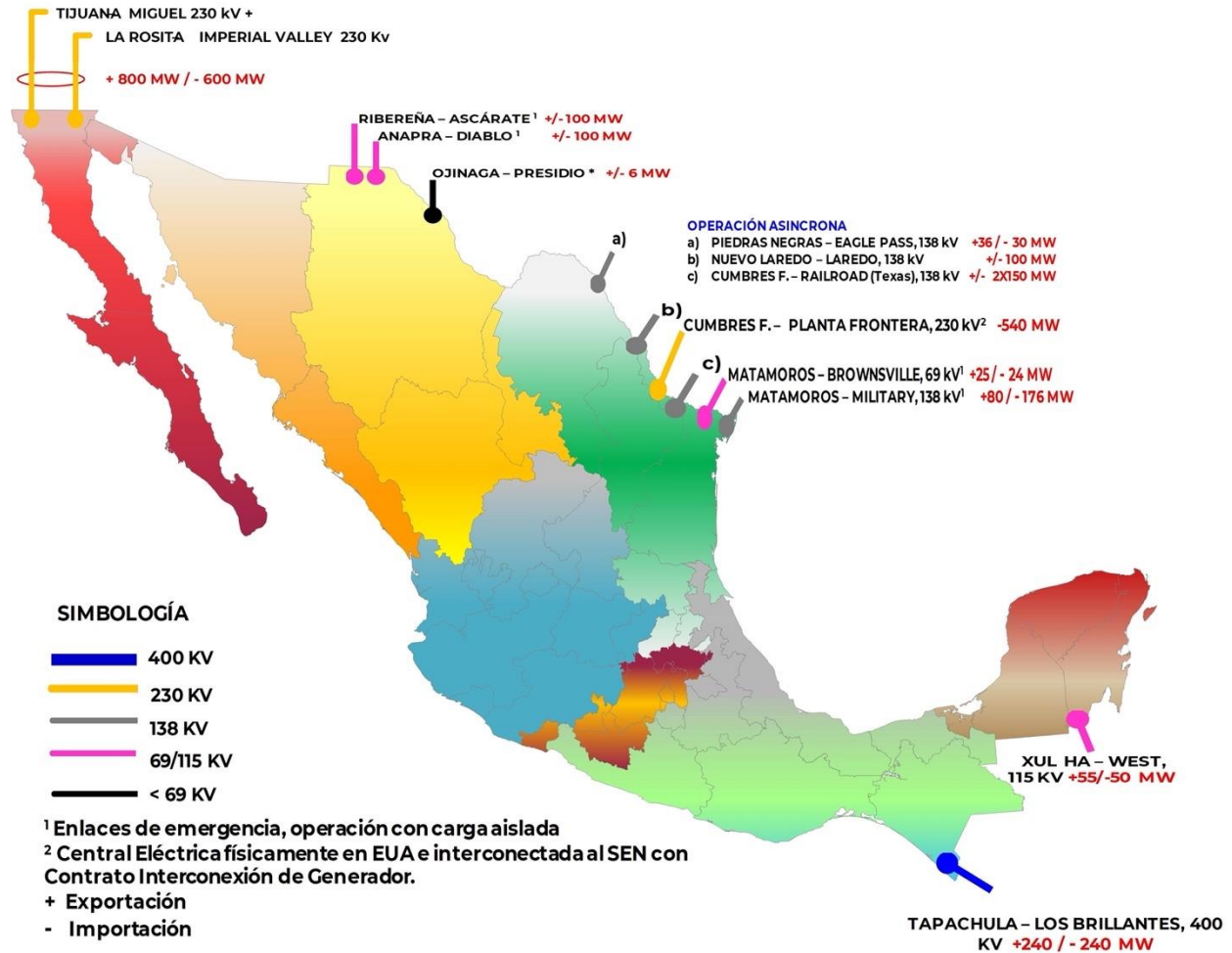
En Baja California se tienen dos centrales de ciclo combinado y una eólica que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el Sistema Interconectado Baja California y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

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 2020



Cuadro 4.3.1 Energía Eléctrica en MWh de los principales enlaces internacionales 2017 a 2020

Nombre del enlace internacional	2017		2018		2019		2020	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	826,357	704,254	1,733,684	1,364,191	2,251,037	1,508,993	1,378,038	848,403
Cumbres Frontera - Rail Road	756,550	4,852	702,594	25,547	721,879	56,668	47,915	127,659
Piedras Negras - Eagle Pass	121,525	2,706	101,706	4,591	66,789	10,651	7,649	11,004
Cd. Industrial - Laredo Americano	223,381	5,146	445,518	12,899	318,895	17,823	92,415	29,241
Tapachula - Los Brillantes	78,712	831,965	689,162	783,987	515,426	1,106,560	99,155	998,808
Xul Ha - Belice	27.62	230,085	143.79	235,046	12.58	383,725	23.45	270,309
<b>Total</b>	<b>2,006,552</b>	<b>1,779,009</b>	<b>3,672,807</b>	<b>2,426,262</b>	<b>3,874,038</b>	<b>3,084,420</b>	<b>1,625,195</b>	<b>2,285,424</b>

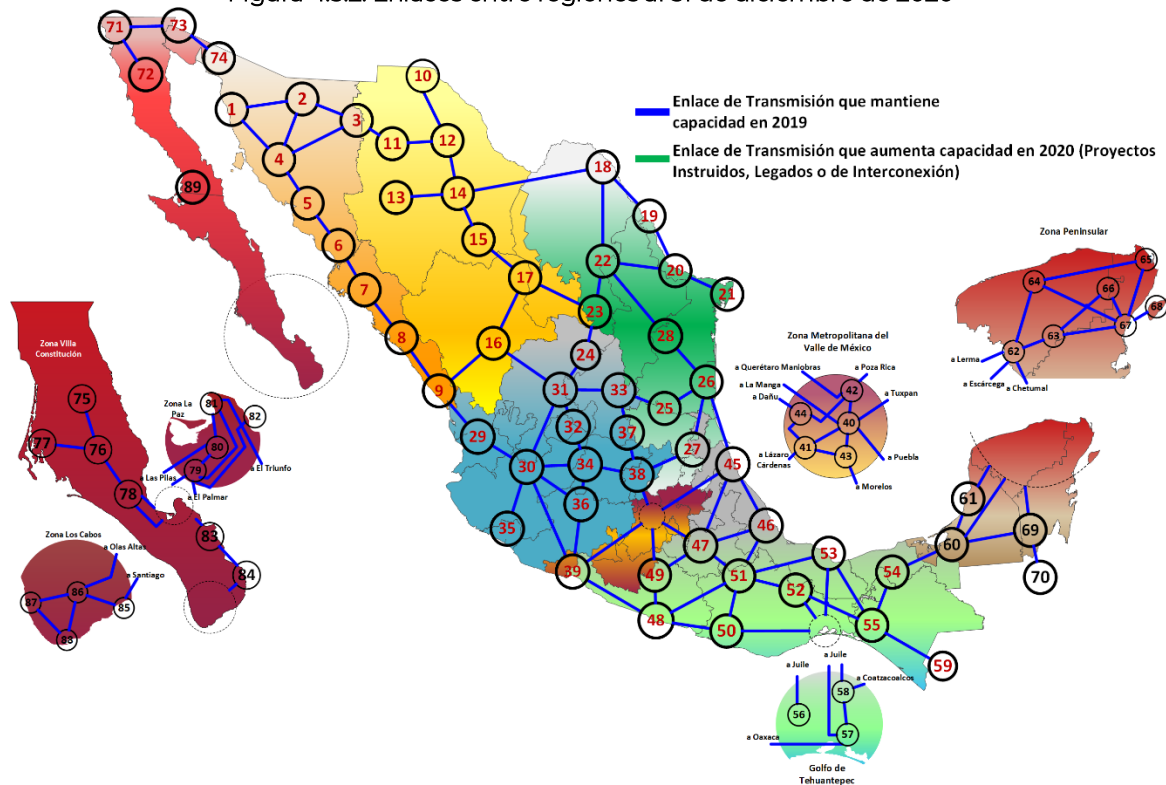
Cuadro 4.3.2 Factor de utilización (%) de los principales enlaces internacionales 2017 a 2020

Nombre del enlace internacional	2017		2018		2019		2020	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Tijuana + Rosita - Imperial Valley + Miguel	23.1%	10.0%	48.5%	19.5%	63.0%	21.5%	38.6%	12.1%
Cumbres Frontera - Rail Road	28.8%	0.2%	26.7%	1.0%	27.5%	2.2%	1.8%	4.9%
Piedras Negras - Eagle Pass	46.2%	0.9%	38.7%	1.5%	25.4%	3.4%	2.9%	3.5%
Cd. Industrial - Laredo Americano	25.5%	0.6%	50.9%	1.5%	36.4%	2.0%	10.5%	3.3%
Tapachula - Los Brillantes	3.7%	39.6%	32.8%	37.3%	24.5%	52.6%	4.7%	47.5%
Xul Ha - Belice	0.0%	47.8%	0.0%	48.8%	0.0%	79.6%	0.0%	56.1%

En la figura 4.3.2 se presenta los elementos de los enlaces entre regiones en 2020 con los que el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización. Para la elaboración del PRODESEN y PAMRNT 2020-2034, la SENER autorizó incrementar el número de regiones. El incremento del número de regiones obedece principalmente a tener un mayor detalle del impacto de

las problemáticas que presenta la RNT en cada Sistema Interconectado del SEN y, por consiguiente, tener una mejor caracterización para el mediano y largo plazos del impacto técnico y económico de cada proyecto propuesto, para más información sobre la configuración de los enlaces ver Anexo 4.1.

Figura 4.3.2. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020





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

A continuación, se presentan la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AUT), Cogeneración (COG), Pequeña Producción (P.P.), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) del SEN al 30 de junio de 2021, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior 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 (GEN).

Al cierre del 2020 la capacidad entregada a la red de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 83,121 MW, mientras que al 30 de junio de 2021 se incrementó hasta 89,619 MW considerando las unidades de Central Eléctrica en operación y en pruebas, lo cual refleja un incremento de 7.82% con respecto al 2020. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como centrales de ciclo combinado (3,113 MW), centrales eólicas (1,187 MW) y centrales fotovoltaicas (1,906 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 al 30 de junio de 2021. En la figura 4.4.1 presenta las adiciones de capacidad instalada al 30 de junio de 2021, centrales en operación y en pruebas.

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

Tecnología	2019	2020 <sup>1/</sup>	2021 <sup>6/</sup>
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	7,691
Fotovoltaica	3,646	5,149	7,056
Bioenergía <sup>2/</sup>	375	378	408
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>23,582</b>	<b>25,594</b>	<b>28,744</b>
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente <sup>5/</sup>	1,710	2,305	2,309
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>3,318</b>	<b>3,913</b>	<b>3,917</b>
<b>Total capacidad de Energía Limpia</b>	<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>32,662</b>
<b>%</b>	<b>34.29</b>	<b>35.50</b>	<b>36.44</b>
Ciclo combinado	30,402	31,948	35,060
Térmica convencional <sup>3/</sup>	11,831	11,809	11,809
Turbogás <sup>4/</sup>	2,960	3,545	3,891
Combustión interna	891	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
<b>Total</b>	<b>78,447</b>	<b>83,121</b>	<b>89,619</b>

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, enero-diciembre de 2020.

2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos

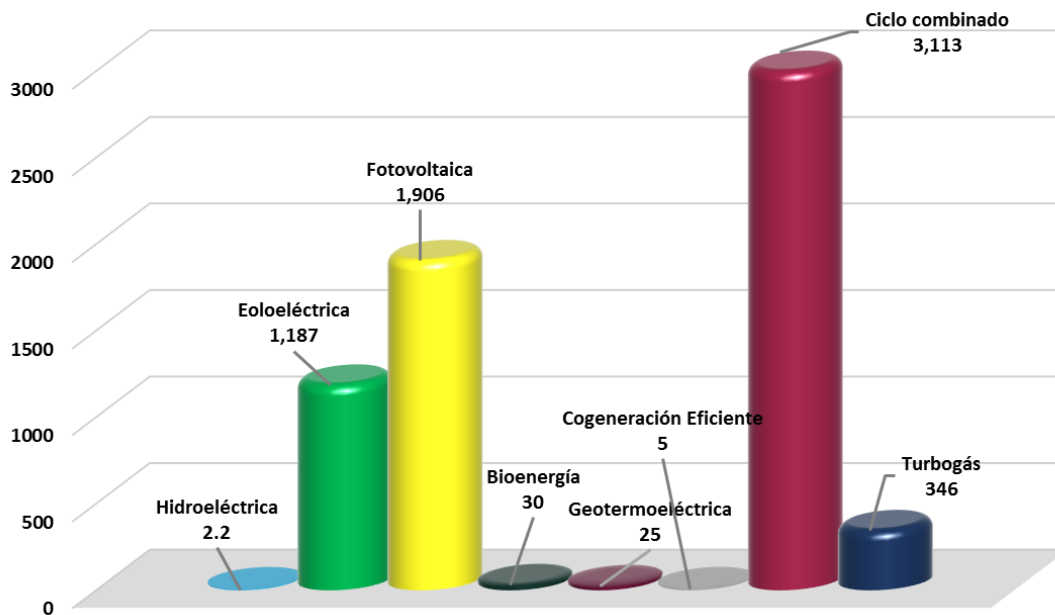
3/ incluye Lecho Fluidizado

4/ incluye plantas móviles

5/ Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

6/ Capacidad instalada al 30 de junio de 2021, incluye centrales en operación y en pruebas.

Figura 4.4.1. Adiciones de capacidad instalada al 30 de junio de 2021 (MW)

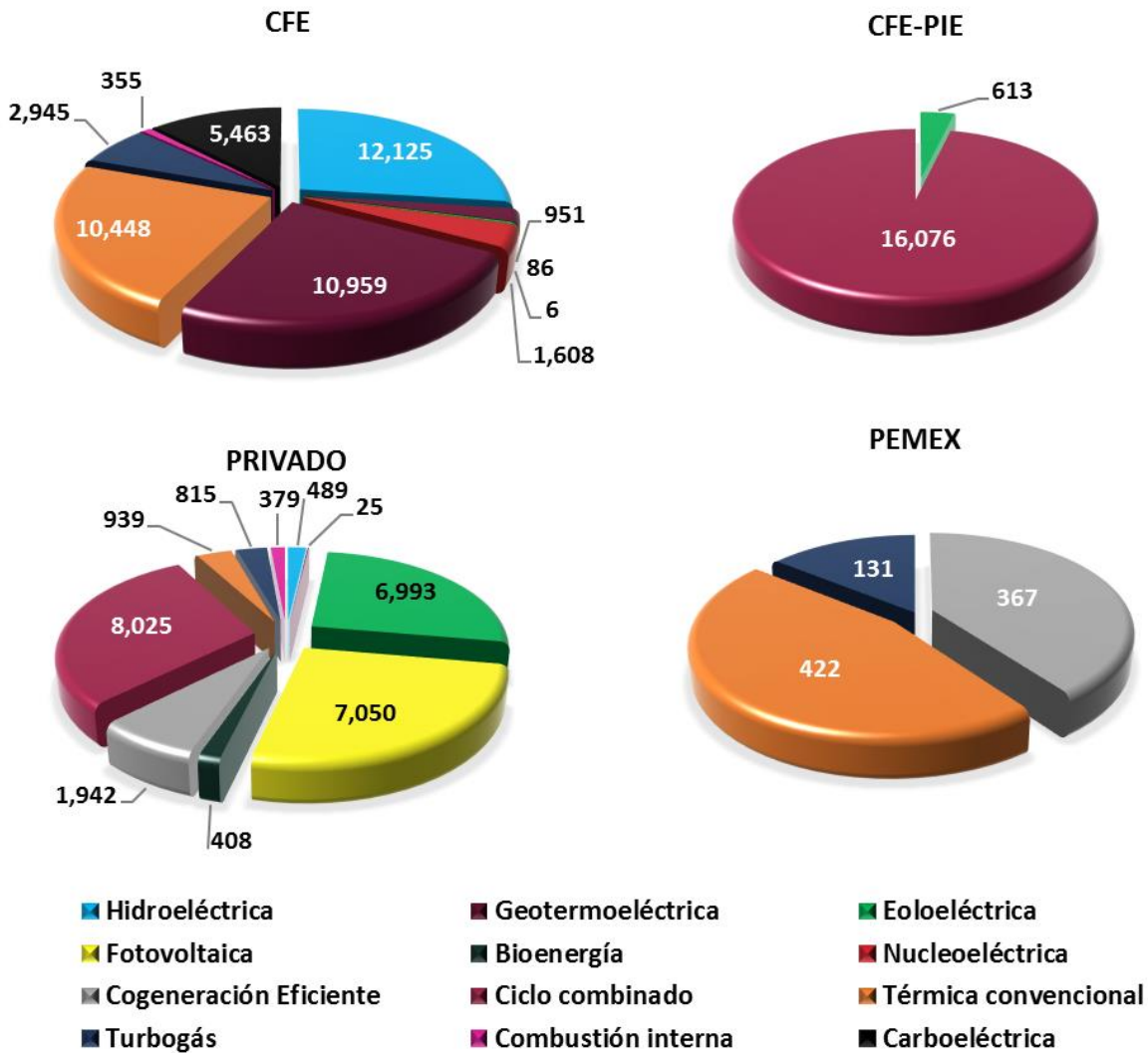


En el año 2020, la capacidad instalada de las centrales de Energía Limpia tales como, hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas, fotovoltaicas y de bioenergía, fue de 25,594 MW, y al 30 de junio de 2021 se tiene 28,744 MW; un incremento del 12.31% con respecto al 2020. Siendo las centrales eólicas y fotovoltaicas las principales fuentes de tal incremento, considerando las centrales en operación y en pruebas.

En la figura 4.4.2, presenta la capacidad instalada por modalidad al 30 de junio de 2021. Para más detalle, ver Anexo 4.2 y derivados.

Al 30 de junio de 2021, la CFE tiene 44,946 MW y 16,689 MW para los PIE; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada de 27,064 y PEMEX 921 MW, centrales eléctricas en operación y en pruebas.

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 30 de junio de 2021, respectivamente.

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

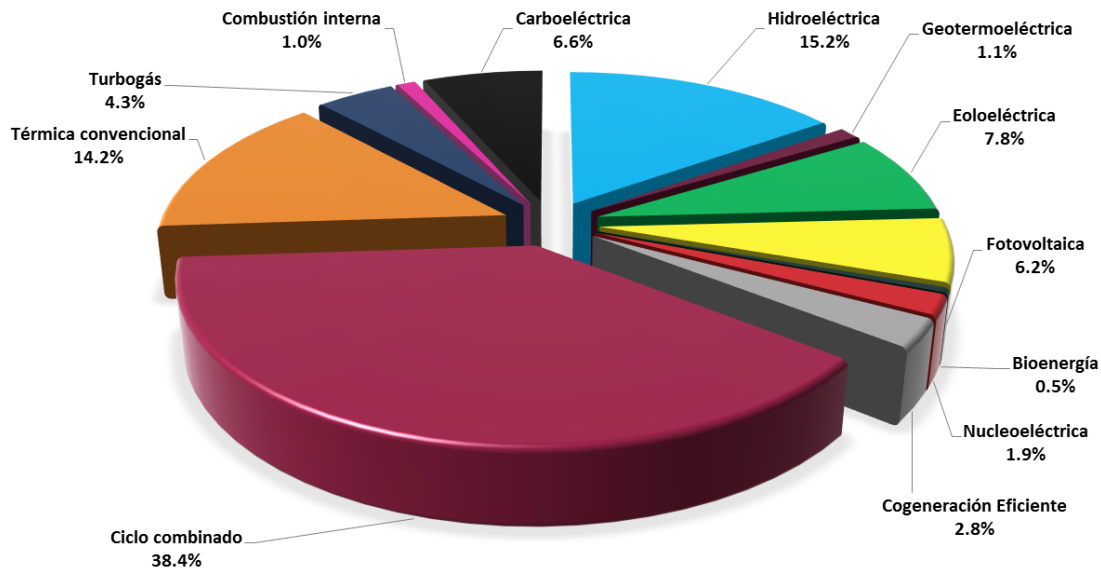
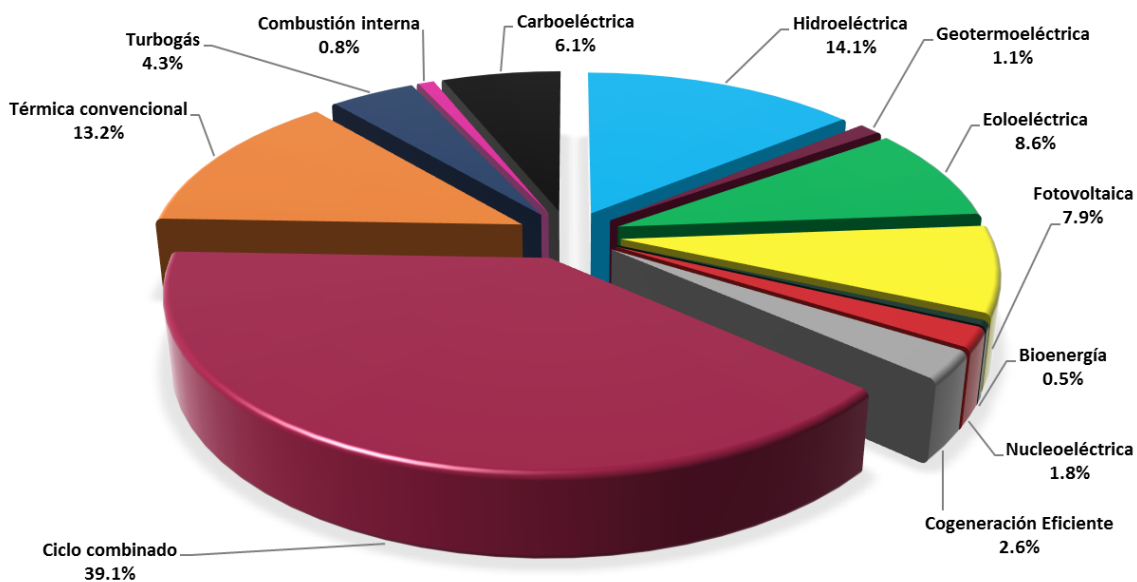


Figura 4.4.4. Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 30 de junio de 2021



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

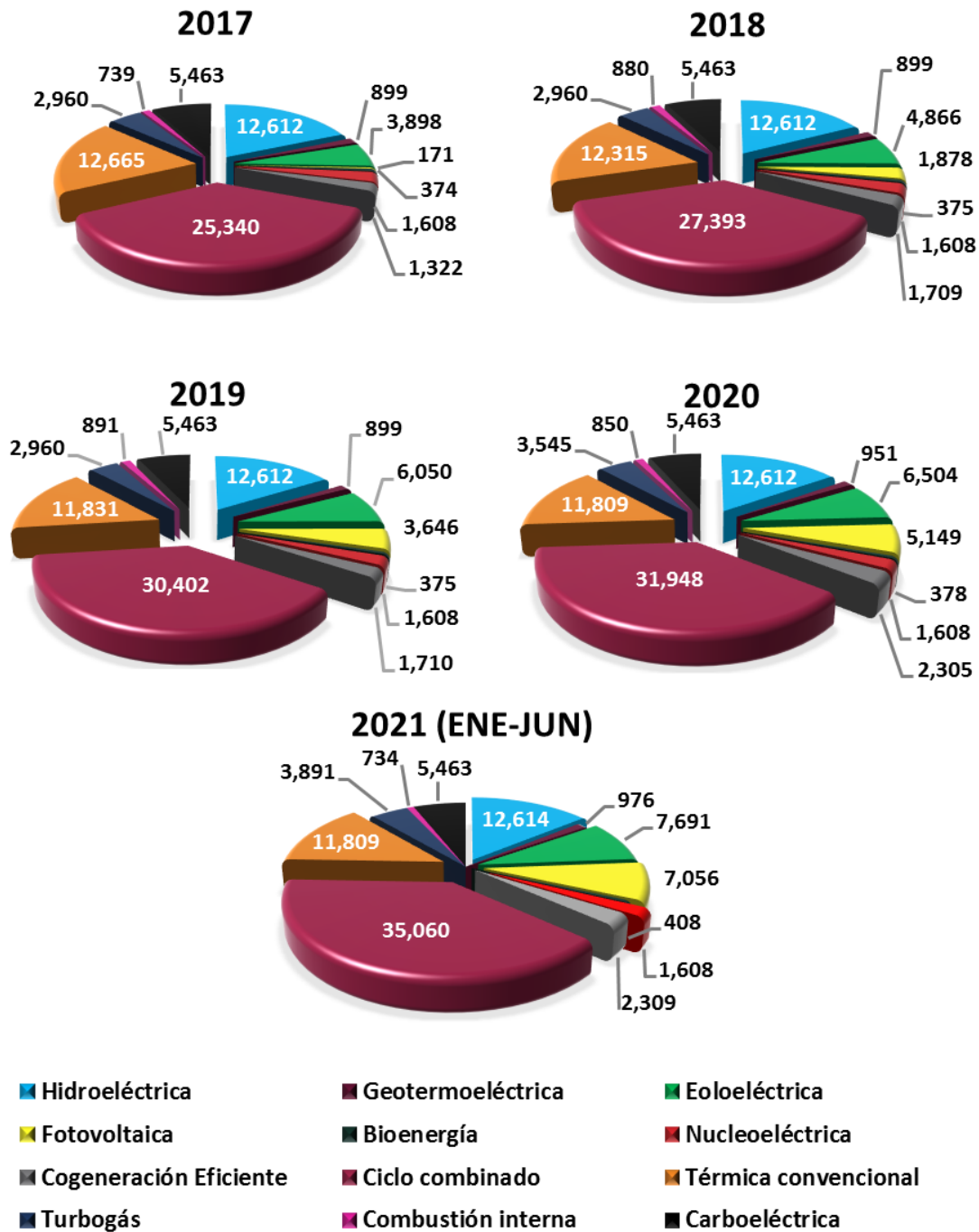
En la figura 4.5.1 se presenta la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2021

(ene-jun) de las centrales 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 Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad de las Unidades Móvil de Emergencia (UME), así como las centrales que están en operación y en pruebas al 30 de junio de 2021. Ir al

Anexo 4.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2021 (enero-junio).

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

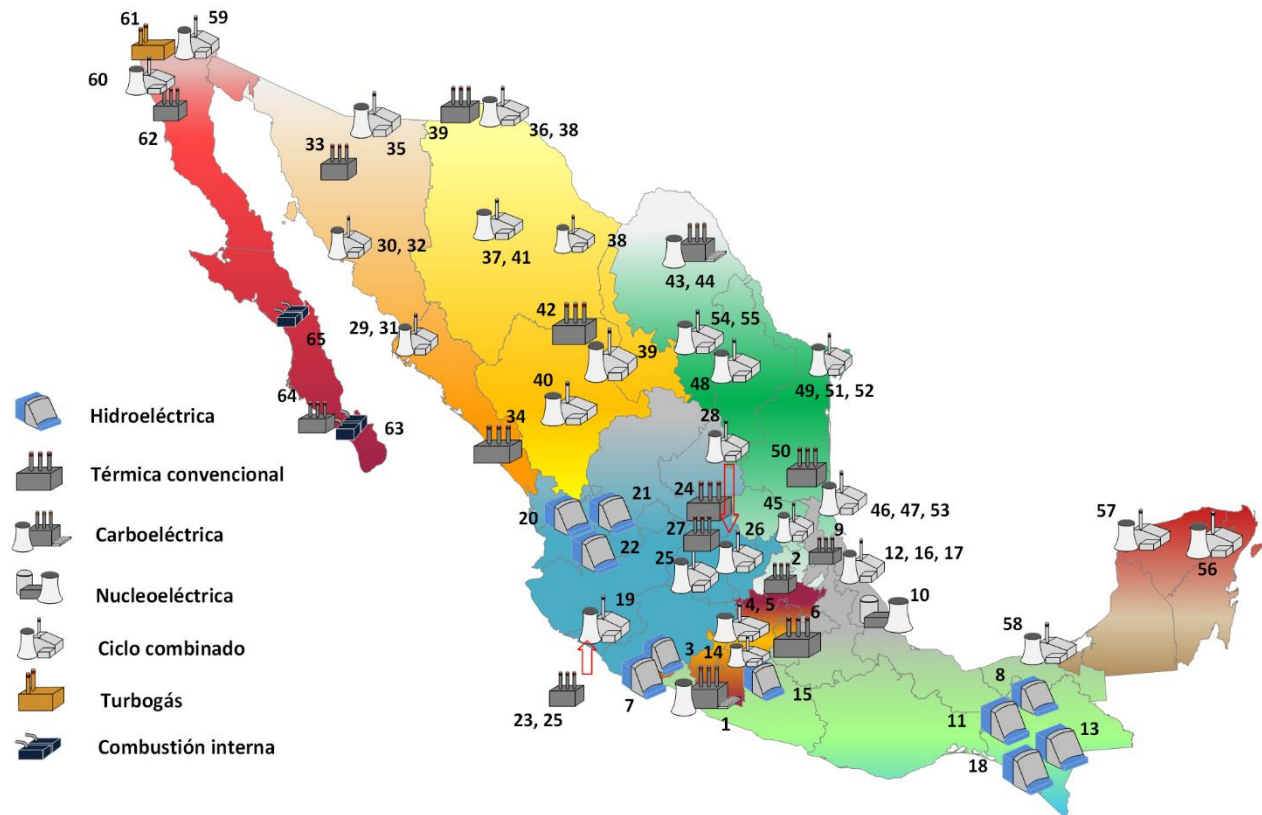


## Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

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 30 de junio de 2021

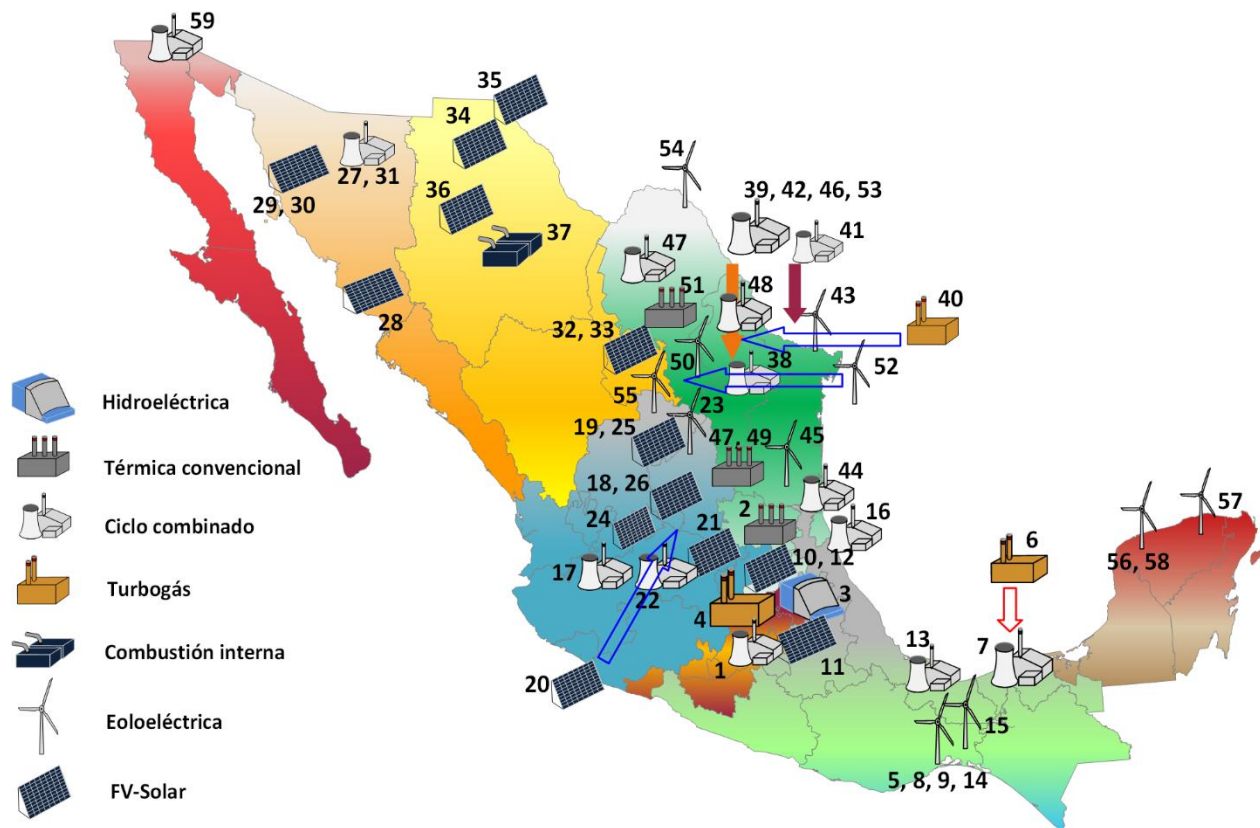


En la figura 4.6.2 muestra la ubicación de las primordiales Centrales Eléctricas del sector privado en operación y en

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 30 de junio de 2021



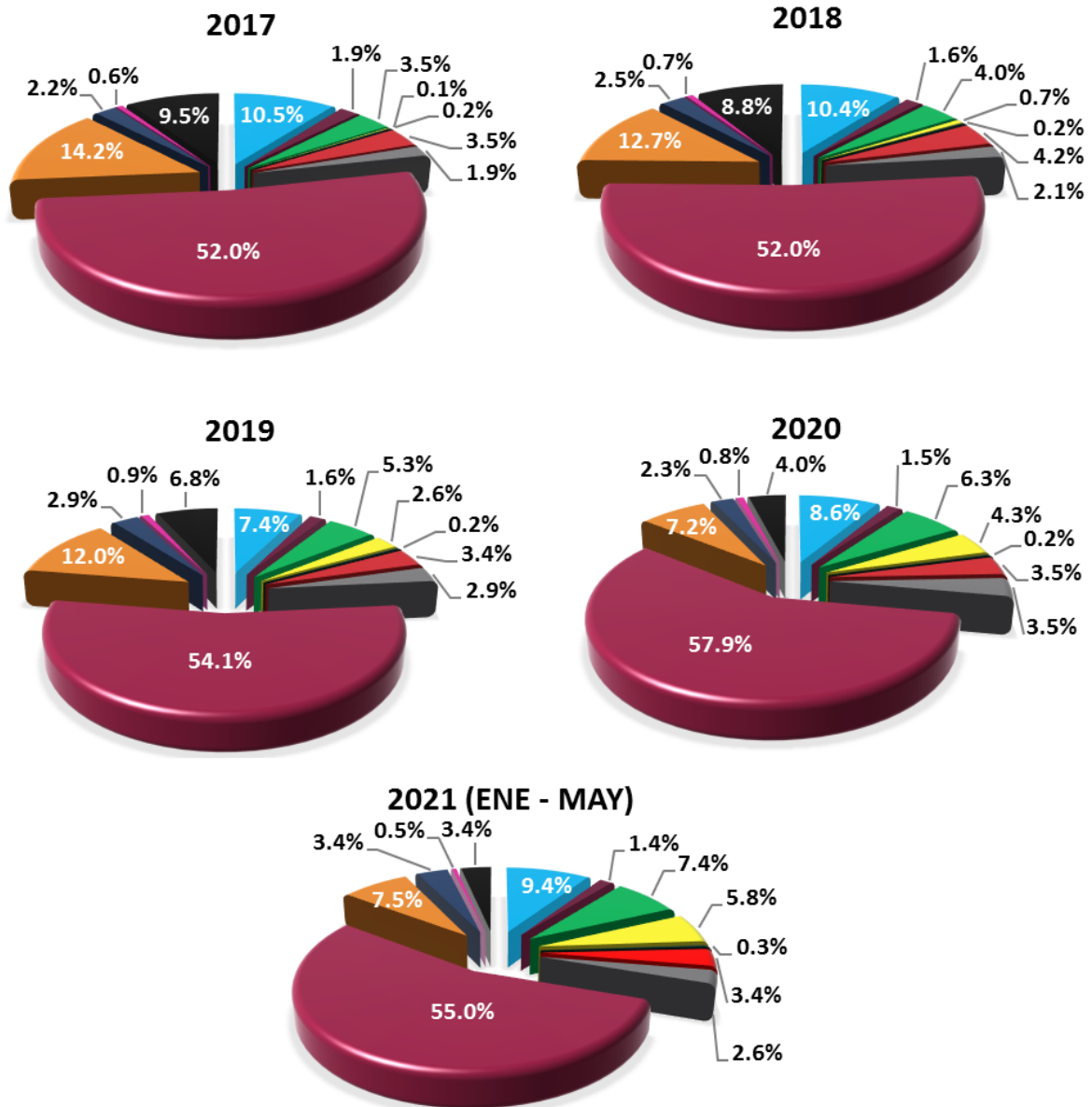
### Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

La producción de energía eléctrica considerando la generación neta de la CFE y de los diferentes permisionarios durante 2019 fue de 317,820 GWh, de los cuales 74,570 GWh es Energía Limpia (23.46%), proveniente de la generación Eoloeléctrica, FV-Solar, Bioenergía, Cogeneración Eficiente (se considera el 100% como Energía Limpia), Geotérmica, Hidroeléctrica, Nucleoeléctrica.

Mientras que la producción de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2020 fue 312,348 GWh, con 86,989 GWh de Energía Limpia (27.85%), se considera el 100% de la cogeneración eficiente como Energía Limpia, de acuerdo con los anteriores PRODESEN de 2015-2029 a 2019-2033.

Del 01 de enero al 31 de mayo de 2021, se tiene una producción de energía eléctrica de 128,290 GWh con 38,724 GWh de Energía Limpia (30.18%). En la figura 4.7.1 presenta la evolución de la generación neta por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2021 (ene-may), ver Anexo 4.6 del documento.

Figura 4.7.1. Evolución de la Energía producida 2017 – 2021 (enero-mayo) por tipo de tecnología, considerando el 100% de energía limpia de centrales de Cogeneración Eficiente



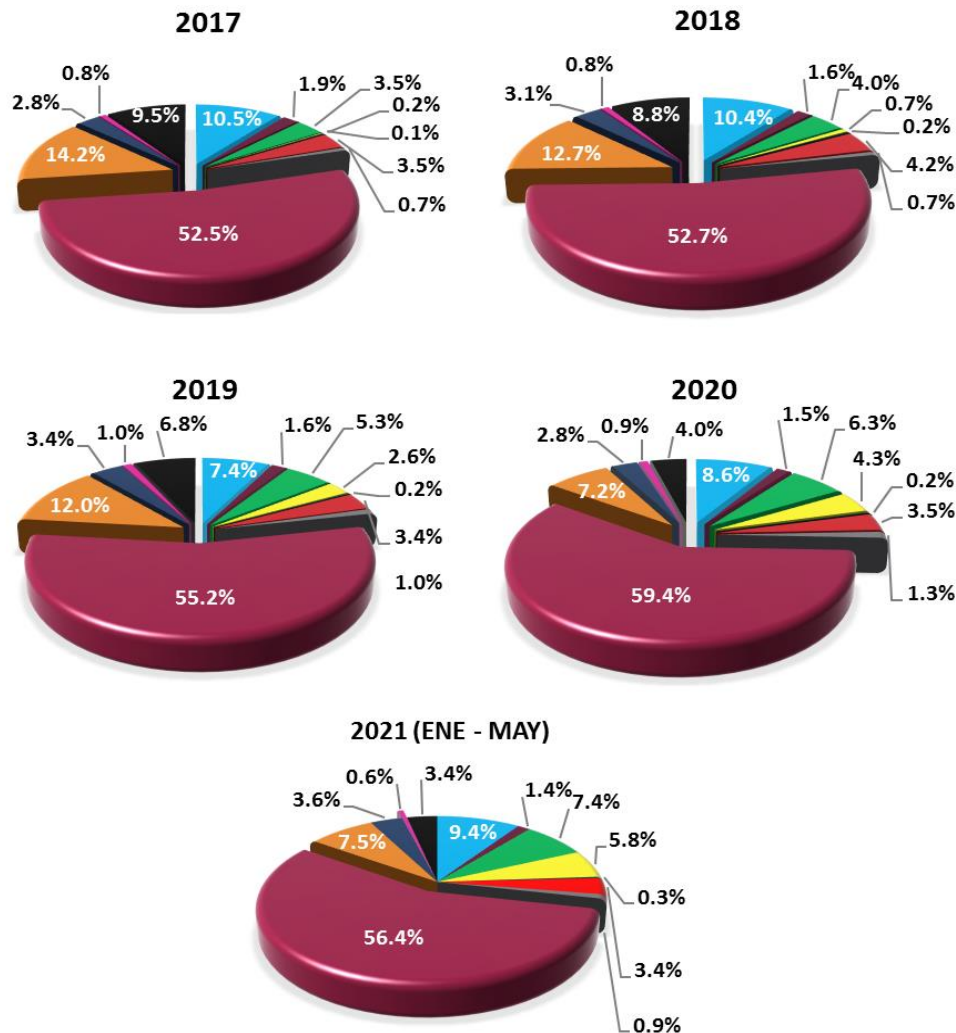
- |  |   |  |
|--|---|--|
| <span style="color: blue;">■</span> Hidroeléctrica         | <span style="color: purple;">■</span> Geotermoeléctrica   | <span style="color: green;">■</span> Eoloeléctrica         |
| <span style="color: yellow;">■</span> Fotovoltaica         | <span style="color: darkgrey;">■</span> Bioenergía        | <span style="color: red;">■</span> Nucleoeléctrica         |
| <span style="color: grey;">■</span> Cogeneración Eficiente | <span style="color: purple;">■</span> Ciclo combinado     | <span style="color: orange;">■</span> Térmica convencional |
| <span style="color: darkblue;">■</span> Turbogás           | <span style="color: magenta;">■</span> Combustión interna | <span style="color: black;">■</span> Carboeléctrica        |



En la figura 4.7.2, 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 Cogeneración Eficiente; teniendo una

producción de Energía Limpia de 68,592 GWh para el 2019 (21.58%), 80,088 GWh para el 2020 (25.64%) y 36,534 GWh de enero – mayo 2021 (28.48%) en el SEN. Para más información ir al Anexo 4.7 del documento.

Figura 4.7.2. Evolución de la Energía producida 2017 – 2021 (enero-mayo) por tipo de tecnología, aplicando su factor de acreditación de energía limpia a las Centrales Eléctricas de Cogeneración Eficiente

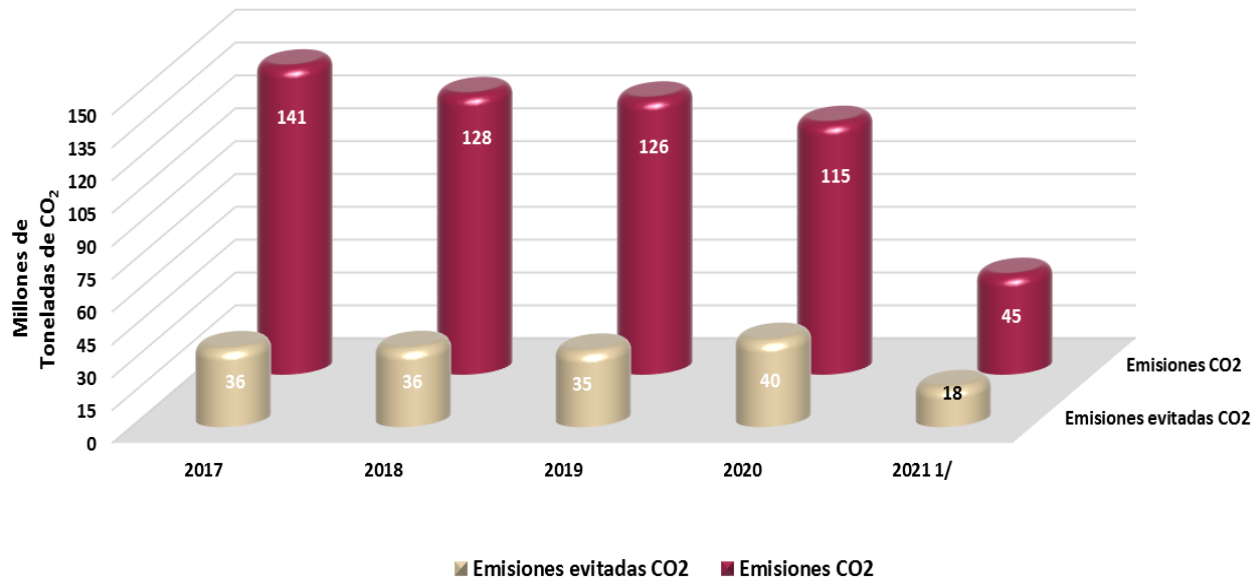


- Hidroeléctrica
- Geotermoeléctrica
- Eoloeléctrica
- Fotovoltaica
- Bioenergía
- Nucleoeléctrica
- Cogeneración Eficiente
- Ciclo combinado
- Térmica convencional
- Turbogás
- Combustión interna
- Carboeléctrica

En la figura 4.7.3 muestra la evolución de las emisiones (millones de Ton) producidas del 2017 al 31 de mayo de 2021, considerando los factores de emisión de CO<sub>2</sub> del SEN de los años 2017, 2018, 2019 y 2020, estimados por la CRE.

Como se puede observar en la figura, se tiene una disminución en las emisiones de CO<sub>2</sub> con el paso de los años, esto se debe a una mayor participación de la generación con base a Energías Limpias.

Figura 4.7.3. Evolución de las emisiones evitadas y emisiones de CO<sub>2</sub> (millones de Toneladas) 2017 – 2021 (enero-mayo)



1/ solo incluye las emisiones y emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> de enero - mayo 2021.

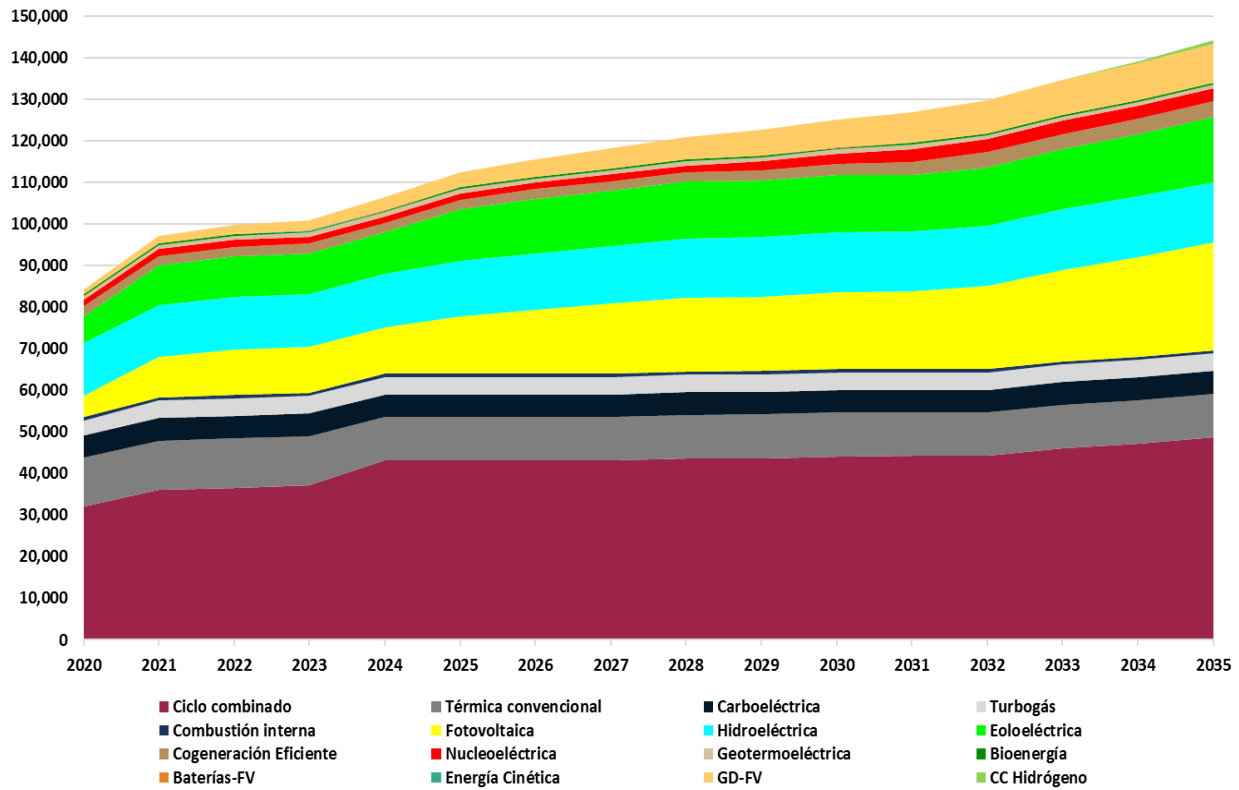
### Programa indicativo de incorporación de Centrales Eléctricas

El PIIRCE publicado por la SENER resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión y proyectos para cumplir con la política energética nacional, y considera proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y proyectos de Energía Limpia, y de la optimización del sistema.

La Figura 4.9.1, muestra la evolución de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación resultado del PIIRCE 2021 a 2035.

Para el periodo 2021-2024, ver Anexo 4.8, sólo se consideran los proyectos firmes con contrato de interconexión y para cumplir con la política energética nacional del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024; a partir de 2025 el PIIRCE integra proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazos, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la Ley de Transición Energética, 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 2020-2035

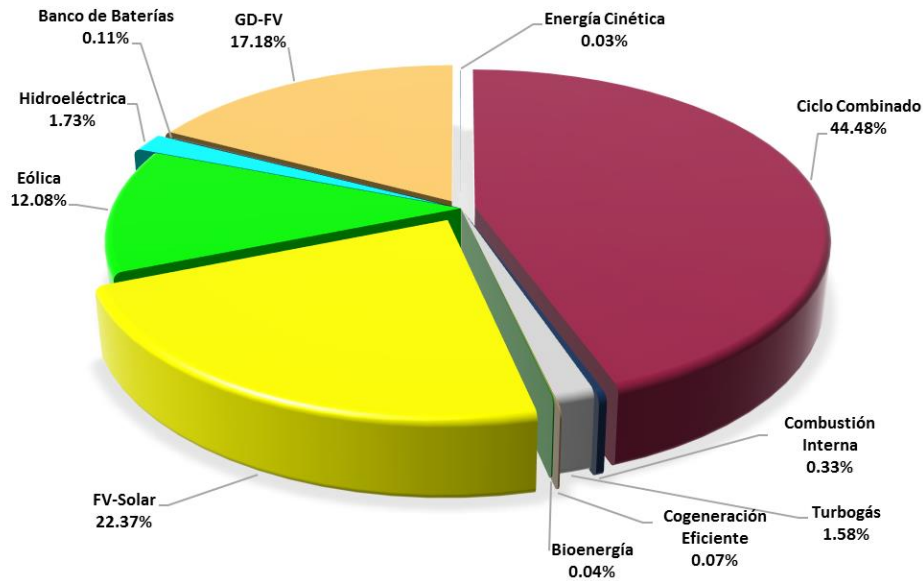


Fuente: SENER

En el PIIRCE al 31 de diciembre de 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 13,590 MW en la RNT, si se incluye la Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV) se estiman 16,686 MW (escenario acelerado). La gráfica de la Figura 4.9.2 muestra la distribución en porcentaje

de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2024. Donde el 43.99 % corresponde a Energías Limpias sin contabilizar la GD-FV; si se toma en cuenta el estimado del escenario de mayor crecimiento de la GD-FV 55.62 %. Ir al Anexo 4.9 del documento.

Figura 4.9.2. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología a dic-2024

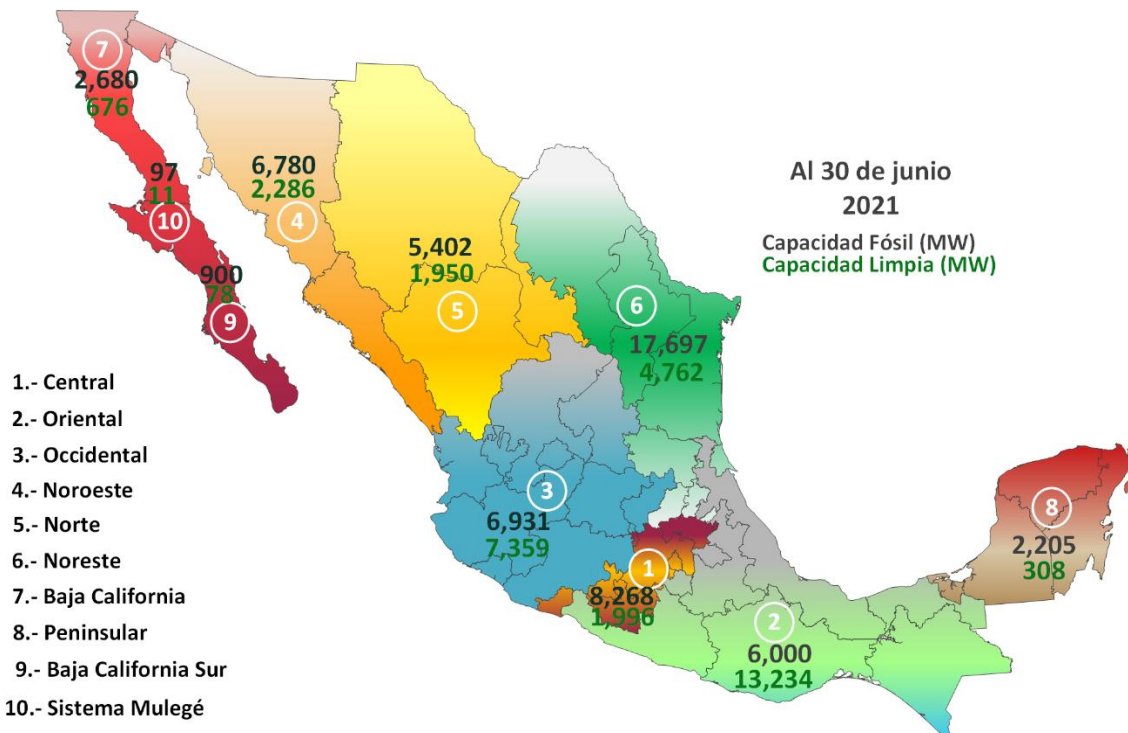


Fuente: CENACE y SENER

La Figura 4.9.3 presenta la capacidad instalada de las centrales en operación y en pruebas, en MW por GCR al 30 de junio de 2021, se puede observar que en

el Occidental y Oriental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

Figura 4.9.3. Capacidad instalada en MW por GCR al 30 de junio de 2021

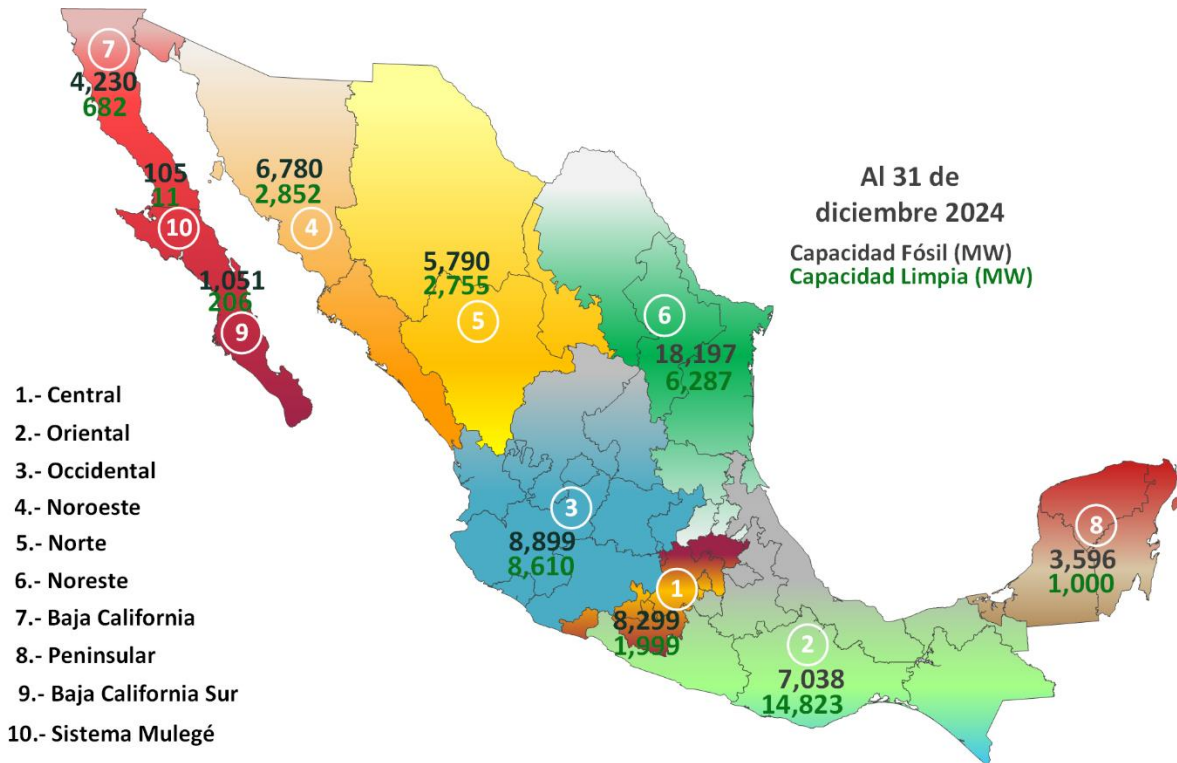


Fuente: CENACE y CFE

La Figura 4.9.4 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2024, se puede observar que la participación de

Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

Figura 4.9.4. Capacidad instalada en MW por GCR a 2024



Fuente: SENER

### Evolución de Metas de Energías Limpias y emisión de CO<sub>2</sub>

La Ley de Transición Energética establece que el incremento de las Energías Limpias debe ser gradual, garantizando la Confiabilidad de la red eléctrica y en condiciones de viabilidad económica con el objetivo de cumplir con las metas establecidas en materia de generación en Energía Limpia y reducción de emisiones; en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que se deben coordinar el PIIRCE y el PAMRNT, así como el programa de expansión de la red nacional de gasoductos y las Energías Limpias, por lo que, en el PIIRCE 2021-2035 se observa que las metas de Energía Limpia se alcanzan en

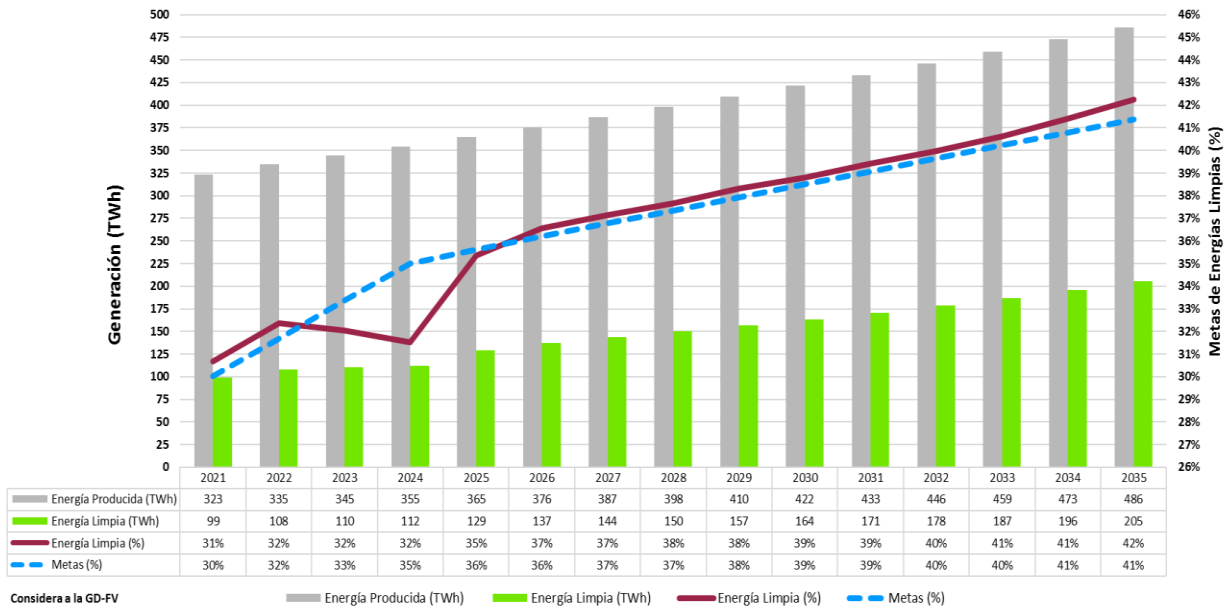
2025; en 2024 no sería factible alcanzar dichas metas debido al retraso en la construcción o cancelación de los proyectos instruidos que permitan la integración de generación renovable/limpia, ya que se ha priorizado el presupuesto para los proyectos instruidos para la Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, que es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional, como lo establece el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica.

La Figura 4.10.1, muestra la evolución de la participación de la generación limpia en TWh y en porcentaje con respecto a

la generación total del SEN; se observa que a partir de 2025 la generación limpia esperada es ligeramente superior a las

metas de energías limpias establecidas en la Ley de Transición Energética.

Figura 4.10.1. Evolución de las metas de Energía Limpia



Fuente: SENER

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

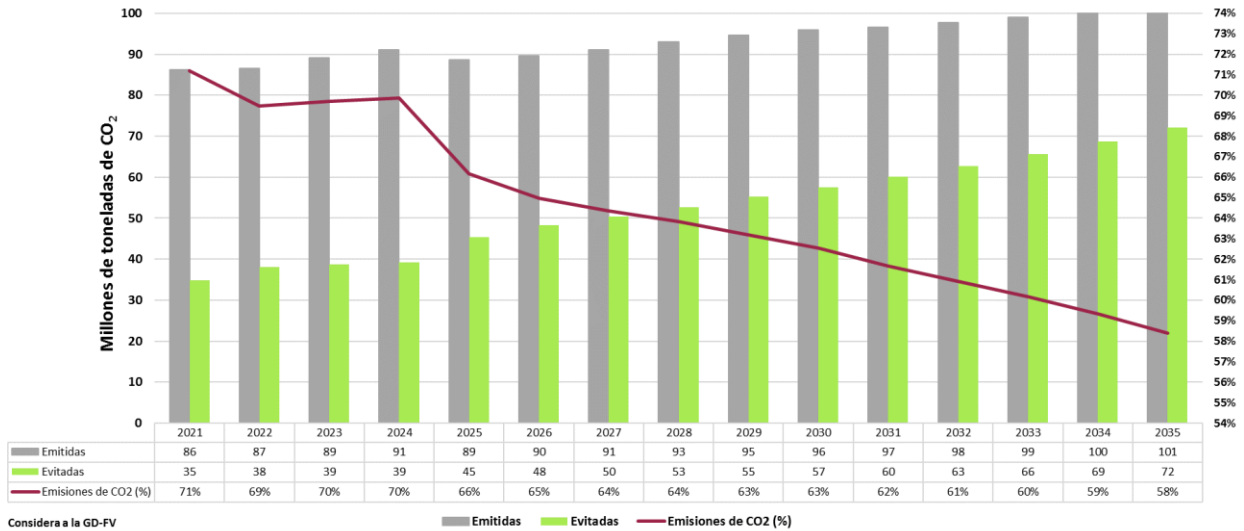
De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene

el compromiso INDC de reducir sus emisiones de GEI. De acuerdo con la Ley de General de Cambio Climático (LGCC), se espera una reducción del 31% de los GEI con respecto al sector de generación de electricidad para el 2030.

La Figura 4.10.2, presenta la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> como resultado de la producción de la generación bruta de energía en el SEN con base al COPAR de Generación 2020. Se observa que el PIIRCE 2021-2035 tiene una tendencia a la disminución del porcentaje de las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a la producción de energía eléctrica. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a centrales que autoabastecen de manera local su demanda.



Figura 4.10.2. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>



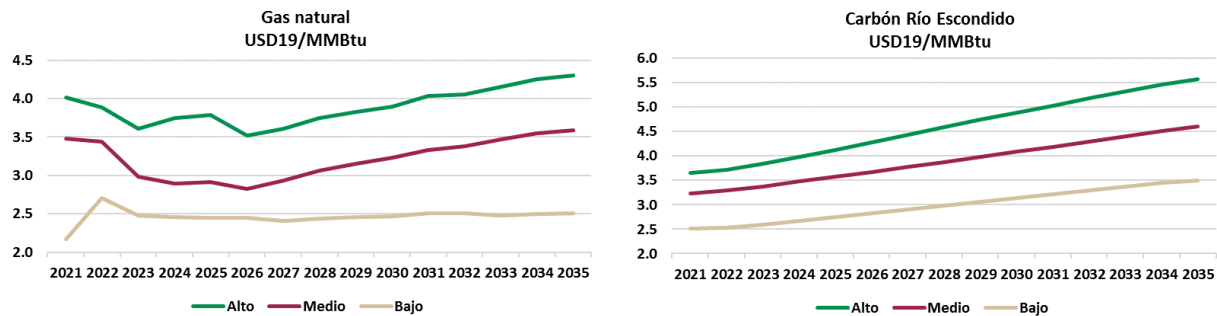
Fuente: SENER

### Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planeación el CENACE, para las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos, utiliza 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 4.10 del documento para más información.

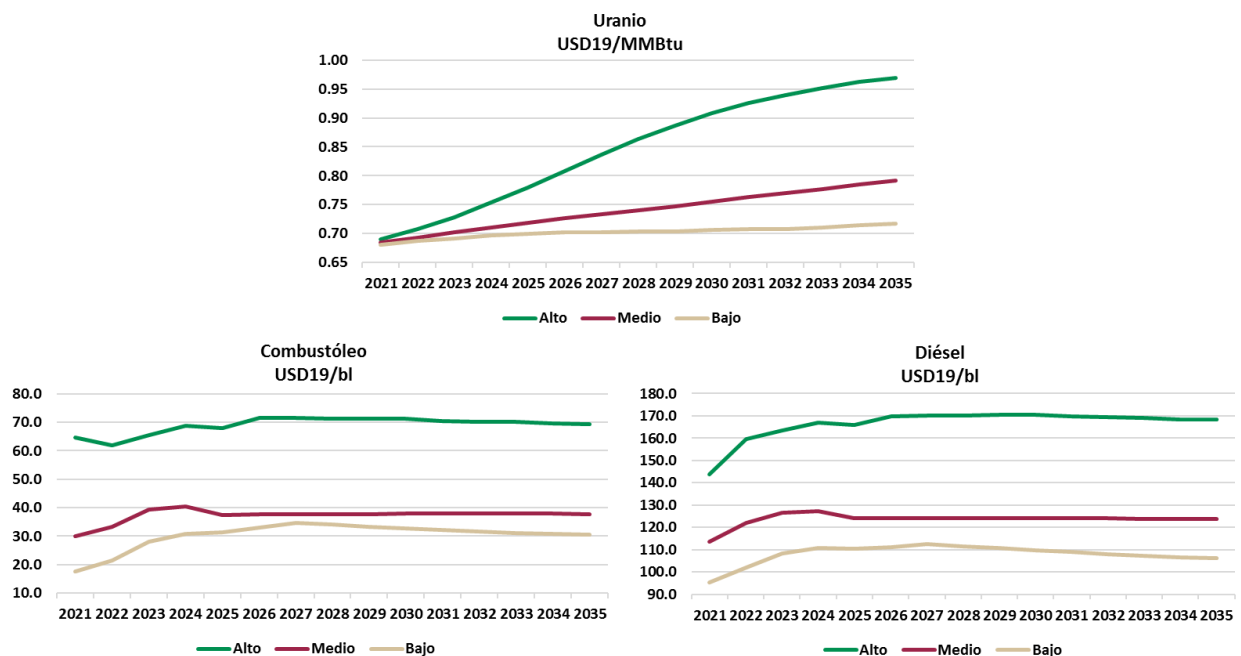
Figura 4.11.1. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo





... Continuación

Figura 4.11.1. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo



Fuente: SENER

## Margen de Reserva

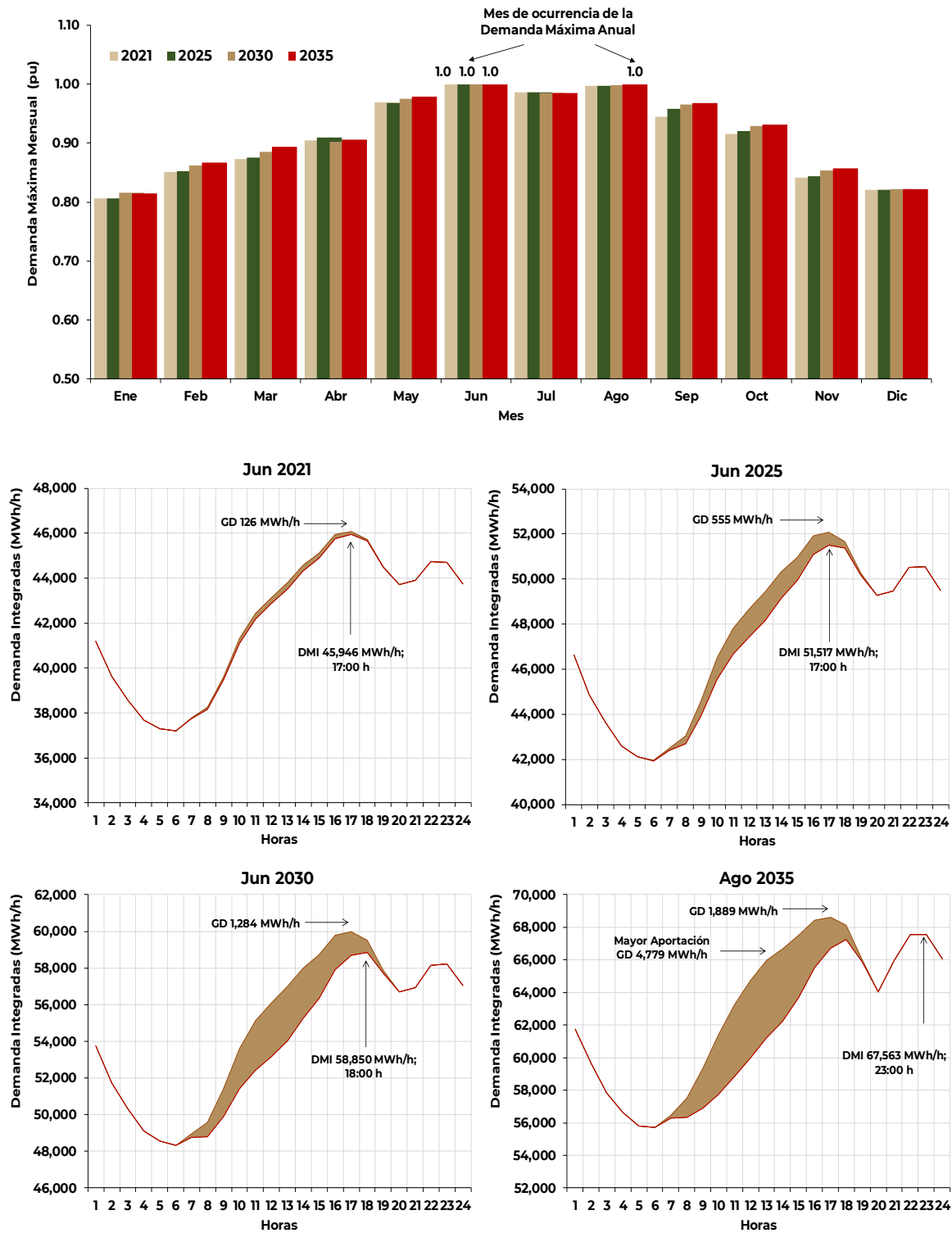
La Confiabilidad del suministro de energía de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia (MW) y el consumo de energía (GWh).

El margen de reserva (MR) de capacidad, es un indicador de la suficiencia de generación en el sistema durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados por el CENACE se consideró el MR eficiente,

dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema BC y 35% para el Sistema BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 hs, como vaya presentándose la integración de GD-FV, se desplazará hacia el mes de agosto, ver Figura 4.12.1. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 hs, hora local en cada sistema. Ir al Anexo 4.11 del documento.

Figura 4.12.1. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2021, 2025, 2030 y 2035, Escenario de Planeación



La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, 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.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

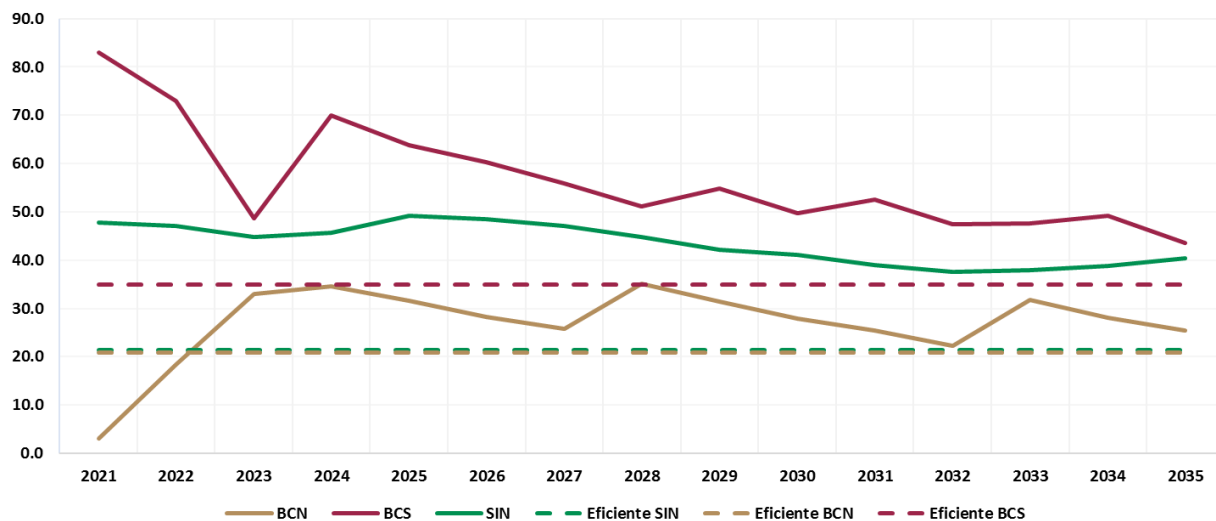
temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

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 sistemas aislados o débilmente interconectados se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

La Figura 4.12.2, presenta el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN. Ir al Anexo 4.12 del documento.

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

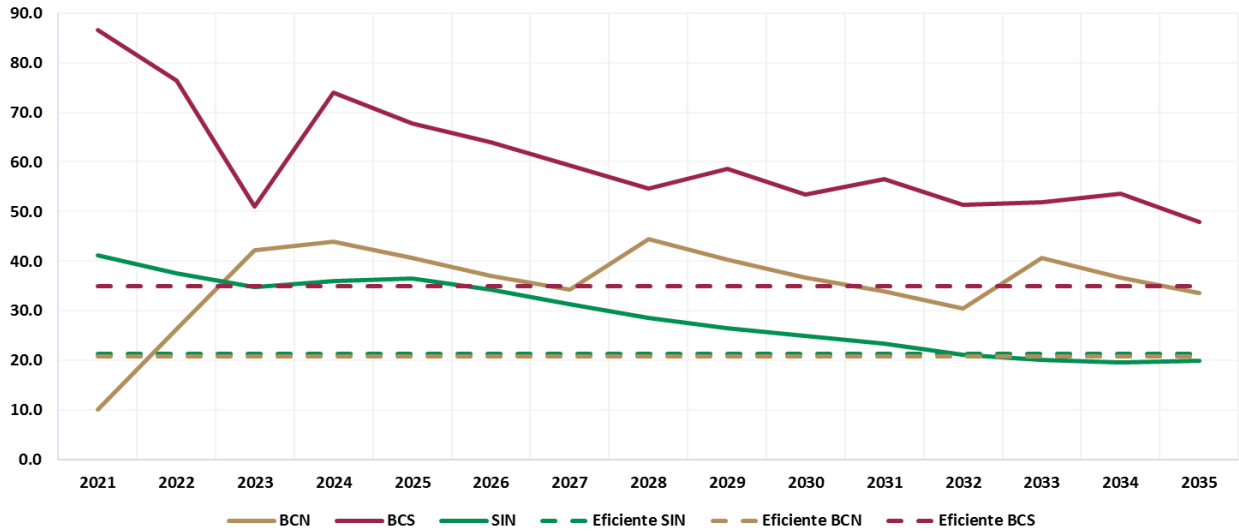


Fuente: SENER

La Figura 4.12.3, muestra el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima

nocturna. Ir al Anexo 4.13 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 2035-2050 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 a 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, donde se espera que México tenga tecnología o que está sea asequible en sectores como la producción, almacenamiento y transporte del Hidrógeno verde para la producción de energía eléctrica, el almacenamiento con bancos de baterías, 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 cumplimiento 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 garantizar la Confiabilidad del SEN.

Para lo anterior, se tomó en consideración la GD-FV, 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 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<sub>2</sub> verde y 70% gas natural;
- Se considera cambio en la mezcla de combustibles en los ciclos combinados de nuevas tecnologías<sup>1</sup>;
- Generación con concentración solar;
- Generación nuclear, y
- Bancos de baterías.

En el escenario 1, se tiene un 13.0% 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 13.0% de la GD, 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 19.0% de la GD, 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 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

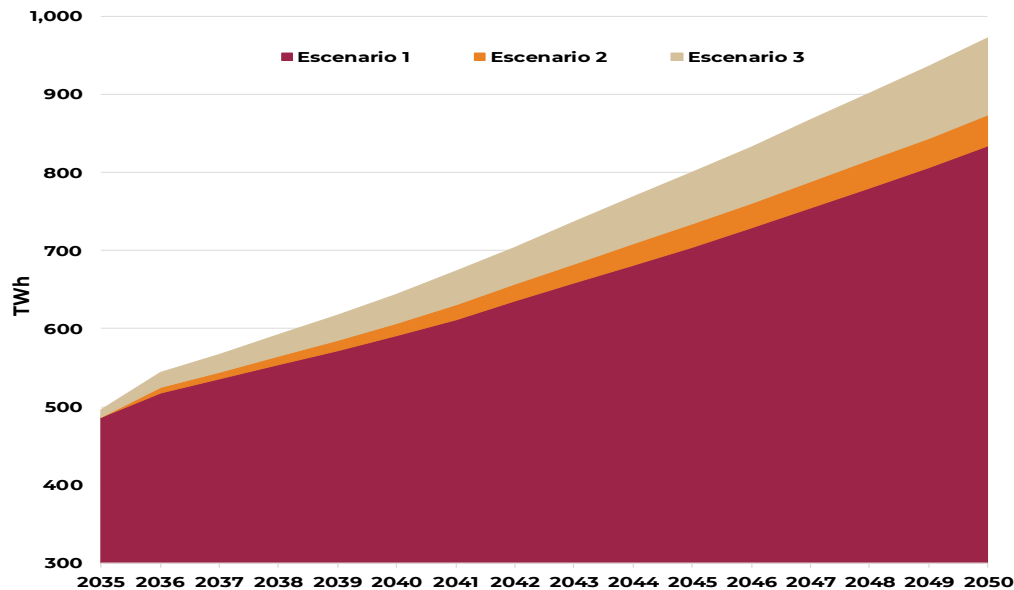
producción de H<sub>2</sub> verde con proceso de electrólisis, así como a la red de transporte de gas natural

<sup>1</sup> Esto dependerá del fabricante de las turbinas, adecuaciones a turbinas ya instaladas y su cercanía a Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas para la

consumo en el sector doméstico y comercial, en 2050 requiere de 98 TWh más de producción de energía eléctrica

que el escenario 1. Ir al Anexo 4.14 del documento para más información.

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



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<sub>4</sub>) y 30% H<sub>2</sub> 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 Limpia y las modificaciones requeridas en las turbinas de los ciclos combinados, pero se estima que entre 2035 a 2040 el cambio sea significativo para la reducción de emisiones de GEI. Ir al Anexo 4.15 del documento para más información.

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<sub>2</sub> verde.

Las tecnologías basadas en H<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> verde ayudaría a reducir los cortes de Energía

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<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world, SIEMENS 2019

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<sub>2</sub>. Por ejemplo, una mezcla de 5% hidrógeno y 95 % gas natural resultaría en una reducción estimada de 1.5% en las emisiones de CO<sub>2</sub>. También, el poder calorífico del hidrógeno 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<sub>2</sub> verde probablemente requeriría de importantes inversiones para adaptar los sistemas de combustión derivado del diferente comportamiento químico y físico del proceso<sup>3</sup>.

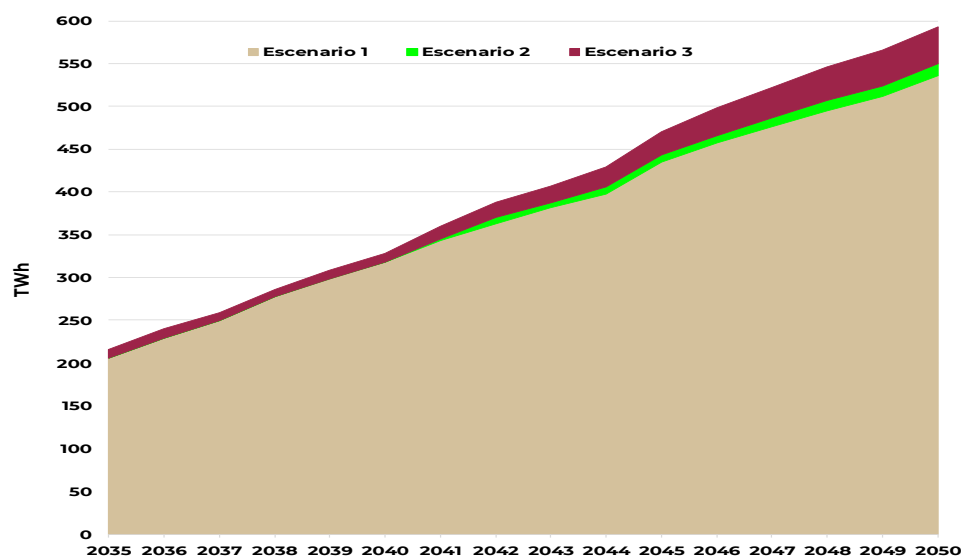
Para lograr una transición energética se necesitará de un estudio detallado de cómo las tecnologías a base de H<sub>2</sub> verde

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<sub>2</sub> verde, se deben considerar las mismas restricciones que existen para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas dado la eficiencia de los procesos de hidrólisis que requieren de un alto consumo de energía eléctrica para la producción de H<sub>2</sub>, lo que se traduce en grandes extensiones de terreno para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas.

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 43 TWh más de producción de energía eléctrica con Energía Limpia que el escenario 1.

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



<sup>3</sup> Power to gas: Hydrogen for Power Generation, GE Power 2019



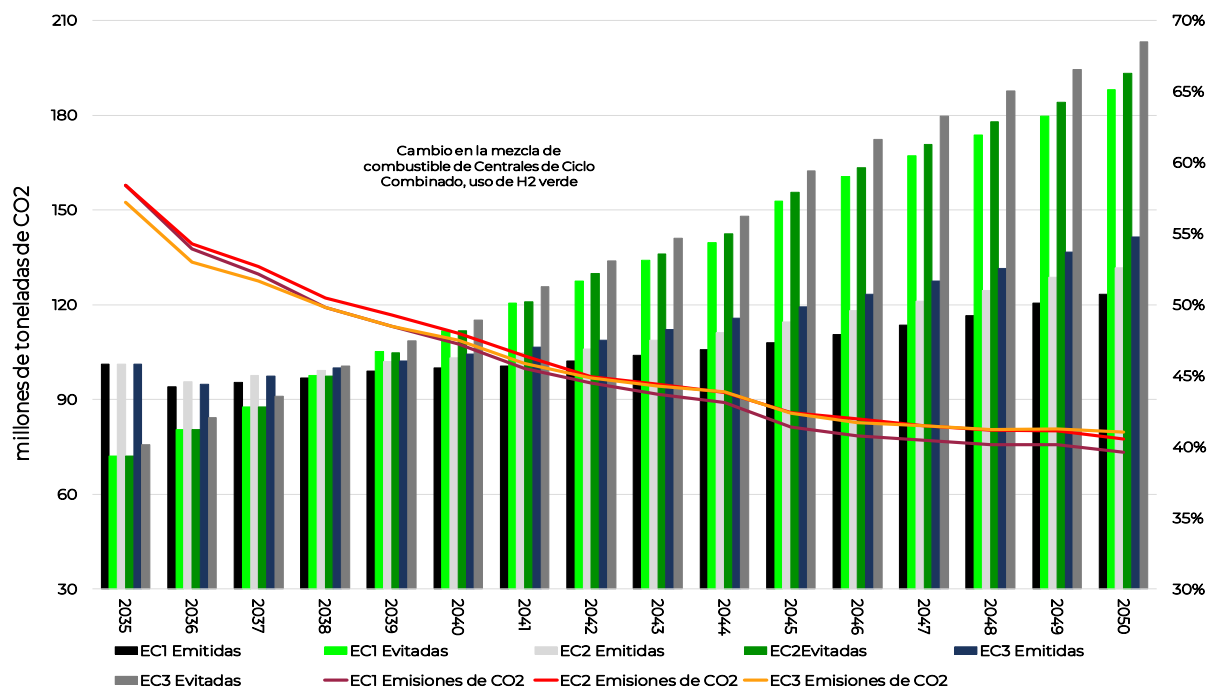
La Figura 4.13.3 muestra la evolución de la emisión de CO<sub>2</sub> y las emisiones evitadas por la incorporación de Energías Limpias en millones de toneladas, y el porcentaje de las emisiones de CO<sub>2</sub> del total de producción de energía eléctrica, con base al COPAR de Generación 2020, para los tres escenarios analizados de 2035 a 2050. Ir al Anexo 4.16 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>.

En ejercicios siguientes, se presentarán los resultados estimados con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por el cambio de consumo en los sectores residencial, comercial y transporte.

Figura 4.13.3. Evolución estimada de emisiones de CO<sub>2</sub> 2035-2050 del SEN



EC1: Escenario 1, EC2: Escenario 2, y EC3: Escenario 3.

La Figura 4.13.4 muestra el porcentaje de las metas de Energía Limpia, para alcanzar entre el 70-75% de la energía eléctrica producida para 2050 con Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

Se aprecia una pendiente pronunciada con la incorporación en la matriz

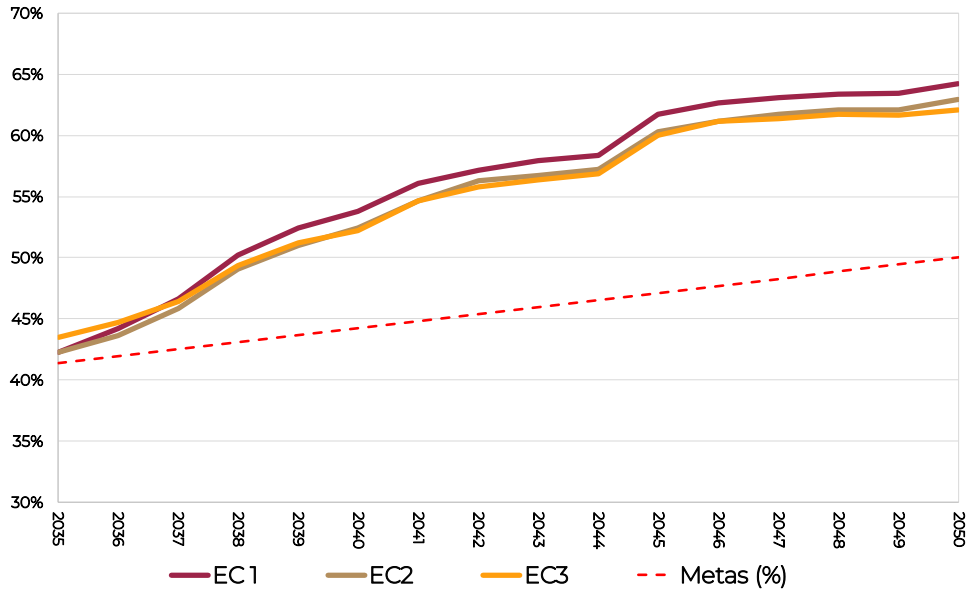
energética del H<sub>2</sub> verde, la Concentración Solar, almacenamiento y nuclear a partir del 2035.

En ejercicios siguientes, se incorpora en las evaluaciones entre la energía con H<sub>2</sub> verde y sistemas de captura de CO<sub>2</sub>, Desde el punto de vista de la inversión,

la escala es relevante. Las plantas de Captura y Almacenamiento CO<sub>2</sub> requieren una cierta escala para justificar la inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, los electrolizadores operan a una escala más pequeña utilizando tecnología más modular, que puede

expandirse gradualmente y ajustarse a la demanda<sup>4</sup>, una buena combinación de estas dos tecnologías brindaría Confiablez en el Suministro Eléctrico con Centrales Eléctricas Convencionales y reduciría significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Ir al Anexo 4.17 del documento.

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



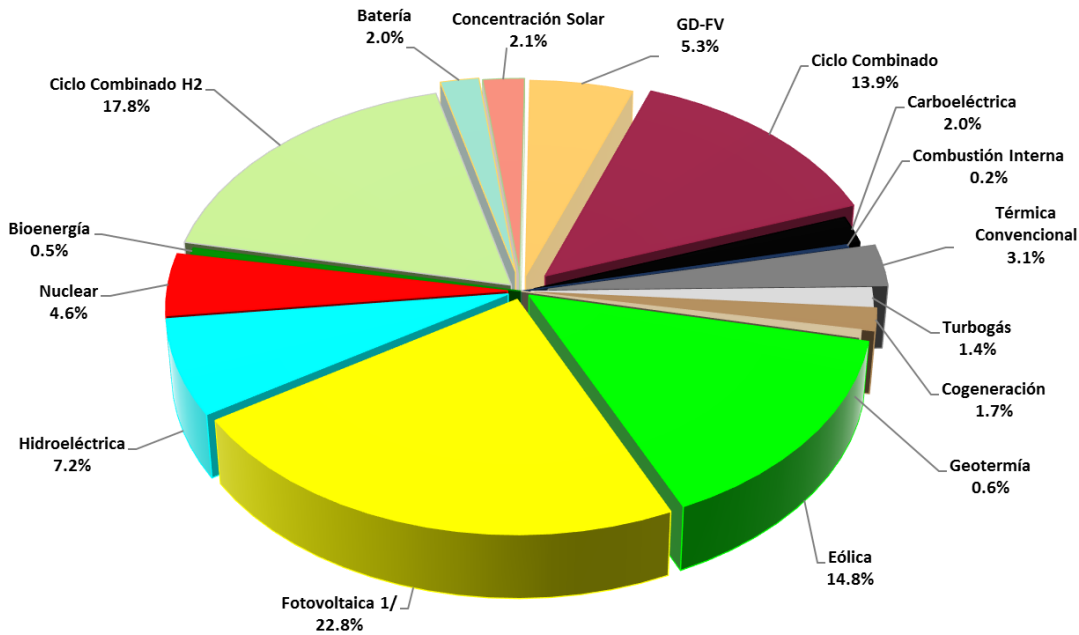
Capacidad neta instalada por tecnología

La figura 4.13.5 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta

instalada por tipo de tecnología para el escenario 1 estimado para el año 2050. Para más información ir al Anexo 4.18 del documento.

<sup>4</sup> IEA 2019

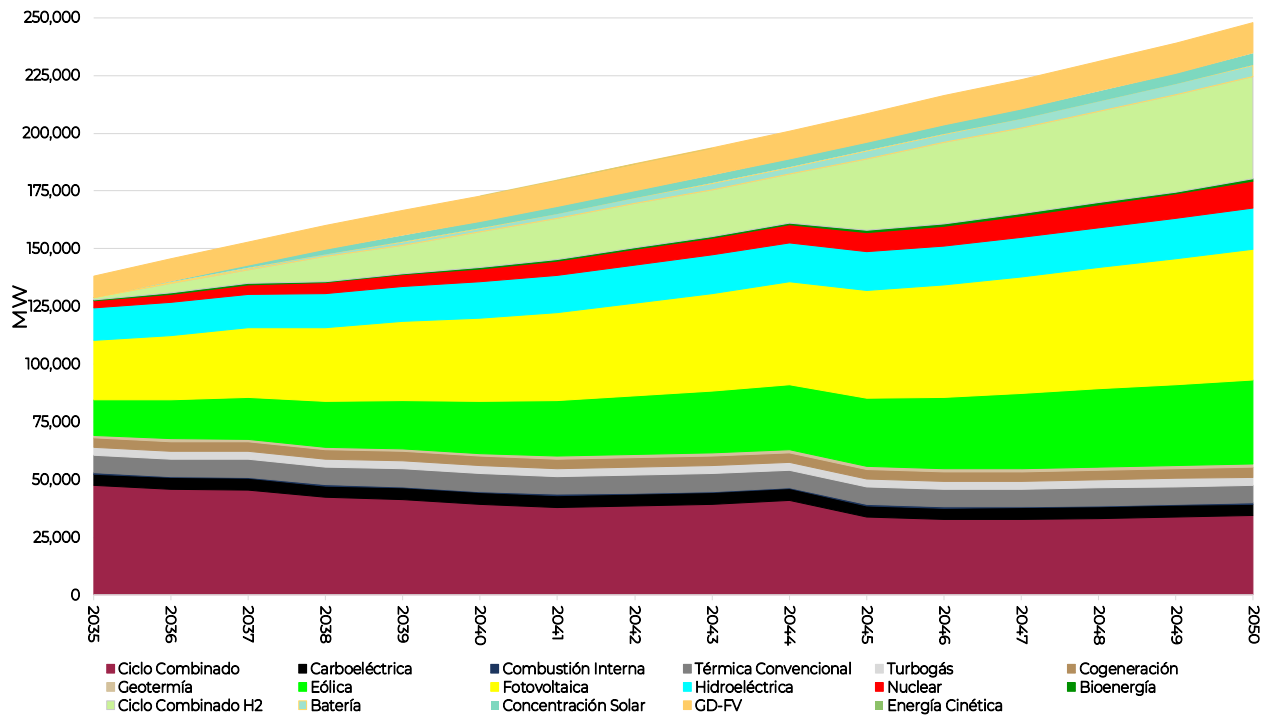
Figura 4.13.5. Capacidad neta instalada (MW) por tecnología para Escenario 1  
2050 capacidad instalada 247,931 MW



Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 22.29 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia. La Figura 4.13.6 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2035 a 2050 para el escenario 1. Con la

incorporación de H<sub>2</sub> verde y el cambio en la matriz de consumo residencial para el cumplimiento de las metas se observa un incremento en la Energía Limpia. En el Anexo 4.19 del documento a partir del PIIRCE de la SENER se proyecta la capacidad instalada neta hasta 2050.

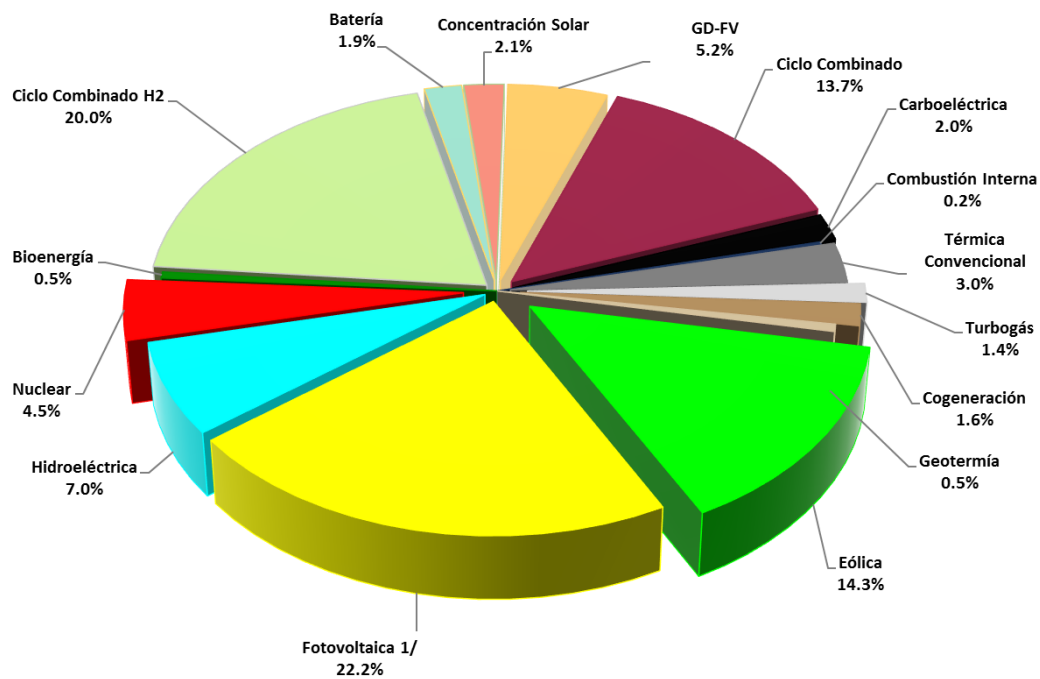
Figura 4.13.6. Capacidad neta instalada (MW) 2035 a 2050 por tecnología para Escenario 1



La figura 4.13.7 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología

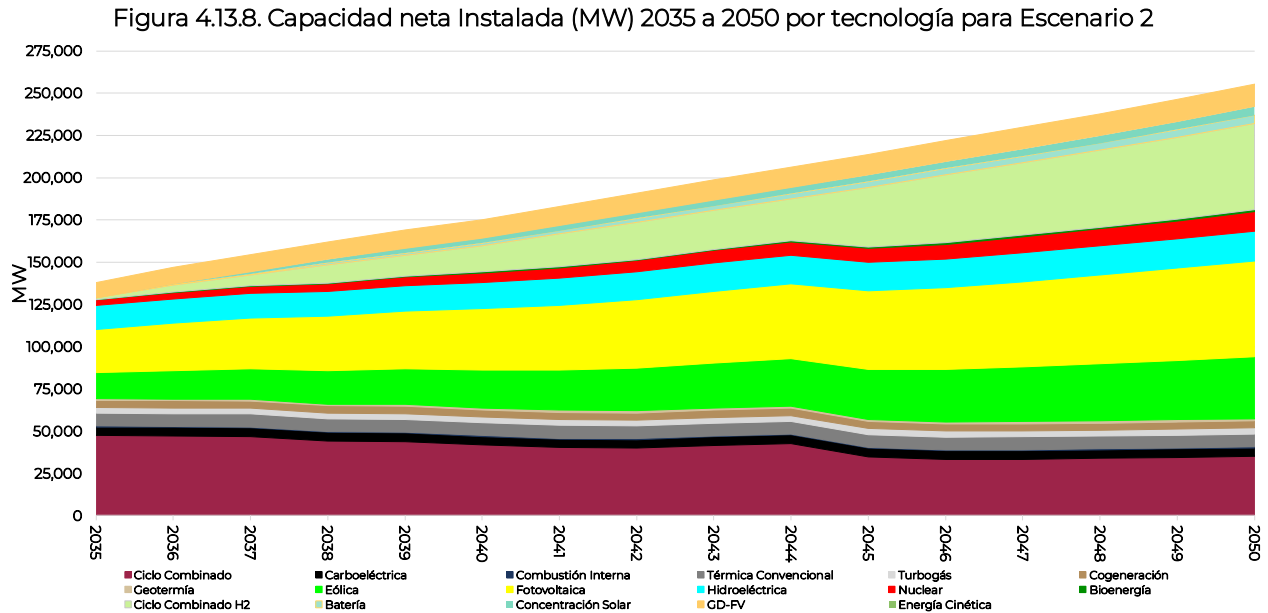
para el escenario 2 estimado para el año 2050. Ir al Anexo 4.20 del documento.

Figura 4.13.7. Capacidad neta instalada por tecnología para Escenario 2  
2050 capacidad instalada 255,396 MW



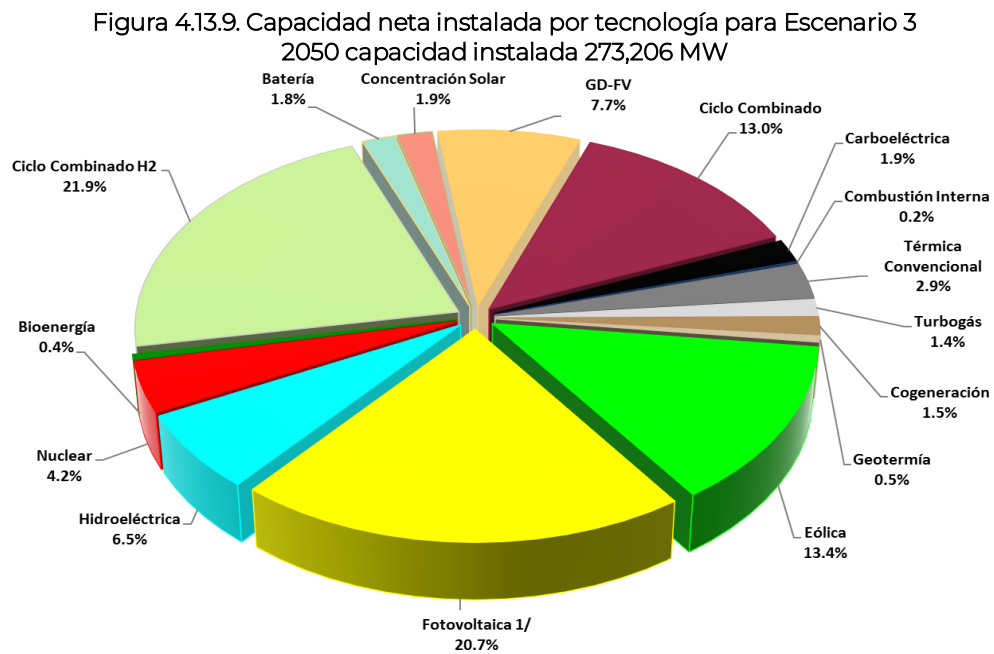
Para este escenario en 2050, la capacidad instalada correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 21.91 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

La Figura 4.13.8 muestra la evolución de la capacidad neta instalada de 2035 a 2050 para el escenario 2. En el Anexo 4.21 del documento a partir del PIIRCE de la SENER se proyecta la capacidad instalada neta hasta 2050.



La figura 4.13.9 muestra la composición de la evolución de la capacidad neta instalada en MW por tipo de tecnología

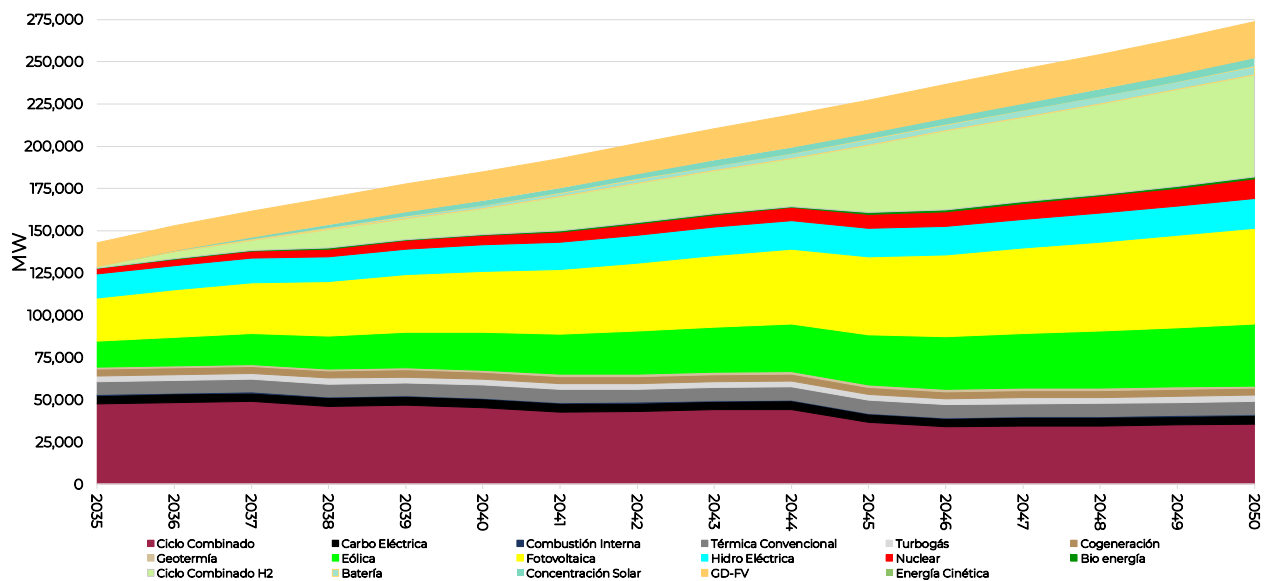
para el escenario 3 estimado para el año 2050. Ir al Anexo 4.22 del documento.



Para este escenario en 2050, la capacidad neta instalada en MW correspondiente a Centrales Eléctricas con combustible fósil (incluyendo a la Cogeneración) representa el 20.86 % y el resto de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia. La Figura 4.13.10

muestra la evolución de la capacidad instalada de 2035 a 2050 para el escenario 3. En el Anexo 4.23 del documento a partir del PIIRCE de la SENER se proyecta la capacidad instalada neta hasta 2050.

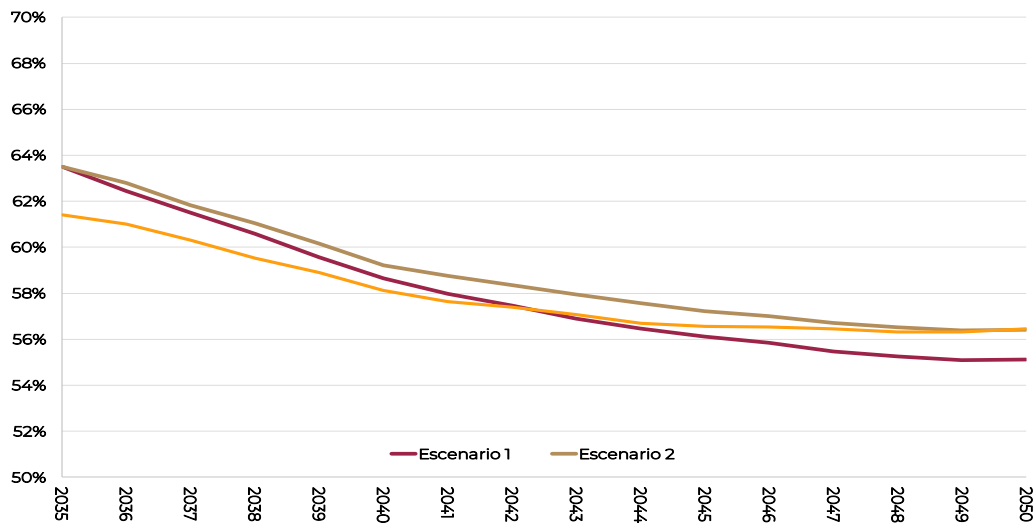
Figura 4.13.10. Capacidad neta instalada en MW 2035 a 2050 por tecnología para Escenario 3



Para los tres escenarios la Figura 4.13.11 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 2035 a 2050. En el periodo de 2035 a 2050, para los tres escenarios se tiene una incorporación

de unidades de Centrales Eléctricas síncronas de 136,621 MW, 144,086 MW y 154,417 MW, respectivamente e incluye Centrales Eléctricas con combustibles fósiles y Energías Limpias. Ir al Anexo 4.24 del documento.

Figura 4.13.11. Porcentaje de participación de capacidad neta instalada de unidades de Central Eléctrica síncrona 2035 a 2050



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 2035-2050

Las Figuras 4.13.12 a 4.13.14 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 4.13.12. Evolución estimada de la energía eléctrica 2035-2050 en TWh para el Escenario 1

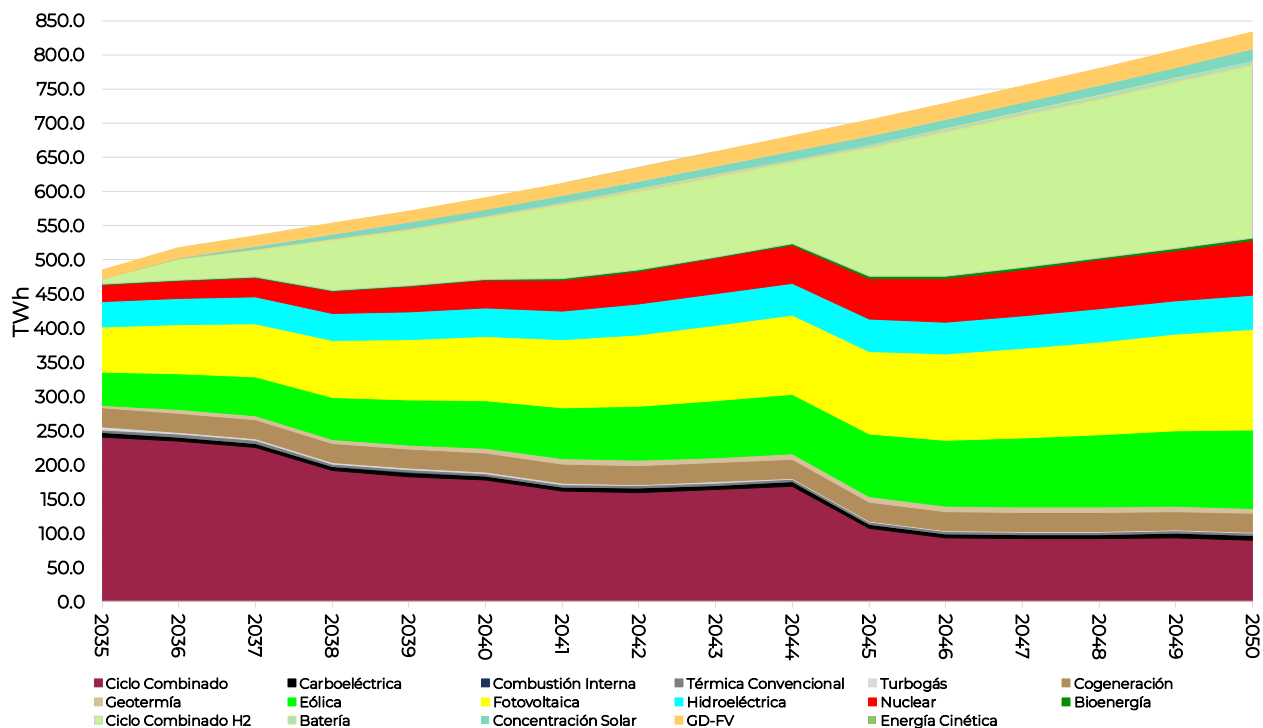


Figura 4.13.13. Evolución estimada de la energía eléctrica 2035-2050 en TWh para el Escenario 2

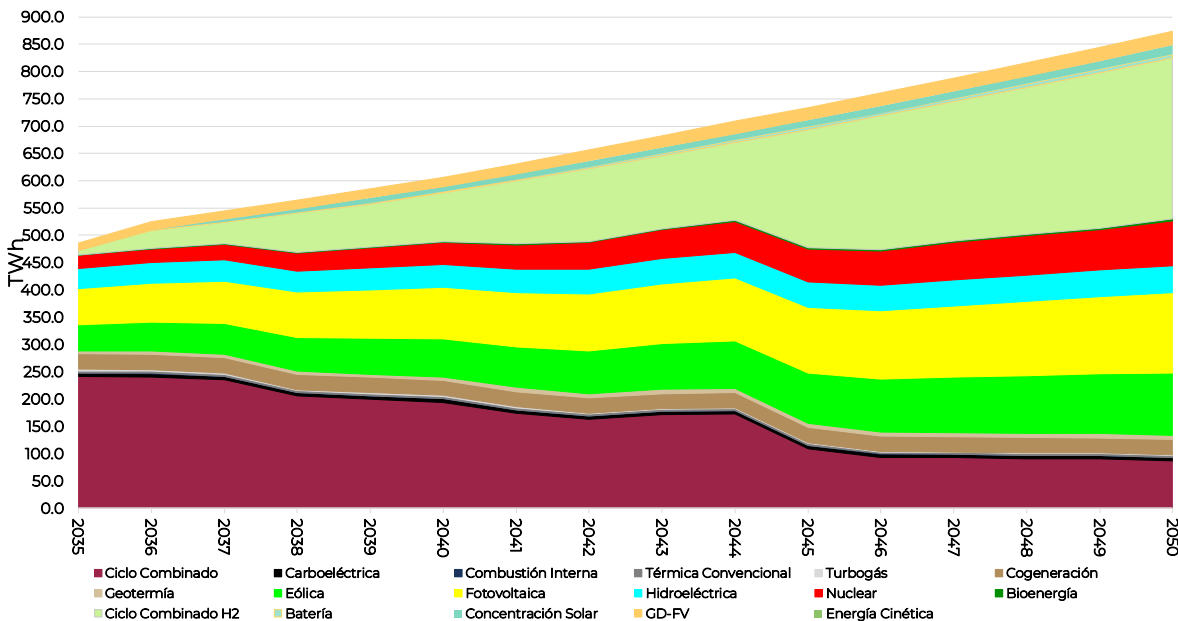
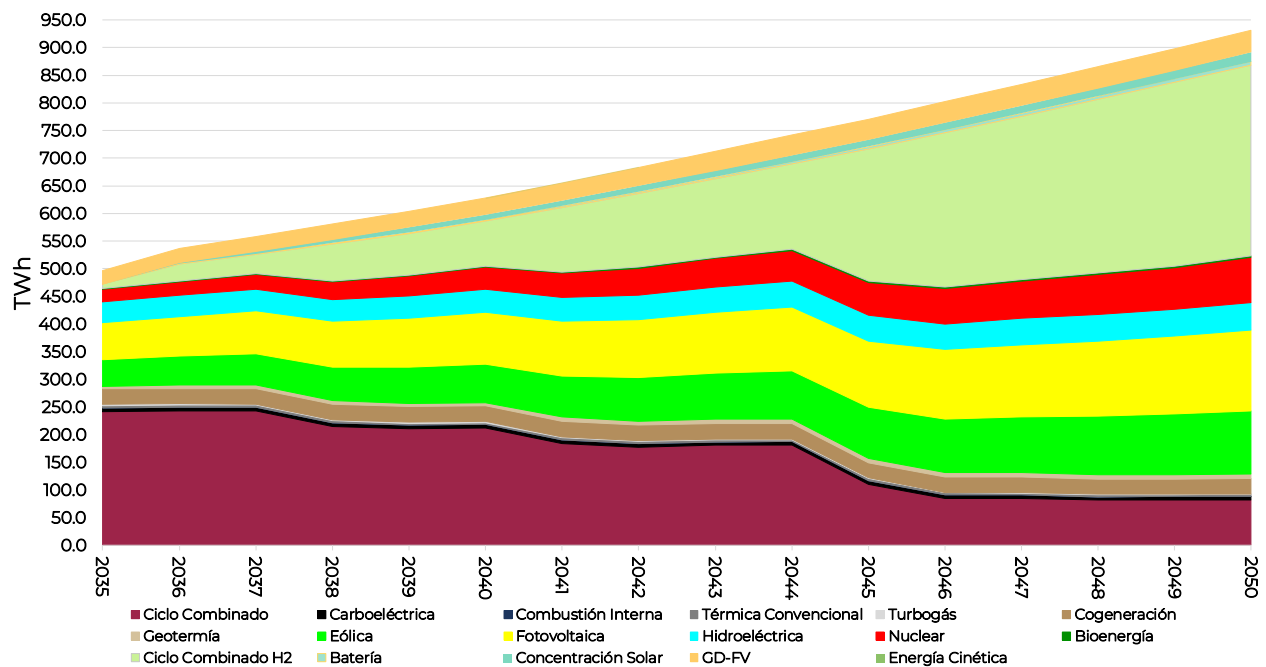


Figura 4.13.14. Evolución estimada de la energía eléctrica 2035-2050 en TWh para el Escenario 3



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 4.13.1 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 cogeneración en sus diferentes tecnologías, se desglosa su producción en Energía Fósil y limpia, incluye la GD-FV).

Cuadro 4.13.1. Evolución de la producción de energía eléctrica en TWh 2035 a 2050 por fósil y limpia

Periodo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)	Energía Fósil	Energía Limpia	Energía Limpia (%)
2035	280.5	205.4	42.3%	280.5	205.4	42.3%	280.5	215.6	43.5%
2040	272.9	318.0	53.8%	288.4	318.2	52.5%	300.0	327.9	52.2%
2045	269.6	434.8	61.7%	291.2	442.9	60.3%	308.0	462.3	60.0%
2050	297.9	535.6	64.3%	323.6	550.0	63.0%	353.4	578.6	62.1%

### Capacidad de generación en etapa de Estudios de Interconexión 2021-2025

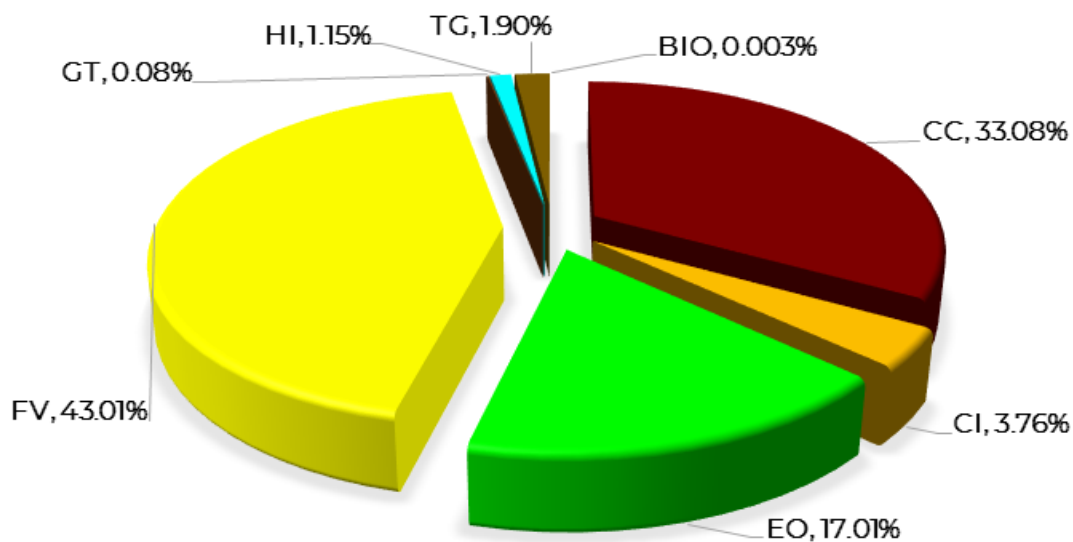
Considerando la información generada en la planeación del SEN, el CENACE atiende las Solicitudes de Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas en sus diferentes Modalidades, conforme a lo establecido en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

A enero del 2021, 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 66,000 MW. La figura 4.14.1 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 43%; ciclo combinado, superando el 33%; y eólica con aproximadamente el 17%.

Figura 4.14.1. Segmentación por tecnología de Centrales Eléctricas en proceso de Estudio de Interconexión

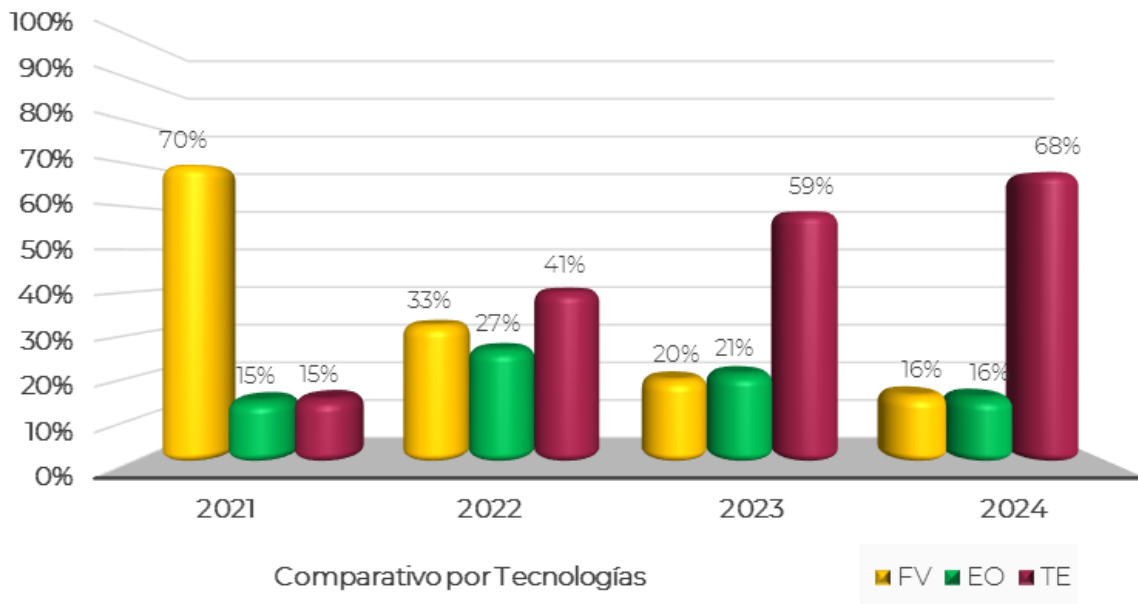


FV: Fotovoltaica, GT: Geotérmica, HI: Hidroeléctrica, TG: Turbogás, BIO: Bioenergía, CC: Ciclo Combinado, CI: Combustión Interna, EO: Eólica. Información de enero de 2021.

La figura 4.14.2, muestra una comparación representada en porcentaje de la Capacidad en Estudio, entre las Centrales Eléctricas con tecnología fotovoltaica y eólica con

respecto a las Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás). Para el 2021, la relación de la tecnología fotovoltaica y eólica respecto térmica es de aproximadamente 5 a 1.

Figura 4.14.2. Comparativo de las tecnologías fotovoltaica y eólica respecto a las térmicas por año de fecha de entrada en operación



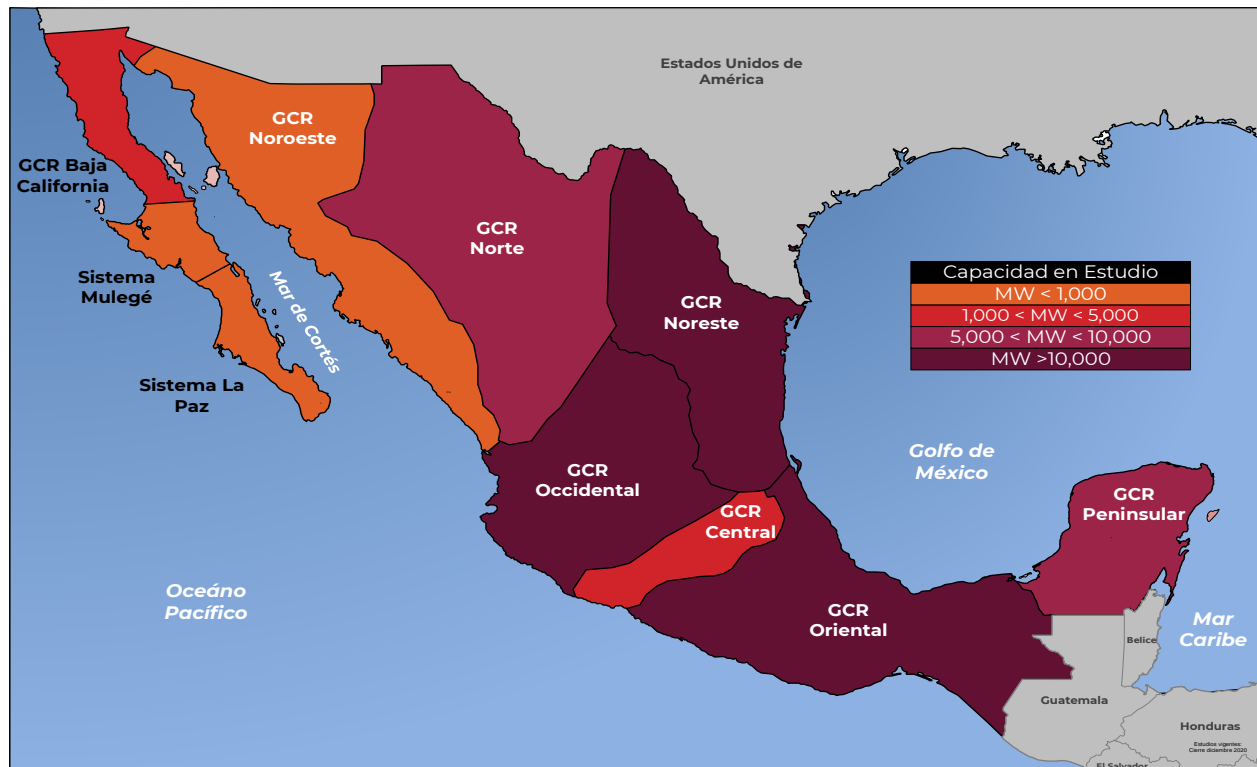
FV: Fotovoltaica, EO: Eólica y TE: Centrales Eléctricas térmicas (Ciclo combinado y Turbogás).

En la figura 4.14.3 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: Occidental, Noreste, Norte y Oriental, donde se concentra más del 75% del total de capacidad de generación que pretende interconectarse al SEN.

En la parte norte del SEN, integrado por las GCR Noroeste, Norte y Noreste, se

tiene más del 30% del total de la capacidad de generación actualmente en estudio, estas GCR son actualmente exportadoras de energía hacia las GCR del sur. En estas regiones del sistema, las tecnologías que predominan en las Solicitudes de Estudios de Interconexión son la fotovoltaica y eólica, las cuales representan cerca del 90% de la capacidad de interconexión en estudio.

Figura 4.14.3. 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 Noroeste y Norte (principalmente red de 230 kV y 400 kV).
- En los corredores de transmisión que conectan el norte (GCR Noroeste, Norte y Noreste) hacia el sur del país (reforzamientos de la red 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).

### Estudios de Servicio de Transmisión (Porteo)

El artículo Segundo transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica (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 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (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 registrarán 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 legada, 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 31 de enero de 2021 se tienen en operación 246 contratos de interconexión legados, con una capacidad de generación establecida en los contratos de 11,852 MW, de los cuales 7,167 MW son fuentes de generación renovables y 4,685 MW de fuentes de generación convencionales; el 86% del total corresponden a abastecimiento remoto, 11% consumo local, 1.01% exportación, 0.64% exportación y el 0.78% a centrales eléctricas de pequeña producción. En el cuadro 4.15.1 se muestran las capacidades de generación de los abastecimientos locales y remotos -conforme a los instrumentos contractuales- en las Gerencias de Control Regional.

**Cuadro 4.15.1. Capacidad de generación de abastecimiento local y remoto por Gerencia de Control Regional**

Abastecimiento	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Occidental	Central	Oriental	Peninsular
	MW							
Local	25	145	60	521	24	65	482	0
Remoto <sup>1/</sup>	190	421	556	4,487	1,070	29	3,602	83

<sup>1/</sup> Incluye importación y exportación.

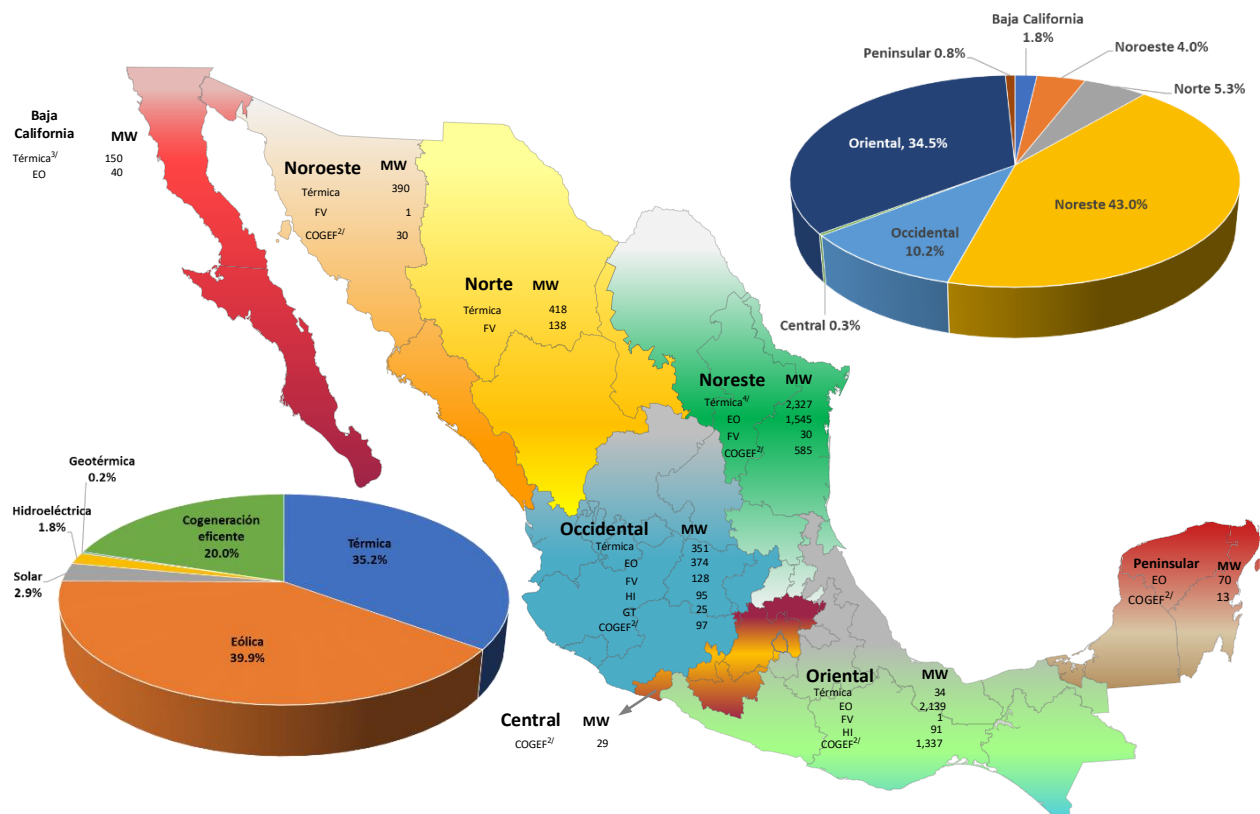
Las Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica permiten calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión de Centrales Eléctricas con abastecimiento remoto, las cuales hacen uso del sistema eléctrico para transmitir la energía a las cargas asociadas. La figura 4.15.1

muestra la capacidad de abastecimiento remoto por GCR y por tecnología.

En el periodo enero de 2020-enero de 2021, se recibieron 67 solicitudes para la determinación de los cargos del Servicio de Transmisión: 22 corresponden a Centrales Eléctricas convencionales y 45 a Centrales Eléctricas con fuente de

energía renovable o cogeneración eficiente.

Figura 4.15.1. Capacidad de abastecimiento remoto MW <sup>1/</sup>



1/ Los estudios de Servicio de Transmisión para las centrales térmicas se atienden como convencionales.

2/ Cogeneración eficiente (COGEF) incluye Biogás y Biomasa.

3/ Incluye importación.

4/ Incluye importación y exportación.





# 5

## DIAGNÓSTICO OPERATIVO

2020

## V. Diagnóstico operativo 2020

### Por Gerencias de Control Regional

Se presenta una evaluación del comportamiento del SSEN en términos de 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 las RGD del MEM. Asimismo, se indican i) las obras

que se encuentran programadas e instruidas, de los distintos ejercicios de planeación, para resolver los problemas de Confiabilidad identificados, ii) las que se propondrán en este nuevo ejercicio y iii) la importancia de que se lleven a cabo los proyectos legados previos a la Reforma Energética que atenderían varias de las problemáticas operativas existentes.

Cuadro 5.1.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<p>La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía para atender su demanda. Durante el año 2020, el día en el que se presentó el máximo registro de demanda corresponde al 12 de marzo a las 19:21 hs, con un valor de 8,887 MW y en este punto operativo se contó con un monto de generación eléctrica local de 4,744 MW e importación de potencia eléctrica de 4,143 MW a través de enlaces de transmisión en 400, 230 y 115 kV, es decir, se importó el 47 % de la demanda. Sin embargo, bajo el contexto del actual periodo de Pandemia por COVID-19 en nuestro país, la Gerencia de Control Regional Central (GCRC) 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. De esta manera, entre los meses de abril a diciembre de 2020, el registro de mayor demanda se reportó para el 25 de noviembre a las 18:24, con un valor de 8,546 MW; mientras que el día 25 de diciembre de 2020 a las 07:37, se registró el menor registro de demanda durante el periodo de Pandemia con un valor de 4,058 MW.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hasta diciembre de 2020, como parte de los proyectos de modernización de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de CFE, en particular CFE Generación I, el 28 de noviembre entró en operación el Paquete 1 de la Central Ciclo Combinado (CCC) Tula con una capacidad neta de 276.5 MW. Continúa en periodo de pruebas el Paquete 2 de la Central Termoeléctrica Valle de México con una capacidad de 615.2 MW.</li> <li>• Adicionalmente, el 1 de enero de 2021 entraron en operación comercial la nueva CE CC Energía del Valle de México II con una capacidad neta de 850 MW y la Central Hidroeléctrica (CH) Temascaltepec con una capacidad neta de 2.2 MW.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El corredor de transmisión determinado por la compuerta Zona Lázaro Cárdenas - Donato Guerra, transmite parte de la energía eléctrica proveniente de las CE instaladas en la Zona Lázaro Cárdenas hacia el poniente de la red troncal de 400 kV de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México. Como resultado del alto despacho de generación de las CE Petacalco, Villita e Infiernillo ubicadas en la Zona Lázaro Cárdenas, la Línea de Transmisión (LT) Lázaro Cárdenas Potencia - A3010 - Donato Guerra alcanzó el 86% de su capacidad operativa (1,109 MVA). Mientras que la LT Donato Guerra - A3690 - Agustín Millán Dos alcanzó el 80 % de su capacidad operativa (1,109 MVA). Lo que hace necesario el posicionamiento de unidades de CE para la aplicación del Disparo Automático de Generación (DAG) de la Zona Lázaro Cárdenas, ante la eventual contingencia sencilla (N-1) de algún elemento.</li> <li>• El corredor de Transmisión de 400 kV Querétaro Potencia Maniobras - Tula, transmite parte de la energía eléctrica proveniente del Norte - Occidente del país a la red Troncal del anillo de 400 kV de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México. Como resultado de un bajo despacho de unidades de generación de la zona del Golfo de México y de las Centrales Eléctricas Petacalco, Villita e Infiernillo ubicadas en la Zona Lázaro Cárdenas, las LT Querétaro Potencia Maniobras - A3020/A3290 - Tula alcanzaron un flujo neto de 1,694 MW, con lo que, ante la contingencia de la LT Querétaro Potencia Maniobras - A3290 - Tula, la LT Querétaro Potencia Maniobras - A3020 - Tula hubiera superado su límite operativo (1,109 MVA). Esta condición se mantuvo durante aproximadamente 98 horas.</li> <li>• El corredor de Transmisión Teotihuacán-Texcoco en 400 kV, transmite el flujo de potencia que es inyectado 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. Esto propicia flujos de potencia eléctrica coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia la SE Texcoco por medio de la red troncal de transmisión en 400 y 230 kV. Durante el 2020 se alcanzaron flujos cercanos a los 1600 MVA en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV, con el cual, se alcanza el valor operativo máximo de transmisión de una de las LT ante la contingencia de la LT paralela. En este periodo, 134 días reportaron al menos un estado operativo de alerta, siendo en total 197 estados operativos en alerta reportados durante el 2020 que se mantuvieron durante 262 horas aproximadamente.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central**

<p style="text-align: center;"><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El corredor de Transmisión Tula-Victoria en 400 y 230 kV, transmite el flujo de potencia que es inyectado desde las CE instaladas en del Norte – Occidente, el excedente de la zona del Golfo de México y la generación local de las CE Tula y Tula Ciclo Combinado. Esto propicia flujos de potencia eléctrica coincidentes que inciden en la SE Tula y que se distribuyen por las redes de 400 kV a la SE Victoria y por las redes de 230 kV hacia la SE Remedios. A finales del mes de diciembre del 2020, debido al despacho de la CE Petacalco, se alcanzaron flujos cercanos a los 1777 MVA en el corredor Tula - Victoria en 400 kV, con el cual, se alcanza el valor operativo máximo de transmisión de la LT Jorobas - 93F20 - El Vidrio ante la contingencia de una de las LT en 400 kV.</li> <li>• El día 3 de abril de 2020 se presentó un disturbio en la SE Lázaro Cárdenas Potencia provocando la salida de elementos de transmisión y unidades de CE asociados. Ante este disturbio, se incrementó el flujo de los corredores Tula – Victoria - Nopala/Remedios en 400 y 230 kV, debido a lo cual, la LT Jorobas - 93F20 - El Vidrio alcanzó de forma momentánea el 98% de su capacidad (386 MVA).</li> <li>• Se mantiene una capacidad de transmisión limitada de 35 MW en la LT Toluca - 73L30 - Lerma de 85 kV, por lo que el monto de despacho de la generación asociada con la CH Lerma está condicionado a la capacidad de transmisión del circuito.</li> <li>• En condición de alta demanda en la zona poniente de la ciudad de Toluca, capital del Estado de México, y ante la ocurrencia de una falla de la LT San Bernabé - 93490 - Atenco de la red asociada en el nivel de tensión de 230 kV, se presenta un flujo de la LT Deportiva - 93470 - Toluca que alcanza el 90% de su límite térmico por capacidad del conductor (418 MVA). Desde el PAMRNT 2017 -2031, se identificó el requerimiento de recalibración de la LT Deportiva - 93470 - Toluca con fecha necesaria para diciembre de 2022, sin embargo, su construcción será factible para julio de 2023 por CFE Transmisión, este proyecto ya fue instruido por la SENER para su construcción por parte de la CFE en 2018.</li> <li>• Durante los meses de enero a marzo de 2020 entraron en operación los entronques aéreos en 400 kV de la SE Valle de México Maniobras 400 kV, asociada a las unidades de gas de la CCC Energía Valle de México II (VMD), adicionalmente, durante los meses de junio y agosto de 2020 entraron en operación los entronques aéreos en 230 kV de la SE Valle de México Maniobras 230 kV, asociada a la unidad de vapor de la misma CE.</li> <li>• Entró en operación el entronque aéreo en 230 kV para la puesta en operación de la nueva SE Caracol, asociada al corredor Valle de México – Cerro Gordo en 230 kV.</li> <li>• Entraron en operación dos nuevos circuitos subterráneos Xochimilco – 93H40/93H50 – Culhuacán, para el suministro de la nueva SE Culhuacán en 230 kV.</li> <li>• Aún sin solución los problemas sociales que impiden continuar con los trabajos de reforzamiento del corredor de Apasco – Juandhó – Actopan – Pachuca en 85 kV (PEM L78, OPF 2120). En la actualidad, solamente se tiene concluido el segundo circuito del tramo Pachuca – Actopan. No se ha podido continuar con el resto de la trayectoria. Derivado de su limitada capacidad de transmisión, este corredor de transmisión debe operar con red 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 la región centro del Estado de Hidalgo. Se han explorado proyectos alternativos que permitan incrementar la Confiabilidad de la red asociada, uno de estos proyectos consiste en la modificación topológica del corredor aislado en 85 kV Tulancingo – Parque Industrial Reforma, realizando un entronque en la SE Dos Carlos, además de reforzamientos en la red asociada, lo que permitiría incrementar la capacidad de transmisión proveniente desde la SE Parque Industrial Reforma para alimentar la carga de la red asociada a la SE Pachuca.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la zona de Pachuca, el Autotransformador (AT) de relación de transformación 400/230 kV y 330 MVA de la SE Pachuca Potencia ha operado por arriba del 50 % alcanzando hasta el 88% de su capacidad nominal durante el 2020, y ante la contingencia sencilla de la LT Pachuca Potencia - A3W70 - Tula de 400 kV, se pueden presentar sobrecargas del AT, esto ocurre en el caso de que el flujo de potencia activa a través de la LT Poza Rica II - A3370 - Pachuca Potencia en 400 kV proveniente de la región del Golfo de México sea mayor de 650 MW. Cabe señalar que está programado la inclusión de un segundo AT en SE Pachuca Potencia como parte de las obras de refuerzo asociadas a la interconexión de la nueva CE CC Tuxpan II, programada para el 2022.</li> <li>• En la zona de Atlacomulco, ante la contingencia de la LT Almoloya - A3X20 - Atlacomulco Potencia de 400 kV o del banco de transformación de la SE Atlacomulco Potencia de relación 400/115 kV, se presentan tensiones fuera de límites permisibles operativos, actualmente se instrumentan estrategias de cortes de carga previstos ante contingencia para la autorización de licencias, por lo que se requerirá la operación de esquemas de protección automáticos para preservar la Confiabilidad. Desde el PAMRNT 2015-2029, se identificó el requerimiento del tendido del segundo circuito en 400 kV Almoloya – Atlacomulco Potencia con fecha necesaria para abril de 2018, sin embargo, su construcción será factible para octubre de 2022 por parte de CFE Transmisión, este proyecto ya fue instruido por la SENER para su construcción por parte de la CFE en 2018.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.1. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Central**

<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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 entronques 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 en los cables de potencia, se requerirá proponer en futuros programas de ampliación nuevas alternativas para el control de voltaje como son equipo de compensación de potencia reactiva y/o reconfiguración en la red eléctrica existente. A fin de mitigar el efecto operativo por el retraso en su entrada en operación se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial (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, siendo un punto estratégico del SEN.</li> <li>• Entran en operación nuevas SE de distribución para el suministro de energía en el ámbito de la GCR Central, como son Xochitla, Caracol, Culhuacán y Las Américas en los meses de enero, abril, julio y octubre de 2020, respectivamente. Con un total de 360 MVA de capacidad instalada.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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. No obstante, durante el 2020 esta condición se presentó en otros escenarios de demanda en el contexto de la Pandemia por COVID-19 y por el déficit de generación en la CE Petacalco. En la SE Atlacomulco Potencia se registraron aproximadamente 250 horas con tensiones de operación por arriba de 420 kV, llegando a valores instantáneos de 422 kV, lo que pone en riesgo el aislamiento del equipo en las SE. Para mitigar esta problemática se han instrumentado estrategias de desconexión de LT 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 voltaje, por lo cual se tiene programado el traslado de dos reactores de 31.75 MVA cada uno provenientes de la SE Temascal a instalarse en la SE Donato Guerra, este proyecto ya fue instruido por la SENER para su construcción por parte de la CFE desde 2017 y tiene fecha factible de diciembre de 2021 por CFE Transmisión.</li> <li>• El día 23 de junio de 2020 a las 10:29 hs, se presentó un sismo de magnitud 7.5 grados Richter con epicentro al Sureste de Crucecita, Oaxaca, ocasionando que queden fuera de servicio las LT en el nivel de 85 kV Aurora - 73D60 - Pantitlán, Ayotla - 73E30 - Chalco y Magdalena - 73D40 - Netzahualcóyotl. Además, en el mismo horario quedó fuera de servicio la unidad de generación U5 de Petacalco (155 MW). Ante esta condición se afectaron 1,557 MW de carga en el ámbito de influencia de la GCR Central. Esto generó que en la SE Atlacomulco Potencia se alcanzara un voltaje instantáneo de 424.5 kV y en el resto de la red asociada se presentaron algunas tensiones violatorias del Índice de Control de Voltaje (ICV).</li> </ul>

**Cuadro 5.1.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante el año 2020 han entrado en operación cinco proyectos de generación. Dos Centrales Eléctricas nuevas de tecnología Fotovoltaica, dos de tecnología Eólica, y un proyecto de tecnología Geotérmica. El incremento total de capacidad instalada neta fue de 665 MW.</li> <li>• En el mismo periodo, la producción de energía hidráulica considerando las Centrales Eléctricas del ámbito de la Gerencia de Control Regional Oriental, fue de 12,382 GWh.</li> <li>• La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (instalada en 115 kV) continúa como "Must-Run" en el MEM con altos costos de producción, ya que ante la eventualidad de la salida de LT en 115 kV o de bancos de transformación 230/115 kV conllevaría a la afectación de carga en la ciudad de Veracruz. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo el proyecto propuesto por el CENACE para incrementar la capacidad de transformación, soportar el crecimiento de la demanda en la zona Veracruz y mejorar el comportamiento eléctrico de la red troncal de la GCR Oriental. Posteriormente, en el primer semestre de 2020 fue revisado el proyecto por CENACE actualizando su alcance, en donde se ha determinado considerar que la modernización de la SE Dos Bocas en 115 kV. Asimismo, incluir transformación en la misma SE con relación de transformación 400/115 kV.</li> <li>• La CE Ciclo Combinado Centro con una capacidad instalada neta de 656 MW, ha presentado retrasos en su Fecha de Entrada en operación comercial derivado de problemáticas sociales en la zona, las cuales retrasaron significativamente la construcción de un tramo de 100 m de acueducto. Actualmente las obras de la CE se encuentran concluidas y en febrero de 2021 se ha reiniciado el proceso de pruebas; de acuerdo con el reporte de la CE, estima culminar las pruebas de desempeño para junio de 2021 y su fecha de entrada en operación comercial para el 20 de agosto de 2021. La energía eléctrica producida por esta CE representa un beneficio para incrementar la capacidad de suministro en el estado de Morelos y la Zona Metropolitana del Valle de México, considerando que esta región es deficitaria de generación local y depende del suministro de distintas CE ubicadas en puntos lejanos.</li> </ul>
--------------------------	---

... Continuación

**Cuadro 5.1.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental**

<b>TRANSMISIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El corredor de transmisión compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia y Juile (A3V30 y A3V40) con una capacidad declarada por el transportista de 1,100 MW cada una, presentan congestión ante contingencia sencilla (N-1) con un alto factor de planta de generación eólica (alta generación). Durante el año 2020 el enlace ha operado 2,565 horas por encima de su capacidad de transmisión, alcanzando un flujo máximo de 1,712 MW. Por tanto, se ha requerido la activación del EAR de Disparo Automático de Generación. Para resolver esta problemática se encuentra instruido por la SENER desde 2017 el proyecto “Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco” (PEM M16-OR1) que permite el incremento de capacidad en corredores de transmisión de la GCR Oriental y dentro de su alcance se contempla el reemplazo de equipamiento serie de las SE Ixtepec Potencia y Juile asociado a los circuitos A3V30 y A3V40 que permitirá incrementar su capacidad a 1,500 MVA, lo anterior, considerando que estos circuitos cuentan con tres conductores por fase calibre 1113 kcmil y su capacidad de límite térmico es mayor al valor limitado. La fecha factible de entrada en operación definida por CFE Transmisión es noviembre de 2023.</li> <li>• Se mantiene la escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, lo que provoca disminución en la generación de energía eléctrica en la región, siendo un área deficitaria que depende de su suministro empleando la red eléctrica existente. Además, el límite de transmisión en el corredor de transmisión entre la región del Grijalva y Tabasco (compuesto por dos LT en 400 kV Manuel Moreno Torres - A3U80 - Tabasco Potencia, Malpaso II - A3U90 - Tabasco Potencia, y el Autotransformador AT-02 de Malpaso II) está definido con un monto de 1,150 MW, arriba de este valor es necesario depender de un EAR que consiste en la interrupción de carga (la cual incrementa su valor anualmente con el crecimiento de demanda de la región). Durante el año 2020, el tiempo de operación por arriba del límite de Estado Operativo Normal fue de 1,492 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la red 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 los dispuesto por el artículo 33 fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal se incluyen dos proyectos de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en Mérida y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). Por tanto, la problemática expuesta se solventaría hasta 2024.</li> <li>• Se mantienen los problemas sociales que no han permitido concluir en su construcción el tendido del segundo circuito de la LT Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia de 230 kV, el cual reporta un avance del 67% de acuerdo con la última información proporcionada por CFE, esta situación ha prevalecido alrededor de 12 años. Este enlace es una fuente de energía eléctrica requerida para atender parte del suministro eléctrico del Estado de Guerrero. Actualmente se toman acciones operativas donde se realiza el monitoreo del flujo de energía eléctrica de la LT Pie de la Cuesta – 93060 – Ixtapa Potencia tal que no supere su límite operativo, que es de 285 MW, ante la eventual contingencia sencilla de la misma LT o de una LT Mezcala – Zapata. En condiciones donde se alcanza el límite operativo, se requiere reducir el flujo de energía eléctrica por lo que, en la operación, se coordina el despacho de generación de la CH Caracol, tal que se evite superar el límite operativo. La estrategia operativa indicada permite evitar posibles disparos en cascada de los enlaces de transmisión ante condiciones de alto flujo y la contingencia sencilla de un enlace que provocaría cortes importantes en el suministro eléctrico.</li> <li>• Incremento en el flujo de potencia por la interconexión México-Guatemala, que consiste en la LT Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes en 400 kV. Durante el año 2020, se han presentado valores instantáneos de exportación de energía entre 240 y 442 MW, también se han presentado importaciones mayores a 100 MW por más de 32 horas.</li> <li>• El suministro de energía de las zonas Tapachula y San Cristóbal del estado de Chiapas, así como para la interconexión México-Guatemala es atendido por el circuito la LT Tapachula Potencia - A3T30 - Angostura de 400 kV, sin embargo, ante su eventual salida (contingencia) se presentan problemas de suministro en la zonas indicadas, así como del enlace de interconexión, lo que provoca el requerimiento de cortes de carga y salida del circuito Tapachula Potencia - A3T00 - Los Brillantes, actualmente para resolver esta problemática se encuentra instruido por la SENER desde 2015 el tendido del segundo circuito (disponible) de la LT Tapachula Potencia – Angostura propuesto por el CENACE en PAMRNT 2015-2029, sin embargo, la obra no resuelve el disparo del Transformador en Tapachula Potencia, tal como se comenta en la sección de Transformación. Adicionalmente, en el PRODESEN 2020-2034 se ha publicado la obra suministro de energía en la zona San Cristóbal, para atender el crecimiento en las zonas San Cristóbal y Tuxtla Gutiérrez, evitando saturación en red de 115 kV ante contingencia sencilla y evitando la saturación del transformador en la SE Angostura, se estima su fecha factible de entrada en operación en abril del 2024.</li> </ul>
--------------------	---

... Continuación

**Cuadro 5.1.2. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Oriental**

<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano alcanzó más del 90 % de su capacidad nominal (relación de transformación 400/230 kV y capacidad total de 750 MVA), durante condiciones de baja transmisión de potencia del enlace Temascal al Centro o flujos de potencia en el sentido del Centro hacia Temascal. A fin de evitar superar la capacidad de los bancos, en julio de 2019 se implementó el esquema de apertura de LT en 230 kV en la zona Veracruz que descarga ambos transformadores de la SE Manlio Fabio Altamirano, sin embargo, se reduce en gran medida la Confiabilidad de suministro en la red de 230 kV de la zona de Veracruz, lo que pone en riesgo el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz. Se tiene en programa el proyecto P18-OR1, Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (actualización del proyecto Olmeca Banco 1) que fue instruido por la SENER en 2018, lo cual permitirá resolver la condición de baja Confiabilidad en la red de transmisión de la zona Veracruz, entre otros beneficios.</li> <li>• 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. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo la construcción del proyecto P17-OR2 Tlaltizapán Potencia Banco 1 y su red asociada en 115 y 400 kV propuesto por CENACE, que permitía resolver la problemática indicada inicialmente (sobrecarga de transformación ante falla del transformador Yautepec Potencia), así como saturación de red eléctrica esperada ante la entrada en operación del proyecto de Corriente Directa Ixtepec Potencia – Yautepec Potencia. Además, el proyecto P17-OR2 dependía de nueva infraestructura que se construiría con el proyecto de Corriente Directa (CD). Sin embargo, ante la cancelación del proyecto de CD, se encuentra en proceso la revisión y justificación del proyecto P17-OR2, el cual solo se justifica por Confiabilidad ante la salida o falla de equipo de transformación. En este PAMRNT, se presenta un proyecto para solventar la problemática de suministro en las zonas Morelos y Cuernavaca.</li> <li>• La transformación asociada a la red eléctrica de las zonas Tapachula y San Cristóbal del nivel de tensión de 400 hacia 115 kV consta del transformador de la SE Angostura con 225 MVA de capacidad, así como del transformador instalado en la SE Tapachula Potencia de 375 MVA de capacidad. El transformador de la SE Angostura superó 90% de su capacidad nominal en estado de régimen operativo permanente durante 71 horas durante el año 2020. Adicionalmente ante el disparo del banco de transformación en Tapachula se tiene alta carga en el transformador de la SE Angostura y problemática de control de voltaje en las zonas que provoca cortes de carga y aunque se tiene contemplada la construcción del segundo circuito Angostura – Tapachula Potencia en 400 kV, esta obra resuelve la salida eventual de la LT entre las mencionadas SE, más no resuelve el disparo del Transformador en Tapachula y conforme al crecimiento de la demanda, se ven limitadas las ventanas de tiempo para realizar los mantenimientos al mismo. En el PRODESEN 2020-2034 se ha publicado la obra Suministro de energía en la zona San Cristóbal, evitando la saturación en el actual transformador de la SE Angostura.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se siguen presentando afectaciones de carga por problemas de control de voltaje en la red de 115 kV, ante contingencias sencillas de LT desde la SE Juchitán II hasta la SE Quemado, sumando un total de 636 MWh durante el año 2020. En 2019 la SENER instruyó a la CFE la construcción de los STATCOM (compensación dinámica) en las SE Pochutla y Agua Zarca en 115 kV propuesto por el CENACE en PAMRNT 2019-2033, la fecha factible estimada es abril de 2023.</li> </ul>

**Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para el día de demanda máxima de la GCR Occidental, ocurrida el 11 de marzo de 2020, hubo una importación de 3,199 MW de otras regiones para atender su demanda total de 9,913 MW. Lo que equivale a que aproximadamente el 32 % de la demanda de la Gerencia de Control fue suministrada por los enlaces con las Gerencias de Control Regional vecinas y el resto por la generación de las Centrales Eléctricas ubicadas en el ámbito de la GCR Occidental (GCROC).</li> <li>• La demanda máxima instantánea disminuyó aproximadamente 3.27% respecto a la presentada en 2019, principalmente debido a las medidas tomadas para evitar los contagios por COVID-19 a partir del mes de marzo 2020; además, típicamente la demanda máxima en la GCROC se presenta en los meses de mayo-junio mientras que para el 2020 se presentó en el mes de marzo y no se espera que en el resto del año haya una recuperación del valor máximo reportado.</li> <li>• Entre enero de 2020 y diciembre de 2020 han entrado en operación comercial 8 Centrales Eléctricas para una capacidad adicional en el sistema de 1,464.5 MW. Por otro lado, en pruebas preoperativas se tienen 9 Centrales Eléctricas más, para una capacidad total de 872.7 MW.</li> <li>• En comparativa con el año 2019 se ve un incremento en la energía generada con fuentes renovables, destacando la generación fotovoltaica, con un aumento del 171%. De manera inversa, la generación hidráulica tuvo un decremento del 16%, mientras que la térmica convencional disminuyó 55% en cuanto a su energía generada.</li> <li>• Los Ciclos Combinados siguen siendo la tecnología de generación más utilizada en la GCROC con un 52% de participación total en el año 2020.</li> </ul>
--------------------------	--

... Continuación

### Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

<b>TRANSMISIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se tiene 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. El listado de las líneas con las necesidades de sustitución se encuentra dentro de un proyecto de modernización de enlaces 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 "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 agosto de 2024.</li> <li>• Al igual que en el diagnóstico del año anterior, en la zona Aguascalientes se sigue requiriendo la repotenciación de la LT Encarnación - 73680 - Peñuelas, ya que, ante contingencia sencilla, se tiene flujos superiores al límite térmico del conductor. La División de Distribución Bajío tiene programada la obra identificada con la clave de Proyecto Elemental Mínimo (PEM) CLQ, la cual pertenece al paquete 1821E y consta de una línea de transmisión para conectar la trayectoria entre las SE Aguascalientes Potencia, Peñuelas y Encarnación, con lo cual se solucionaría esta problemática. Actualmente, la fecha estimada de terminación que tiene esta obra es julio de 2024.</li> <li>• La LT Aguascalientes Oriente - 93A10 - Maniobras Solem ha presentado congestión debido las condiciones de demanda-despacho de las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí. Por lo anterior, se ha tenido que aplicar como estrategia operativa la apertura de la LT Maniobras Solem - 93A40 - Parque Solar Santiago Maniobras un total de 7,374 horas. Adicionalmente se vio 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 autotransformadores 230/115 kV de la SE San Luis Potosí. En el PAMRNT 2019-2033 se consideró como proyecto indicativo la obra P19-OC21 Red de Transmisión Aguascalientes - San Luis Potosí con el objetivo de minimizar las congestiones de energía en el corredor San Luis Potosí - Aguascalientes Oriente y reducir el costo de producción total del SEN, sin embargo, no se ha justificado económicamente por lo que no ha sido identificada para proponer a la SENER como candidato a su instrucción.</li> <li>• El corredor de transmisión compuesto por dos líneas de transmisión en 400 kV entre las SE Tepic II y Cerro Blanco operó 20 horas por encima de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal. En total, desde septiembre de 2018 se ha operado durante 24 horas por arriba del límite de transmisión establecido. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la ampliación de la capacidad de los elementos y equipo serie con el proyecto P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco con fecha factible de entrada en operación en febrero de 2023.</li> <li>• El enlace Mazatlán II - Tepic II ha incrementado de manera considerable el flujo que envía hacia la GCROC, pasando de 3,862 GWh en el periodo anterior a 6,047 GWh en el actual periodo, además de mantener el flujo de energía en dirección a la GCROC el 91.8% del tiempo.</li> <li>• El enlace Querétaro - Tula (enlace entre las GCR Occidental y Central), operó por encima de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal por 86 horas. Se ha presentado una tendencia de incremento de energía a través del enlace por la entrada de nuevos proyectos de generación en el norte del país, pasando de enviar 5,041 GWh en el periodo 2018 - 2019 a 7,869 GWh en el 2019 - 2020 y 8,213 GWh en el actual periodo, lo que adicionalmente ha causado una disminución en el nivel de voltaje de la red eléctrica del estado de Querétaro. 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 estimado a 2025.</li> <li>• Durante 35 horas el enlace Ramos Arizpe - Primero de Mayo operó fuera de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal, poniendo en riesgo la Confiabilidad de la red en la GCROC, ya que al ocurrir la contingencia de una de las líneas de transmisión que lo conforman, se abaten los voltajes de la SE Salero y SE Peñasquito. En la SE Primero de Mayo se encuentran instalados 100 MW de generación eólica y 300 MW de generación fotovoltaica, lo que ayuda a la regulación de voltaje en la zona; sin embargo, la limitante ahora se presenta por el bajo voltaje de la SE Derramadero, en el ámbito de la GCR Noreste. En julio de 2019, la SENER instruyó a CFE el proyecto "Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero" con PEM P18-NE2, el cual incrementaría el límite de esta compuerta, el cual tiene fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2023.</li> <li>• El corredor de transmisión Las Delicias - Querétaro ha superado su límite de 758 MW durante 895 horas y ha estado 1038 horas en Estado Operativo de Alerta, por lo que durante este tiempo se tuvo la posibilidad de operación del DAG Bajío para desconectar unidades de Centrales Eléctricas a fin de evitar sobrecarga en las líneas de transmisión de 230 kV en caso de alguna contingencia. 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 enero de 2024. Adicionalmente, la División de Distribución Bajío concluyó la repotenciación de la LT San Luis de la Paz - 73070 - San José Iturbide incluida en el proyecto "310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN, (11a FASE)" por lo que se evita que se tenga una limitante adicional en el corredor.</li> <li>• Al igual que en el período 2018-2019 la GCROC se mantiene como importadora de energía del norte del país y exportadora hacia el centro. Esta condición se ve reflejada en un incremento de la energía que la GCROC recibe de los enlaces con el norte del país (GCR Noroeste, Norte y Noreste) y del envío por los enlaces hacia el centro. El comportamiento de los enlaces se describe a continuación, los valores reportados están en GWh y son calculados a partir de los datos históricos:</li> </ul>
--------------------	---



... Continuación

**Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental**

<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Mazatlán II – Tepic II: mantiene la tendencia de incremento en la energía en sentido Noroeste a Occidente. La GCROC envió 144 GWh a la GCR Noroeste, mientras que en sentido opuesto se recibieron 6,047 GWh. En comparación con el período del año pasado, la GCROC envió 748 GWh a la GCR Noroeste y recibió 3,862 GWh.</li> <li>o Ramos Arizpe – Primero de Mayo: se incrementó en 10% la energía recibida en la GCROC, pasando de 7,739 GWh a 7,962 GWh. La GCROC recibió energía por este enlace el 100% del tiempo.</li> <li>o Primero de Mayo – Cañada: aunque esta compuerta se localiza al interior de la GCROC, se reporta porque ha incrementado de manera considerable la energía que se transmite hacia la zona Aguascalientes, pasando de 7,155 GWh a 7,958 GWh</li> <li>o Anáhuac – El Potosí: su tendencia es ligeramente a la baja, se redujo la energía que entra a la GCROC, de 7,765 GWh a 6,977 GWh.</li> <li>o Las Mesas – Querétaro: presentó una pequeña disminución en la energía recibida en la SE Querétaro Potencia Maniobras, pasando de 12,824 GWh a 12,368 GWh. En conjunto con la disminución de energía que entra a la región Bajío por la compuerta interna Querétaro – Santa María y el aumento por el enlace Querétaro – Tula, de 7,869 a 8,213 GWh, con un 100% del tiempo enviado de la GCROC a la GCR Central, deja claro que la energía Noreste – Centro del País va en aumento y solamente utiliza la red eléctrica de Querétaro como punto de transferencia.</li> <li>o Finalmente, el enlace Occidental – Lázaro Cárdenas, ha pasado en los últimos 3 años de enviar predominantemente energía hacia la GCROC (82% del tiempo en 2018-2019) a enviar energía a la GCR Central (71% del tiempo en 2019-2020). En el actual período se enviaron 1,529 GWh a la GCR Central y se recibieron 347 GWh en la GCROC.</li> </ul>
<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la SE Potrerillos el AT-02 400/230 kV de 375 MVA estuvo operando por encima del 90% de su capacidad nominal un total de 433 horas, alcanzando un máximo de 99.26% de su capacidad. Cabe mencionar que, durante este año no se aplicó la Estrategia Operativa que consiste en abrir la línea de 400 kV de la SE Potrerillos a la SE Aguascalientes Potencia debido a la disminución en la demanda que se atribuye a la pandemia por “COVID-19”. No obstante, la saturación del autotransformador ya se ha alcanzado en años anteriores por lo que, para mitigar dicha problemática, se instalaron 90 MVA de compensación fija en la zona León en el mes de agosto del 2020, lo que ayuda a reducir el flujo de potencia reactiva desde 400 kV hacia 230 kV, disminuyendo el nivel de carga en MVA de los transformadores. Finalmente, 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. Este proyecto fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2016 y se estima que su fecha de entrada en operación sea en agosto de 2021.</li> <li>• La demanda de la zona León ha ocasionado que la transformación 230/115 kV de las SE León III, Potrerillos y León IV superen el 90% su capacidad nominal. En la SE León III, con 200 MVA de transformación instalados (2x100 MVA), el AT-01 registró 302 horas por encima del 90% de su capacidad nominal, mientras que el AT-02 tuvo 545 horas. En la SE Potrerillos el AT-03 de 100 MVA reportó 64 horas operando por encima del 90% de su capacidad nominal, mientras que el AT-01 de la SE León IV lo hizo solamente en una hora. Cabe resaltar que en la zona León se ha aplicado una estrategia operativa que consiste en segregar la red de 115 kV y, actualmente se tiene el registro de 2,803 horas en las que se llevó a cabo dicha estrategia. El objetivo de esta es repartir la carga entre las diferentes fuentes de suministro de la zona León. Al igual que sucede con SE Potrerillos, la solución a esta problemática se lograría con el proyecto P16-OC2: Potrerillos Banco 4. Debido al retraso que ha tenido la obra, se ha optado por la realización de obras temporales, en octubre 2020 se instaló un banco adicional 230/115 kV de 100 MVA en la SE León III, formado por reservas de otros transformadores, para mejorar la Confiabilidad de la zona evitando la aplicación de la estrategia operativa. Sin embargo, una vez realizado el proyecto instruido se reemplazaría esta obra por el traslado de uno de los bancos de SE Potrerillos.</li> <li>• En la zona San Luis Potosí la problemática de la transformación por encima del 90% de su capacidad nominal se encuentra focalizada en las SE San Luis Potosí (2x100 MVA) y La Pila (1x225 MVA) en la que los AT 230/115 kV de la SE San Luis Potosí alcanzó 1 hora por encima del 90%. Por su parte el AT-01 230/115 kV de la SE La Pila solamente llegó a 4 horas por encima del 90%. Si bien el tiempo que estuvieron operando arriba del 90% disminuyó respecto al año anterior (también atribuible a la contingencia sanitaria) persiste el riesgo de saturación en equipos de transformación ante la posible contingencia en alguno de los bancos de transformación mencionados. Para solucionar esta problemática desde el 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P18-OC1: San Luis Potosí Banco 3 (traslado) que tiene fecha de entrada en operación en febrero de 2022.</li> </ul>



... Continuación

**Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental**

<p style="text-align: center;"><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las SE Querétaro Potencia y Querétaro I de la zona Querétaro también superaron el 90% de su capacidad nominal. En la SE Querétaro Potencia, el AT-03 230/115 kV de 225 MVA estuvo operando 24 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 de la zona Querétaro. Por lo que respecta a la SE Querétaro I, se contabilizaron 99 horas por encima del 90% para el AT-01 230/115 kV de 100 MVA y 88 horas por encima del 90% para el AT-02 de 225 MVA, al igual que en la SE Querétaro Potencia se cuenta con un 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.</li> <li>En la zona San Luis de la Paz, los autotransformadores 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 169 horas, 329 horas y 181 horas, respectivamente. 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 2024.</li> <li>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. Adicionalmente se alcanzaron 94 horas del T-03 y 45 horas del T-04 operando por encima del 90% de su capacidad. Para solventar una parte de esta problemática en 2016 fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión el proyecto: "P16-OC1: Guadalajara Industrial Banco 2" con fecha de entrada a julio de 2023. Dado que la carga de esta zona sigue en aumento, en el PAMRNT 2020 – 2034 se identificó y fue propuesto para su instrucción otro transformador en El Salto 230/69 kV 225 MVA, que resuelve de forma definitiva la problemática de saturación mencionada.</li> <li>El AT-01 de 375 MVA 400/230 kV de la SE Zapotlanejo operó 23 horas por encima del 90% de su capacidad nominal. Aunque el valor máximo registrado se debió a la falla del AT-01 400/230 kV (300 MVA) de la SE Atequiza, la cual fue ocasionada por un incendio en una de sus fases. Adicionalmente y debido a la cercanía entre el AT-01 y AT-02 en la SE Atequiza (siete unidades monofásicas contiguas de 100 MVA cada una) se abrió de emergencia el AT-02 400/230 kV (300 MVA), lo que dejó sin transformación 400/230 kV a la SE Atequiza, ocasionando el aumento en el flujo del AT-01 de la SE Zapotlanejo.</li> <li>En la zona Uruapan, el AT-02 230/115 kV de la SE Uruapan Potencia operó una hora por encima del 100% de su capacidad y 12 horas por encima del 90% de su capacidad, esto se debió a la falla en la línea de transmisión Apatzingán – Cóbano (83270) que ocasionó que el AT-01 161/115 kV de 100 MVA de la SE Apatzingán quedara operando en vacío. Para solventar esta problemática, en 2018 fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión el proyecto: "P18-OC4: Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán" con fecha de entrada a enero de 2024.</li> <li>En agosto de 2020 se presentó nuevamente una falla en el ZMN AT-04 230/115 kV con una afectación de 31 MW de carga. Este transformador ha tenido, desde el año 2017, una falla por año. Por lo que la SENER instruyó el proyecto: "P17-OC5: Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)" el cual contempla su fecha de terminación en enero de 2023. A manera de obra provisional, se instalará un CP de 18 MVAR de capacidad en la SE Boquilla, esto con la finalidad de poder otorgar un mayor número de licencias para mantenimiento al ZMN AT-04 y reducir la probabilidad de falla del equipo.</li> <li>Por último, cabe mencionar que a causa de la contingencia sanitaria por "COVID-19" la mayoría de los bancos de transformación han presentado una menor cantidad de horas de operación por encima del 90% de su capacidad nominal o bien no alcanzaron el 100%. La disminución de carga generalizada en el sistema disminuye en cierta medida las problemáticas en los bancos de transformación de la GCROC, pero es importante considerar que resurgirán cuando se dé un repunte en la demanda, el cual es difícil de predecir.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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 GCROC 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 de 400 kV y 230 kV de esta región. Debido a que la GCROC es el enlace para transportar el flujo de potencia entre el norte y el centro del país, la red 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.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.3. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental**

<b>COMPENSACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante el verano del 2020 (mayo y junio) se detectó que el voltaje promedio más bajo en la red de 400 kV fue en la SE Cañada con 405.94 kV, que es 0.39 kV menor al promedio registrado en el verano de 2019, sin embargo, es importante destacar que el voltaje en la SE Tepic II también presenta una baja de 2.75 kV respecto al año anterior, alcanzando un voltaje promedio de 410.22 kV. Lo cual corresponde a lo mencionado en la sección "TRANSMISIÓN", donde se menciona que los enlaces Mazatlán II – Tepic II, Ramos Arizpe – Primero de Mayo y el corredor interno Primero de Mayo – Cañada han incrementado la cantidad de energía importada a la GCROC y por ende ha disminuido el voltaje en las subestaciones que forman parte de esos corredores.</li> <li>• Adicionalmente, se tienen SE en 400 kV que muestran una alta variabilidad en el comportamiento del perfil de tensión durante el año analizado (enero 2020 a diciembre 2020), esto se debe a que cuentan con líneas muy longitudinales, carga muy variante o una combinación de ambas. Por ejemplo, las SE Primero de Mayo y Salero estuvieron 0.22% (19.3 horas) y 2.15% (189.05 horas) por debajo de 400 kV, así como las SE Querétaro Potencia y Querétaro Potencia Maniobras que alcanzaron el 2.83% (248.25 horas) y 0.78% (68.50 horas) del tiempo total del año por debajo de 400 kV.</li> <li>• En nivel de tensión de 230 kV también se tienen algunos cambios como por ejemplo las SE San Luis Potosí, El Potosí, Aguascalientes Potencia y Fresnillo de la Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Centro Norte que reflejan disminuciones de la tensión promedio en verano de: 0.94 kV, 0.76 kV, 0.59 kV y 2.14 kV, respectivamente.</li> <li>• En la ZOT Bajío se mantiene la tendencia de tensiones promedio, excepto por la SE Potrerillos, la cual registró 231.83 kV que representa una disminución de 0.44 kV con respecto al verano de 2019. Sin embargo, esto se atribuye, principalmente, a la estrategia que se sigue para evitar que se sobrecargue el AT-02 400/230 kV de dicha subestación eléctrica y que consiste en la segregación de la red. Si bien el año 2020 ha sido atípico en demanda debido a la contingencia sanitaria y esto se refleja en perfiles de tensión iguales o ligeramente por encima al año anterior, en la mayoría de las SE los problemas de tensión en la GCROC persisten debido a que se mantiene como región importadora de flujo desde el norte y exportadora de flujo hacia el centro. En el mes de agosto del 2020 se adicionaron 90 MVar de compensación en la zona León lo que sin duda ayudará a mejorar los perfiles de tensión de esta zona.</li> <li>• Por su parte la ZOT Sauz Querétaro muestra niveles de tensión similares al año anterior. Para evitar que la tendencia de tensión que se ha visualizado año con año genere problemas en la operación de la red eléctrica de las ZOT Bajío y Sauz-Querétaro, en el PAMRNT 2019-2033 se propuso el proyecto: "P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío", con fecha de entrada en operación para abril de 2023 y el cual fue instruido por SENER en 2019.</li> <li>• En nivel de tensión de 230 kV se presenta un perfil de tensión menor a 1.0 pu siendo las SE más afectadas: Fresnillo Potencia con 52.76% (4,634.65 horas), León IV 64.92% (5,703.00 horas), Silao Potencia 50.91% (4,471.65 horas), Celaya II 38.16% (3,352.40 horas), Celaya III 35.04% (3,077.90 horas), Santa Fe 77.95% (6,847.00 horas), Conín 40.86% (3,588.75 horas), Querétaro I 37.18% (3,265.75 horas) y Morelia Potencia 25.34% (2,225.45 horas). Generalmente estos niveles de tensión por debajo de 1.0 pu suelen darse cuando ya no se cuenta con capacidad de regulación o por contingencias.</li> <li>• De manera general, en las redes de 69 y 115 kV de la GCROC se pueden presentar tensiones fuera de los límites operativos ante contingencias sencillas. Para resolver estas problemáticas se tienen obras instruidas por la SENER a CFE Transmisión de compensación reactiva capacitiva para las zonas Querétaro, San Luis de la Paz, Irapuato, Zacatecas, Zona Metropolitana de Guadalajara y Apatzingán.</li> <li>• Sin embargo, se mantendrán problemas de bajas tensiones en redes radiales de gran longitud en las zonas de Aguascalientes, Zacatecas, Altos, Ciénega y Minas, que requieren adición de red 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. En este PAMRNT se presentan proyectos que atienden estas problemáticas.</li> </ul>
---------------------	--

**Cuadro 5.1.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hasta diciembre de 2020 se cuenta con 13 CE fotovoltaicas que han entrado en operación o están en pruebas preoperativas con una capacidad total de 1190.4 MW y una CE de ciclo combinado de 766 MW en Topolobampo que entrará en operación comercial este año, que sumada a las CE existentes se tendrá una capacidad en el parque de generación de 9,297 MW en la GCR Noroeste.</li> <li>• La demanda máxima de la GCR Noroeste se presentó el 27 de agosto de 2020 a las 16:00 h 5,236 MWh/h de demanda. La condición de generación relevante:</li> <li>• Las CE de ciclo combinado con 3,128 MW, considerando CCC Empalme Uno con 572 MW, la CCC Topolobampo Dos con 874 MW y fuera de servicio la CCC Empalme Dos.</li> <li>• Las CE Hidroeléctricas con una capacidad de Disponibilidad de Entrega Física de 941.2 MW con una generación total de 115 MW.</li> <li>• Las CE fotovoltaicas con 878 MW considerando 13 unidades en operación y en pruebas preoperativas.</li> <li>• Las CE térmicas de gas y/o combustóleo con 974.8 MW de un total de los 2,052 MW de Capacidad Instalada.</li> <li>• Las CE turbogás de baja eficiencia con 0 MW en operación.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la condición de la demanda máxima del SIN la GCR Noroeste se encontraba con una importación neta de 194.8 MW, equivalente al 4.1 % de la demanda de la GCR Noroeste que era de 4,734 MW.</li> <li>• La demanda máxima de la GCR Noroeste se presentó el 27 de agosto de 2020 a las 16:00 h con 5,236 MWh/h de demanda y la importación neta integrada fue de 127.6 MWh/h.</li> <li>• En condiciones de demandas mínimas de la GCR Noroeste, se tiene saturación en los corredores de transmisión conformados por las LT de las compuertas: Hermosillo al Sistema Interconectado Nacional, Los Mochis a Guamúchil/Culiacán, Culiacán a Mazatlán y Mazatlán a Tepic, derivado de la entrada en operación de las CE de Ciclo Combinado Empalme Uno, Empalme Dos, Topolobampo Dos, Topolobampo Tres y un número importante de CE de generación fotovoltaica en 2020, dichas congestiones en los corredores de la red troncal se presentan de la parte norte de la Región Noroeste hacia el sur.</li> <li>• La compuerta de Los Mochis a Guamúchil a partir de abril de 2020 comenzó a presentar flujos por encima de su límite de Estado Operativo Normal, registrando 256 horas en Estado Operativo de Alerta, con un valor máximo de flujo de 1,675 MW, esta problemática se solventa con la obra propuesta por CENACE e instruida por la SENER a CFE-Transmisión con fecha factible de abril de 2023, la cual consiste en una LT en 400 kV de Culiacán Poniente para el entronque Choacahui – La Higuera y adicionalmente será necesaria una tercera LT en 400 kV en este corredor.</li> <li>• Con la incorporación de CE de generación fotovoltaica en el estado de Sonora, la compuerta Hermosillo – Sistema Interconectado Nacional registró al 31 de diciembre de 2020: 2,625 horas en Estado Operativo de Alerta por flujos arriba de su límite de Estado Operativo Normal, con un valor máximo de flujo de 1,343 MW, para solventar esta problemática se contaba con el proyecto la LT en HVDC de SE Seri a SE Cucapah que ha sido cancelado y el Proyecto de Interconexión BCS-SIN que fue pausado, por tanto, se requiere de obras de infraestructura eléctrica, se ha revisado el cambio de tensión de 230 kV a 400 kV de los enlaces de transmisión entre las GCR Noroeste y Norte entre las SE Seri, Hermosillo Cinco, Nacozeri y Nuevo Casas Grandes hasta la SE Moctezuma, o bien, realizar obras de transmisión en la GCR Noroeste y la inclusión de elementos de compensación dinámica para resolver la problemática, los cuales se presentan en este PAMRNT 2021 – 2035.</li> <li>• Otra de las compuertas con mayor número de horas con flujo por arriba de su límite de Estado Operativo Normal es Mazatlán Dos a Tepic Dos, la cual registró al 31 de diciembre de 2020: 1,379 horas en Estado Operativo de Alerta por flujos arriba de su límite de Estado Normal, con un valor máximo de 1,461 MW, para solventar esta problemática es necesaria una tercera LT en 400 kV en este corredor, así como compensación dinámica en la SE Mazatlán Dos, como se presenta en este PAMRNT 2021 – 2035.</li> <li>• Derivado de la ratificación por parte de CFE transmisión de la reducción de los límites operativos en las LT de 115 kV con cables subterráneos, se ha registrado un incremento significativo y acumulativo de horas de sobrecarga con red completa (sin contingencia); y ante contingencia, para solventar esta problemática es necesaria la obra “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 enlaces de transmisión en las zonas Nogales, Hermosillo, Ciudad Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán, adicionalmente se ha identificado en el PAMRNT 2020-2034 un nuevo proyecto que abarca la sustitución de 11 LT con tramos subterráneos que presentan la misma problemática de sobrecarga.</li> <li>• En la zona Culiacán, continua 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 2020 al 31 de diciembre de 2020 rebasó 1,810 horas el límite de 60 MVA establecido por el transportista, esta problemática se solventa con la LT entre SE La Higuera y Costa Rica, obra legada a cargo de CFE Distribución que presenta una problemática en la adquisición de los derechos de vía para el proyecto, lo que ha diferido su entrada en operación y que repercutirá en cortes de carga en esa región.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.4. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noroeste**

<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En la zona Caborca en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020, el AT-01 y AT 02 de la SE Seis de Abril de 230/115 kV de 100 MVA, operaron con 13 y 11 horas por arriba del 90 % respectivamente, se ha identificado en el PAMRNT 2020 - 2034, un proyecto para incrementar la capacidad de transformación en la zona, que consiste en una nueva SE Mar de Cortes, con lo cual se solucionará esta problemática en los ATs de 230/115 kV.</li> <li>En la zona Hermosillo, en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020, el AT-01 en la SE Hermosillo Loma de 230/115 kV de 225 MVA operó 8 horas por arriba del 90 %, se ha identificado en el PAMRNT 2020 - 2034, un proyecto para incrementar la capacidad de transformación en la SE Hermosillo Loma, con lo cual se solucionará esta problemática, los ATs de 230/115 kV.</li> <li>En la zona Mazatlán los ATs de 230/115 kV de 100 MVA, El Habal AT-01 y AT 02 y Mazatlán Dos AT-04 y AT-05, operaron con 2, 13, 119 y 159 horas por arriba del 90 % respectivamente, en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020, se ha identificado en el PAMRNT 2020 - 2034, un proyecto para incrementar la capacidad de transformación en la SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática en los ATs de 230/115 kV.</li> <li>En la zona Guamúchil, el AT-01 y AT-02 de 100 MVA operaron 2 y 13 horas respectivamente por arriba del 90% de carga en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020, por lo que será necesario incorporar capacidad de transformación.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La fase B del reactor de LT A3600 Mazatlán Dos - Tepic en la SE Mazatlán Dos se encontraba fuera de servicio por falla desde el 01 de marzo de 2016; y regresando a operación el día 14 de diciembre de 2020. por consiguiente, no se aseguraba la correcta operación del Disparo y Recierre Monopolar de la LT y se operaba la SE Mazatlán Dos con tensión promedio de 418.07 kV en las barras de 400 kV, adicionalmente se han presentado voltajes por arriba de 420 kV, durante 2,546 horas en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020, se ha identificado en el PAMRNT 2020 - 2034, un proyecto para adicionar compensación inductiva en la SE Mazatlán Dos, con lo cual se solucionará esta problemática.</li> <li>La CE Empalme Dos estuvo fuera de servicio por falla desde el 22 de octubre 2019 hasta el 2 de septiembre 2020 y se presentaron altos voltajes en la SE Seri, SE Empalme Ciclo Combinado y SE Bácum en las barras de 400 kV llegando a valores por arriba de 420 kV, durante 927, 1010 y 461 horas respectivamente en el periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre de 2020. Esta problemática se solventa con la obra propuesta por CENACE e instruida por la SENER a CFE-Transmisión en 2017 para instalar dos reactores de 50 MVA en SE Seri 400 kV, sin embargo, la fecha estimada de entrada en operación es de abril de 2023 por CFE Transmisión.</li> </ul>

**Cuadro 5.1.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En diferentes escenarios en la Zona de Operación Transmisión (ZOT) Laguna, al evaluar la pérdida de generación en la Central Eléctrica de Ciclo Combinado (CC) Iberdrola Laguna ocasiona sobrecargas en la red de 115 kV que podría originar el disparo de varias líneas de transmisión llevando la ZOT al colapso. Para evitar que esto suceda, se realiza el seccionamiento de la red de 115 kV, disminuyendo de manera notoria la Confiabilidad de la RNT. Para resolver esta problemática, se tiene instruido el proyecto Zona La Laguna (P16-NTI) que consiste en la instalación de un banco de 375 MVA, 400/115 kV que incluye la construcción de nuevas líneas de transmisión y la recalibración de otras en 115 kV, dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación de abril de 2021, sin embargo, su fecha factible es noviembre de 2024.</li> <li>Durante el periodo de septiembre de 2019 – agosto de 2020 entraron en operación o en pruebas preoperativas 7 Centrales Eléctricas para una capacidad total de 1,172 MW, ocasionando en demandas medias y mínimas la saturación de las compuertas de Norte a Sur de la Gerencia de Control Regional Norte.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Derivado de la incorporación de generación (renovable y convencional) en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia tanto en los enlaces norte-sur de la GCR Norte, como hacia la GCR Noreste, sobre todo en escenarios vespertinos cuando se cuenta con la aportación de las Centrales Fotovoltaicas. Debido a lo anterior, se ha presentado la saturación de las compuertas que interconectan las ZOT Juárez, ZOT Chihuahua, ZOT Camargo y ZOT Laguna de la GCR Norte.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte**

<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la ZOT Laguna, la contingencia N-1 de la transformación de la SE Torreón Sur ante diferentes despachos de generación de la Central Eléctrica de Ciclo Combinado Iberdrola Laguna (CC IEL de 538 MW), originan sobrecargas en la red de 115 kV de la ZOT. Actualmente, se realiza la estrategia de abrir red en 115 kV para evitar dichas sobrecargas ante una eventual contingencia. Cabe mencionar que la ZOT Laguna tiene una capacidad de transformación de 1,175 MVA de 400/115 y 230/115 kV, la demanda máxima de la ZOT fue de 1,246 MW, se presentó el 31 de agosto de 2020 a las 16:20 horas. 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 de 115 kV. 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 noviembre de 2024. Sin embargo, para 2023 se estima que haya complicaciones para dar mantenimiento a cualquiera de los transformadores de 375 MVA en la SE Torreón Sur (400/230 kV o 400/115 kV), siendo necesario implementar estrategias operativas que lo permitan, con su respectiva afectación en la Calidad y Confiabilidad del suministro de energía eléctrica.</li> <li>• Los autotransformadores de 100 MVA 230/100 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), presentaron cargas de 119 y 116% respectivamente, originando afectaciones manuales para disminuir su carga. El tiempo que operaron por arriba de su capacidad nominal fue de 1,062 y 643 horas, respectivamente. Para mitigar 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 autotransformador de 100 MVA 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (P17-NT2). Dicho proyecto fue instruido con fecha de entrada en operación de abril de 2021, sin embargo, la fecha factible estimada por CFE Transmisión es septiembre de 2023. Es necesario que las obras entren en servicio lo más antes posible.</li> <li>• En el verano los autotransformadores de la SE Moctezuma de 225 MVA y 100 MVA (AT-97 y AT-99), 230/115 kV presentaron valores máximos de carga de 97% y 107.5% respectivamente. En caso de haberse presentado el disparo del AT-97, la sobrecarga en el AT-99 llegaría a valores mayores al 50%, con el consiguiente disparo y colapso de la zona. Durante el ejercicio del PAMRNT 2020-2034 se detectó la necesidad de un Autotransformador de 225 MVA 230/115 kV en la SE Maniobras María Solar y compensación de 105 MVAR en el nivel de 115 kV, distribuido en varias subestaciones eléctricas de la región. Cabe destacar que actualmente se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga agrícolas en la región, los cuales requieren que se encuentren en operación las obras en la RNT mencionadas.</li> <li>• 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) operaron a su capacidad nominal y los autotransformadores de 100 MVA 230/115 kV de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) operaron por arriba del 90% de su capacidad. Estos niveles de carga se presentan ya 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 los autotransformadores 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 autotransformador de 300 MVA 230/115 kV para la SE Chihuahua Norte, dentro del mismo proyecto, se incluye el traslado de un autotransformador 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, la fecha factible estimada por CFE Transmisión es mayo de 2023. Se tienen un número importante de solicitudes de Centros de Carga en el corto plazo en la región condicionadas a la entrada en operación del nuevo autotransformador en Chihuahua Norte de 300 MVA de capacidad.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En 2020 se presentan problemas de baja tensión en la región de Mesteñas, la cual se compone por las SE: La Perla y Tres Hermanos alimentadas desde la SE Camargo Dos, y de las SE Nueva Holanda, El Trébol, Oasis y Ojinaga, alimentadas desde la SE Mesteñas. La carga en esta región es mayormente del tipo agrícola. El perfil de tensión en estas SE es muy sensible a los cambios de carga, 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). Para minimizar el problema de regulación de tensión se realizaron cambios en los ajustes de PR-27 y PR-59, sin embargo, se sigue presentando esta condición por lo que no será posible atender las solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión en la región. Para resolver dicha problemática en el ejercicio del PAMRNT 2020-2034 se propuso 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.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.5. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Norte**

<b>COMPENSACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Debido al crecimiento que la demanda ha venido presentando durante los últimos años en la zona de Moctezuma-Casas Grandes, así como el crecimiento esperado para los próximos años, se presentarán voltajes menores a los establecidos en el Código de Red, ocasionando mayores pérdidas en el SEN principalmente en demandas altas. La topología de la red conformada por líneas de transmisión de grandes distancias y configuración radial provoca problemas para la regulación de tensión en la región ocasionando en algunas ocasiones la operación de los esquemas de baja tensión (PR-27). Al igual que se mencionó en el apartado de Transformación, para el PAMRNT 2020- 2034 se propuso un proyecto que incluye transformación y compensación reactiva capacitiva, con la finalidad de resolver tanto los problemas de saturación de transformación como las bajas tensiones en esta región.</li> </ul>
---------------------	--

**Cuadro 5.1.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste**

<b>GENERACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante el 2020 entraron en operación comercial 3 Centrales Eléctricas, una Central Turbina de Gas con una capacidad de 604.5 MW y las otras dos son Eólicas las cuales suman una capacidad de 233.7 MW. Durante el mismo periodo entraron en pruebas preoperativas 3 Centrales Eléctricas Eólicas para una capacidad de 476 MW, Incorporándose en total 1,314.2 MW.</li> <li>En el escenario de la demanda máxima del SIN (9,453 MW en la GCRNE), del 27 de agosto de 2020 a las 16:14 h, se presentaron las siguientes condiciones:             <ul style="list-style-type: none"> <li>La generación total de la GCR con 12,641 MW.</li> <li>Fuera las centrales Carbón Dos (1,400 MW) y Álcali (240 MW)</li> <li>La generación eólica con 19 centrales generando un total de 671 MW.</li> <li>En la Central Río Bravo, fuera las unidades uno, dos y cuatro para un total de 201 MW.</li> <li>En la Central Eléctrica Río Escondido, fuera las unidades uno, tres y cuatro para un total de 900 MW.</li> <li>En la Central Eléctrica Huinalá fuera las unidades tres, cuatro y seis para un total de 300 MW.</li> </ul> </li> <li>En el escenario de la demanda máxima de la GCRNE se presentó con un valor de 9,856 MW, ocurrido el 13 de julio de 2020 a las 15:53 horas. Las condiciones más relevantes de este escenario fueron:             <ul style="list-style-type: none"> <li>La generación total de la Gerencia con 9,763 MW.</li> <li>Fuera de servicio las CE Huinalá (540 MW), Huinalá II (480 MW), Río Bravo (501 MW), Carbón II (1,400 MW) y Central Saltillo (240 MW), para un total de 3,161 MW.</li> <li>En la CE Río Escondido, fuera de servicio las unidades uno y tres para un total de 600 MW.</li> <li>La generación eólica con 19 centrales generando un total de 829 MW.</li> </ul> </li> </ul>
<b>TRANSMISIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El corredor de transmisión Champayán-Güémez, compuesto por dos LT en 400 kV entre las SE Champayán y Güémez, una con entronque en la SE Llera de Canales y la otra que se entronca en la SE Tres Mesas Maniobras, tuvo un flujo de potencia activa máximo en sentido Champayán - Güémez de 1,411 MW, por lo que no superó el límite de transmisión de 1,700 MW en dicho sentido. En 2020 no fue necesario realizar cortes de carga por congestión, como sucedió en el verano de 2018, esto debido a la incorporación de nuevas Centrales Eléctricas en el Noreste y Norte del país que permitió reducir la importación de energía desde la región Huasteca. Por otro lado, se tuvo un flujo de potencia activa máximo en el sentido Güémez – Champayán de 1,605 MW, superando el límite de transmisión de 1,345 MW por un tiempo acumulado de 44 horas. Como proyecto legado, CFE Transmisión tiene programada la entrada en operación de una nueva LT que conecta las SE Champayán, Güémez y Regiomontano, sin embargo, se encuentra suspendido por parte de CFE y no tiene definida una fecha de entrada en operación. Actualmente se tiene operando un EAR de tiro automático de carga, que cuida el flujo de potencia entrando a la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y está en proceso la implementación de un nuevo EAR que vigilará el flujo de potencia hacia afuera de la ZMM y en caso de haber sobrecargas desconectaría Centrales Eléctricas de la ZMM.</li> <li>El corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Maniobras Potencia, tuvo un tiempo acumulado de 88 horas operando por encima de su límite Estado Operativo Normal (a partir de 1,820 MW) y con el EAR activado. En el PAMRNT 2019 – 2033 el CENACE propuso el proyecto: "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" que consta de 2 líneas de transmisión 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 línea de transmisión 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.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste**

<p style="text-align: center;"><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El 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, tuvo un tiempo acumulado de 87 horas operando por arriba de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal (1,380 MW); alcanzando valores de hasta 1,560 MW. Para ello, 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.</li> <li>• El corredor de transmisión Champayán – Altamira, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Champayán – A3E80 y A3E90 – Altamira, tuvo un tiempo acumulado de 269 horas operando por arriba de su límite de transmisión de Estado Operativo Normal de 1,580 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 1,818 MW que superan el límite con EAR (1,775 MW). 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.</li> <li>• El corredor de transmisión Altamira – Tamós, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 - Tamós, tuvo un tiempo acumulado de 467 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). 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.</li> <li>• El corredor de transmisión Tamós – Poza Rica II, compuesto por las LT en 400 kV entre las SE Tamós - A3490 y A3790 – Poza Rica II, tuvo un tiempo acumulado de 170 horas operando por arriba de su límite de transmisión de 1,720 MW, alcanzando instantáneamente valores de hasta 2,051 MW. Al igual que con el enlace 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.</li> <li>• El 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, tuvo un tiempo acumulado de 38 horas operando por arriba de su límite de transmisión de 2,070 MW, alcanzando valores instantáneos de hasta 2,337 MW. En el PAMRNT 2018 – 2032 se propuso la obra "I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey" para incrementar la capacidad de transferencia del corredor de transmisión Bravo – Monterrey, a través de la LT Regiomontano – Jacalitos – Aeropuerto, la cual fue instruida por la SENER a CFE Transmisión sin embargo está fuera de la cartera de proyectos 2020 - 2024. Para mitigar esta situación se tiene implementado un EAR de disparo automático de generación que reduce el flujo de potencia a través del enlace cuando excede la capacidad de transmisión.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la SE Nueva Rosita, de la zona Sabinas, se tiene falla mayor de un transformador de 230/34.5 kV, 100 MVA que se encuentra en reparación. La carga de la zona se suministra por un solo autotransformador 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. 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.</li> <li>• En la SE Nava, de la zona Río Escondido, desde inicios de 2018 se encuentra fuera de servicio (por falla) el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV. 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. Se tiene previsto su regreso en diciembre de 2020. Con la entrada en operación de la SE Los Novillos, con un banco de transformación 230/138 de 225 MVA (proyecto de refuerzo asociado a Centrales Eléctricas Eólicas) se ha podido solventar la falta del AT de la SE Nava.</li> <li>• Los elementos de transformación que presentaron un flujo igual o mayor al 90% de su capacidad nominal fueron: Saltillo AT2 y AT3; Río Escondido AT8 y AT10; Nava AT3; Huinalá AT8, AT9, AT10, AT12 y AT13; Glorias T1, Ramos Arizpe Potencia T1, Planta Falcón AT1, Cumbres Frontera AT1 y AT2; Monterrey Potencia T1 y T2; Matamoros Potencia AT1 y San Nicolás T2.</li> <li>• Durante el 2020 se incorporaron a las RGD del MEM 12 bancos de transformación que representan un incremento en la capacidad de transformación hacia las RGD de 236.175 MW.</li> </ul>



... Continuación

**Cuadro 5.1.6. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste**

<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en las SE de Jiménez, Las Norias y San Fernando de la zona Victoria. La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta (163.7 km de red 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.</li> <li>• 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, en la zona Valles. La tensión en estas subestaciones eléctricas, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta (136.7 km de red 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 de la zona Valles, dando soporte de tensión y mayor Confiabilidad a esta.</li> <li>• Durante el 2020 se conectaron en la zona Piedras Negras 2 capacitores nuevos en una tensión de operación de 138 kV, que representan un incremento de 33.71 MVAR.</li> </ul>
----------------------------	--

**Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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 292.86 MW</li> <li>• 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 de generación en tres Ciclos Combinados de la zona. En la demanda máxima de 2,030 MW, registrada el 1 de septiembre de 2020, se tuvo una indisponibilidad de 476 MW entre los principales Ciclos Combinados (38 %); estando operando:             <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ciclo Combinado AES Mérida con Diésel.</li> <li>o Ciclo Combinado Valladolid III con Gas Natural.</li> <li>o Ciclo Combinado Campeche limitado por operar con Diésel.</li> </ul> </li> <li>• 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 10% con respecto a la registrada en 2019. Sin embargo, esto no minimiza los riesgos ya identificados y ante la indisponibilidad de generación, se sigue dependiendo de los EAR y Esquemas de Protección de Sistema y la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia (198.5 GWh en 2020), para poder garantizar la continuidad del suministro hacia la Península de Yucatán ante condición de falla de equipo eléctrico.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En el corredor 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 1,273 MW. Adicionalmente, el corredor operó 360 horas con el EAR armado ante la contingencia N-1 y 7,913 horas con EAR armado ante la contingencia N-2. Por lo tanto, el 90% del año se estuvo en riesgo de interrumpir el suministro 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 turbogás instaladas en la GCR Peninsular y en caso de que éstas no hubieran sido sincronizadas, este corredor hubiera alcanzado un valor máximo de transmisión de 1,455 MW y superando su límite en 626 horas. Desde el PAMRNT 2017-2031, se identificó la necesidad de reforzar la red 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 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 y Valladolid y asociadas a ellas un aumento en la capacidad del gasoducto Mayakán a 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). Por tanto, la problemática expuesta se solventaría hasta 2024.</li> </ul>



... Continuación

**Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular**

<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para suministrar la demanda 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 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 necesario despachar 7,238 horas generación turbogás de baja eficiencia en Chankanaab para evitar sobrecargar los cables submarinos (la demanda máxima que se registró en el año 2020 fue de 42 MW, lo que representa una disminución del 16% de la demanda con respecto al año 2019, por efecto de la contingencia sanitaria COVID-19). 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 abril de 2023.</li> <li>• Para suministrar la carga de la Zona Carmen se tiene implementado un EAR por sobrecarga de una de las LT del enlace Sabancuy - Carmen ante contingencia sencilla de una LT y problemas de baja tensión ante la falla del compensador estático de VAR. El flujo por este enlace alcanzó un valor máximo de 116 MW, superando el límite de transmisión en 2 horas. El 26 de junio de 2020 se presentó el siguiente evento:             <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Se registró la pérdida del corredor Sabancuy - Carmen (Contingencia N-1-1), que resultó en la interrupción total del suministro de la Zona Carmen con una carga registrada de aproximadamente 89.4 MW (89,711 usuarios) durante 2 horas.</li> </ul> </li> <li>• 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 de suministro 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 para febrero de 2024.</li> <li>• El corredor de transmisión de Mérida-Valladolid a Cancún-Rivera Maya, 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 de 825 MW; este enlace registró un flujo máximo de 775 MW en 2020, equivalente a una reducción del 10% con respecto al valor registrado en el 2019, por efecto de la contingencia sanitaria COVID-19. De lo contrario, es probable que se hubiese superado el valor de demanda máxima registrada en el 2019 de 920 MW, requiriendo despachar generación turbogás en Nizuc, Cancún y Chankanaab para controlar el valor del flujo en el enlace Valladolid hacia Cancún por debajo de los 825 MW. 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" con fecha factible de entrada en operación en abril de 2024 y 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 y tiene fecha factible de entrada en operación en octubre de 2024.</li> </ul>
<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La transformación de la SE Escárcega Potencia consiste en dos bancos de 230/115 kV de 100 MVA, los cuales operaron 7 hora por arriba del 90 %, sin superar su capacidad nominal. No obstante, esta condición menos severa se presentó, por efecto de la contingencia sanitaria COVID-19, y representó una disminución del 3% de carga en los bancos con respecto a la registrada en el 2019. 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 de suministro 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 para febrero 2024.</li> <li>• Actualmente se cuenta con un banco de transformación de 330 MVA y relación de transformación 400/230 kV en la SE Escárcega Potencia propuesto por CFE Transmisión. Vía Oficio No. CENACE/DOPS/328/2019 CENACE notificó el requerimiento de un refuerzo, el cual consiste en un banco de transformación en la SE Escárcega Potencia de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV. En caso de retraso de dicho banco de transformación o del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2, cabe la posibilidad de saturar la transformación existente de 230/115 kV ante condición de red completa, en función del flujo en corredor de transmisión Escárcega del Sureste y la demanda de la Zona Carmen. Lo anterior conllevaría a implementar una estrategia operativa para la desconexión del equipo de transformación 400/230 kV para evitar la sobrecarga de transformación 230/115 kV.</li> <li>• 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 completa (600 MW) y superando en 805 horas el límite de transmisión máximo seguro ante N-1. Esta condición se presentó considerando el despacho de la Central Eléctrica Mérida II en 115 kV. En caso de no haber estado disponible en la condición de verano se hubiera alcanzado un flujo por el enlace de 602 MW y superando en 2,057 horas el límite de transmisión máximo seguro ante 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 230/115 kV, y fecha factible de entrada en operación para julio de 2023.</li> </ul>

... Continuación

### Cuadro 5.1.7. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular

COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde 2017, en la Isla de Cozumel se ha tenido que sincronizar unidades turbogás 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.</li> </ul>
--------------	--

### Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>La demanda máxima se presentó el 19 de agosto de 2020 a las 15:52 horas, alcanzando un valor instantáneo de 3,161 MW. Este día no se realizó la transferencia de carga a la Compañía Eléctrica Imperial Irrigation District (IID) debido a que se tuvieron problemas de cumplimiento a la reserva en el Sur del estado de California, en Estados Unidos de América (EUA) y el operador independiente "California Independent System Operator" (CAISO) pidió realizar cortes de carga rotativos. Sin embargo, se tiene un contrato de transferencia de carga por 25 MW mediante un enlace de 34.5 kV de las SE Aeropuerto Uno y Centro a la SE Bravo de la empresa IID. La GCR Baja California es deficitaria en generación en la temporada de verano, por lo que se requirió una importación de energía a través del Path 45 de 502 MW para suministrar la demanda. La generación turbogás de baja eficiencia sincronizada el día de demanda máxima fue de 123 MW en total. La generación indisponible el día de la demanda máxima fue la siguiente:             <ul style="list-style-type: none"> <li>Cerro Prieto Uno Unidad 05 (hallazgos encontrados en rotor y componentes de la unidad desde el 4/12/2019)</li> <li>Cerro Prieto Cuatro Unidad 10 (mantenimiento mayor, no cumple con tiempos de programación de licencia previa).</li> <li>Turbogás Tijuana Unidad 06 (falla en aceite de lubricación de turbina).</li> <li>Presidente Juárez Unidad 08 (Degradada a 240 MW).</li> <li>Presidente Juárez Unidad 09 (Degradación natural a 225 MW).</li> <li>Turbogás Tijuana Unidad 01 (Degradación por vibraciones a 27 MW).</li> </ul>             Se contó con la siguiente generación por protocolo correctivo:             <ul style="list-style-type: none"> <li>Energía Solar Cachanilla con capacidad declarada de 40 MW (Thomson).</li> <li>Energía Solar Cachanilla con capacidad declarada de 40 MW (Libramiento).</li> <li>Energía SAAVI con capacidad declarada de 71.5 MW.</li> <li>Geotérmica para el Desarrollo capacidad declarada 56.8 MW (SE Rosita)</li> <li>Geotérmica para el Desarrollo capacidad declarada 85.2 MW (SE González Ortega).</li> <li>PyE con capacidad de 30 MW.</li> <li>Energía UME-10 y UME-11 de 18.9 MW y 19.9 MW respectivamente (capacidad total de 38.8 MW).</li> </ul> </li> <li>Durante los días de alta demanda se incumplió el requerimiento de reserva rodante, por lo que se asignaron bloques de carga interrumpible de hasta 324 MW como reserva operativa.</li> <li>El 5 de septiembre de 2020 a las 14:42 horas se presentó el disparo de la Unidad 04 (TV) de Ciclo Combinado Mexicali, dejando el intercambio en el enlace de interconexión con un valor mayor a 890 MW, por lo que se requirió un corte de carga en total 407 MW de los cuales 252 corresponden a usuarios residenciales y 155 MW de usuarios industriales. Una vez que se cortó la carga industrial se inició la recuperación de la carga residencial. Con este tiro de carga se disminuyó el flujo a través del Path-45 a 600 MW, valor que se tiene como máximo de nivel de importación para la temporada de verano, además, se logró cumplir con un déficit no mayor a 700 MW en el Valle.</li> <li>Se ha declarado a la fecha, alrededor de 5,208 MWh como carga interrumpible para cumplir con la reserva operativa.</li> <li>Desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2020 se tuvieron estados de alerta en las siguientes compuertas (valores conciliados con CENAL):             <ul style="list-style-type: none"> <li>Enlace 230/69 kV con 992 horas con 30 minutos en estado de alerta.</li> <li>Enlace 230/161 kV con 1 hora con 2 minutos en estado de alerta.</li> <li>Enlace Costa – Valle con 30 horas con 16 minutos en estado de alerta.</li> <li>Enlace Tijuana – Ensenada con 71 horas con 28 minutos en estado de alerta.</li> </ul> </li> </ul>
------------	--

... Continuación

**Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De lo anterior se observa que se requiere incrementar la capacidad de transformación en la zona Tijuana.</li> <li>• Para eliminar las horas de alerta de la compuerta 230/161 kV, se realizó el arreglo 3A, el cual consiste en conectar en serie las LT Packard – 83320 – Cetyts y Skyworks – 83410 – Cetyts. Otra forma de disminuir las horas de alerta de esta compuerta es interconectar generación en la red de 161 kV.</li> <li>• Como parte de nuevas CE, entraron el parque fotovoltaico de la compañía ENERGIA SIERRA JUAREZ HOLDING S. DE R.L. DE C.V. en mayo de 2019 y un parque eólico por parte de la compañía FUERZA EÓLICA DE SAN MATÍAS, S. A. DE C. V. en junio de 2020.</li> <li>• 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 y sus Obras de Refuerzo asociadas para solventar el Sistema Interconectado Baja California.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En junio de 2020 se obtuvo la aprobación por parte del Western Electricity Coordinating Council (WECC) con visto bueno del grupo de revisión que conforma el CENACE y las entidades eléctricas vecinas con afectación, para incrementar la capacidad de importación de Baja California a través del Path-45 que estaba limitado a 408 MW a 600 MW para la temporada de verano. Se actualizó el EAR para cortar carga en caso de contingencia del mismo enlace de interconexión.</li> <li>• En la red 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 completa, los cuales se agravan ante el disparo de la LT Cerro Prieto Dos - 93470 - Chapultepec. Adicionalmente, el disparo del banco Parque Industrial (PID) 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 mitiga parcialmente con la entrada en operación de la compensación capacitiva en las SE de la red de 161 kV que forma parte del paquete PIDIREGAS 2150 que entró en operación en junio 2020, y 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 octubre de 2023.</li> <li>• Las LT Mexicali - 83140 – Packard, Packard – 83320 - Cetyts fueron reparadas en su tramo subterráneo, quedando estas LT muy limitadas en su capacidad para transmisión de potencia. La LT 83140 se sobrecarga ante el disparo de la LT SIS – 83210 – NZI 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.</li> <li>• En la red 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 de 115 kV y el disparo de la LT Jovita - 93680 - Ciprés. Se ha programado la adición de compensación capacitiva en la SE San Simón y 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 noviembre de 2023 y febrero de 2024, 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.</li> <li>• En la red 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 presenta sobrecargas en las dos LT de SE Tijuana a SE Industrial (LT-63190 y LT-63210), donde el disparo de una línea 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 2023. Las 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).</li> <li>• Se presentan problemas 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 este PAMRNT 2021 – 2035 se presenta un proyecto que atiende la problemática.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.8. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California**

<p style="text-align: center;"><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para la región Costa, los bancos de transformación de la SE Tijuana operaron arriba del 90% de su capacidad en condición de red completa y ante contingencia sencilla, esta sobrecarga llega hasta el 150% de su capacidad, donde el EAR actual no mitiga la sobrecarga y requiere corte 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 noviembre de 2023.</li> <li>• Los bancos de transformación de SE Panamericana Potencia y SE Metrópoli Potencia presentaron alarmas de sobrecargas ante contingencia sencilla con valores de hasta el 115% 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 julio 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 de sistema para lograr descargar los bancos, se requiere hasta 120 MW de corte de carga.</li> <li>• En la región Valle, se presenta 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, lo cual requiere el corte de carga para aliviar la problemática, ya que con el EAR que realiza el seccionamiento de red no es suficiente para mitigar la problemática.</li> <li>• 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, Nacozeni, 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 de las SE. 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 Río Colorado.</li> <li>• Para la región Costa, los transformadores de las SE Tecolote, Seminario, Durazno, Hipódromo, La Mesa, Metrópoli, Pacífico, Tijuana Dos 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 ha identificado la necesidad de realizar 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.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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 100% de su capacidad en los días de demanda máxima. En el mes de junio de 2020 se tuvo la adición de nuevos equipos de compensación capacitiva en la zona Mexicali que en conjunto suman 84 MVar y se instalaron en las SE Cachanilla, Cetys, González ortega y Mexicali Oriente. Respecto a proyectos futuros, la SENER instruyó a CFE Transmisión compensación capacitiva en las SE México, Río, San Simón, Packard y Parque Industrial San Luis para dar el soporte de tensión necesario en la región, con fecha factible de entrada en operación de junio de 2023.</li> <li>• Las siguientes unidades de generación presentan limitaciones en aportación de potencia reactiva para el soporte de tensión:             <ul style="list-style-type: none"> <li>o Cerro Prieto Cuatro Unidades 10, 11 y 12.</li> <li>o Cerro Prieto Tres Unidades 08 y 09.</li> </ul> </li> <li>• En la SE Tecate Uno no se cuenta con compensación reactiva en media tensión, por lo que se revisará la factibilidad de instalar un capacitor de 8.1 MVar en 69 kV y compensación necesaria en media tensión para el soporte de voltaje de la Zona Tecate.</li> <li>• 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 poblaciones de Cañón, San Quintín y San Simón. SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización del proyecto San Simón MVar que incorpora 7.5 MVar. Se identificó en el PAMRNT 2020 - 2034 la necesidad de instalar 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.</li> </ul>

### Cuadro 5.1.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur

<p style="text-align: center;"><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda máxima se presentó el 12 de agosto de 2020 a las 16:49 horas, alcanzando un valor pico de 517.4 MW, 17.4 MW por arriba del pronóstico de 500 MW que se tenía para el año por el COVID-19. La generación turbogás sincronizada a la hora de la demanda máxima fue de 167.12 MW. La generación indisponible a la hora de la demanda máxima fue la siguiente:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Baja California Sur CCI Unidad 1, por alta temperatura en metal camisas cilindro #2, se recupera a las 22:45 horas del mismo día.</li> <li>○ Punta Prieta TG Unidad 4, por altas vibraciones en turbina.</li> <li>○ Villa Constitución TG Unidad 1, por falla en medios de arranque. Queda disponible el 13 de agosto, se calibró válvula de combustible.</li> <li>○ La indisponibilidad total de generación fue del 9.6 % de la capacidad total.</li> </ul> </li> <li>• La generación solar fotovoltaica a la hora de la demanda máxima fue:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Aura Solar Uno, 21.34 MW (en descenso).</li> <li>○ Aura Solar Tres, 15.47 MW (en descenso).</li> </ul> </li> <li>• A la hora de la demanda máxima, la reserva operativa fue de 43.34 MW (8.38 %).</li> <li>• Por desconexión súbita de generación, del 01 de enero del 2020 al 31 de diciembre del 2020, en 22 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, interrumpiendo una energía total de 26.29 MWh.</li> <li>• La mayoría de las Unidades de Central Eléctrica del Sistema presentan degradación en su capacidad, derivadas de la falta de mantenimiento:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Las Unidades de la Central Eléctrica Baja California Sur U1 a U5 y U7, tuvieron una indisponibilidad de 25.5%, 38.5%, 26.6%, 34.0%, 37.6% y 6.9%, respectivamente, mientras que la Central Eléctrica Punta Prieta Dos de la U1 a U3, registraron una indisponibilidad de 9.4%, 8.1% y 19.3%, respectivamente, en la Central Eléctrica Punta Prieta Uno, la U4 estuvo indisponible el 100% del tiempo y la U5 el 39.5%. La Central Eléctrica General Agustín Olachea de la U1 a U3, registraron una indisponibilidad de 29.9%, 50.2% y 19.7%, respectivamente. Finalmente, las Unidades de la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos U1 a U4 y U7 a U9 registraron indisponibilidades menores al 5% durante el 2020.</li> </ul> </li> <li>• Se registró un evento de operación parcial de esquema 81 derivado de la variabilidad de las CE Fotovoltaicas Aura Sola Uno y Aura Solar Tres, donde se afecta carga de un circuito de distribución con 2.3 MW.</li> <li>• Debido al descenso de demanda provocado por la contingencia sanitaria, y a una mayor intervención de mantenimiento a las unidades de CE, no se registró déficit de generación en el sistema, solamente se presentó un estado operativo de alerta por incumplimiento de reserva, que no requirió desconexión manual de carga.</li> <li>• La interconexión de 2 unidades de generación turbogás aeroderivadas en la CT Punta Prieta y de 4 unidades turbogás aeroderivadas en la CCI Baja California Sur, reforzarán la disponibilidad de generación para los años futuros.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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, no presentó sobrecarga en ninguna hora con un límite de 200 MVA, sin embargo, durante 51 horas registró valores por encima del 90 % de su capacidad. A partir del 18 de agosto del 2020, el límite de transmisión del corredor se incrementó a 237 MVA derivado al cambio de relación de los transformadores de corriente de las LT del corredor de 230 kV.</li> <li>• La máxima cargabilidad del enlace 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 62.6 MVA con un límite de 80 MVA (Cargabilidad del 78%).</li> <li>• La máxima cargabilidad del AT-10 de Olas Altas fue de 89.3 MVA con un límite de 100 MVA (Cargabilidad del 89.3%). Durante eventos de indisponibilidad de generación en Zona Constitución, se requirió redespacho de generación para evitar sobrecarga del AT-10 de Olas Altas.</li> <li>• No se presentaron congestiones en LT o AT que provocaran acciones remediales.</li> </ul>

... Continuación

**Cuadro 5.1.9. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Baja California Sur**

<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En la SE San José del Cabo la demanda alcanzó un valor de 54.8 MVA, la SE cuenta con dos transformadores de 115/13.8 kV, 20 MVA cada uno, por lo que fue necesario trasladar un transformador móvil. La condición se seguirá presentando hasta que esté en operación la SE Monte Real, la cual se encuentra en proceso constructivo y presenta una fecha de entrada en operación no definida para el 2021.</li> <li>Durante el verano 2020, los transformadores T-10 de El Triunfo y T-10 de Cabo Bello, alcanzaron cargas mayores al 90 %, incluso en la SE de Cabo Bello, se segregó la carga del transformador por medio de bus partido en nivel de 13.8 kV para mantener el flujo de potencia dentro de la capacidad del banco de transformación.</li> <li>Durante el año 2019, los transformadores T-10 de Punta Prieta T-10 y T-20 de Santiago, y T-30 de Cabo San Lucas Dos alcanzaron cargas mayores a 90 %, mientras que el T-10 de la SE Cabo Falso alcanzó una carga mayor al 100 %. Durante el 2020, estos transformadores no sobrepasaron el 90 % de su capacidad debido a la disminución de la demanda provocada por la contingencia sanitaria, sin embargo, son una problemática que se volverá a presentar en cuanto la demanda retorne a sus niveles normales de crecimiento. SENER instruyó a CFE Distribución la construcción de los proyectos de transformación Buena Vista y Cabo Falso para resolver la problemática de saturación en transformadores de alta a media tensión de la zona Los Cabos.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En la región de Villa Constitución se han presentado bajos voltajes, sin embargo, se han mantenido dentro de los límites operativos, 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, el cual tiene fecha de entrada en operación factible para mayo de 2023, con lo que se resolvería la problemática de bajo voltaje, el proyecto se encuentra en vías de comenzar su proceso constructivo.</li> <li>Se observa durante los meses de verano una degradación del perfil de tensión en las SE de carga de la Zona La Paz, debido a que ninguna de estas SE 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.</li> <li>Se presentaron problemas de bajas tensiones ante contingencia 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, Recreo MVAR y Camino Real MVAR con lo cual se solucionará la problemática de bajas tensiones. Estos proyectos han sido instruidos a CFE Transmisión por parte de SENER para su construcción.</li> </ul>

**Cuadro 5.1.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se presentó la demanda máxima instantánea con 32.69 MW a las 15:49:48 horas el día 27 de agosto del 2020 y el día 28 de agosto se presentó la demanda máxima integrada de 31.58 MWh a las 17:00 horas.</li> <li>La capacidad declarada de la Central Combustión Interna Vizcaíno (CCI VIZ) es de 22.53 MW como generación base, durante el 2020 la CE ha presentado problemas de disponibilidad manejando un promedio de 11.96 MW (53% ) siendo su principal causa el decremento en su capacidad, el día de demanda máxima la central participo con una disponibilidad de 14.9 MW, esto ocasiona disminución en la flexibilidad operativa, sobrecostos de generación por participación de generación de emergencia con tecnología Turbogás o Turbojet y reducción de tiempo para la planeación de mantenimientos.</li> <li>Entre enero a diciembre del 2020, el Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia opero de la siguiente forma: el 1er paso a 59 HZ 20 veces, el 2º paso a 58.8 HZ 1 vez y el 6º paso a 57.8 Hz una vez. De las 22 operaciones, 8 se presentaron en el segundo trimestre, la carga afectada en el año fue 68.8 MWh.</li> <li>De las 22 operaciones en 2020 del Esquema de Protección de Sistema por baja Frecuencia, 13 corresponden a disparos de unidades de la Zona Guerrero Negro, Central de Combustión Interna Guerrero Negro Dos y Tres.</li> <li>El monto de corte de carga en la demanda máxima para cada paso es el siguiente:             <ul style="list-style-type: none"> <li>Paso 1: 5.92 MW, 18.10% de la demanda máxima</li> <li>Paso 2: 2.80 MW, 8.56% de la demanda máxima</li> <li>Paso 3: 1.80 MW, 5.50% de la demanda máxima</li> <li>Paso 4: 2.80 MW, 8.56% de la demanda máxima</li> <li>Paso 5: 3.45 MW, 10.55% de la demanda máxima</li> <li>Paso 6: 2.76 MW, 8.44% de la demanda máxima</li> <li>Paso 7: 1.36 MW, 4.15% de la demanda máxima</li> <li>Paso 8: 1.80 MW, 5.50% de la demanda máxima</li> <li>Paso 9: 3.68 MW, 11.25% de la demanda máxima</li> </ul> </li> </ul>
--------------------------	--

... Continuación

**Cuadro 5.1.10. Diagnóstico Operativo del Sistema Interconectado Mulegé**

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En los meses enero y marzo del 2020 se presentaron fallas con barrida de bus de la Central Guerrero Negro Dos por operación de la protección 50 ocasionando con ello la operación en Isla entre la Zona Guerrero Negro y Zona Santa Rosalía, esta problemática se asocia a la falta de mantenimientos de interruptores de la propia central, mismos que se instalaron en el año 2004 con la entrada en operación de la Central Guerrero Negro Dos, a su vez dicha problemática deja sin la posibilidad de un restablecimiento seguro de carga y una coordinación adecuada de sincronización de zonas ya que gran parte de generación se encuentra instalada en dicho bus.</li> <li>• De lo anterior se observa que se requiere implementar una línea en paralelo de amarre de buses entre S.E Vizcaíno y una sección del Bus de Central Guerrero Negro Tres 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.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con la entrada de proyecto instruido Santa Rosalía Banco 2 para junio del 2021, el cual contempla trasladar toda la carga de la Subestación de Central Diésel Santa Rosalía a la SE 115 kV Santa Rosalía se observa que se requiere incrementar la Confiabilidad de dicha SE por lo que se requiere de un proyecto de modernización con barra principal y barra auxiliar de 115 kV de la S.E Santa Rosalía, el cual se propone en el PAMRNT 2021 – 2035.</li> </ul>
<p><b>TRANSFORMACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se continua con el calentamiento en Transformador T50 SRI de 13.8/2.4 kV por presencia de gases. Derivado a las fallas presentes en los Bancos de transformación se declara una restricción en la compuerta de 13.8 kV para 7.20 MW (66% de disponibilidad). Dentro de las inspecciones llevadas a cabo en SE de la Central Diésel Santa Rosalía se encontró de igual manera problemas con el Transformador T10 SRI (34.5/2.4 kV) de calentamiento por la formación de gases, reduciendo la capacidad de transformación un 70% (5.70 MW) en la compuerta de 34.5 kV.</li> <li>• La SE Santa Rosalía fue puesta en operación en 1975, por lo que dicha SE presenta deterioro considerable en sus elementos. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P18-MU1 propuesto por CENACE para abril de 2021, el cual consiste en adicionar un nuevo banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV en una nueva SE Santa Rosalía, con lo que se resuelve la problemática en la restricción en la capacidad de transformación de la SE Santa Rosalía. Se espera que dicho banco de transformación entre en operación en junio de 2021.</li> <li>• Se requiere ver la posible de modernizar la SE de la Central Diésel Santa Rosalía o el cambio del punto de interconexión, la problemática que se observa es de transferencia en flujos de potencia con la entrada en operación del proyecto instruido Santa Rosalía Banco 2, existe mayor capacidad de Generación en referencia a la capacidad de Transformación.</li> </ul>
<p><b>COMPENSACIÓN</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En el mes de diciembre del 2020 entro en operación la Carga de Exportadora de Sal con una variación de carga de 0.8 a 1.2 MW, por lo que se contempla mayores dificultades para el control de voltaje en la temporada de verano en la SE Guerrero Negro Uno, lo cual se agravaría con el disparo de una de las LT entre SE Guerrero Negro Dos y SE Guerrero Negro Uno. Para solventar esta problemática se requiere incrementar la capacidad del banco de compensación que actualmente se encuentra en la SE Guerrero Negro Uno e implementar un esquema de carga por bajo voltaje.</li> <li>• Con la entrada de carga (Exportadora de Sal) se tendrá la máxima capacidad de suministro para no rebasar las pérdidas eléctricas permitidas en la red de Distribución, por lo que se espera contar con posibles rechazos al crecimiento de carga para la zona de Guerrero Negro, se está realizando un estudio para una solicitud de exportadora de sal con incremento de carga de 3.8 MW para el 2022 para determinar los requerimientos de infraestructura necesaria para atender la carga.</li> </ul>



## Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2020

El Sistema Eléctrico Nacional, está compuesto por cuatro sistemas eléctricos: Sistema Interconectado Nacional, que constituye la gran red eléctrica del país desde Nogales hasta Cancún; Sistema Eléctrico Baja California, que se encuentra aislado eléctricamente del SIN e interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico del Oeste de los Estados Unidos de América; Sistema Eléctrico Baja California Sur, aislado eléctricamente de los sistemas Interconectado Nacional y Baja California, con centros de carga principales en La Paz y Los Cabos; Sistema Eléctrico Mulegé, aislado eléctricamente de los sistemas Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur, con centros de carga principales en Santa Rosalía y Guerrero Negro.

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

El nuevo coronavirus SARS-COV2 y que provoca una enfermedad denominada como COVID-19 fue notificado por primera vez en Wuhan, China el 31 de diciembre de 2019 y ha infectado a más de 110.4 millones de personas en todo el mundo<sup>5</sup>. Aunque China fue el epicentro del brote, las infecciones se han extendido rápidamente por todo el mundo. Naciones, estados y municipios han emitido varias órdenes de "quedarse en casa" lo que ha reducido

drásticamente la demanda de productos, transporte y servicios de energía.

El 29 de febrero de 2020, la Secretaría de Salud informa los primeros cuatro casos confirmados de COVID-19 en México<sup>6</sup>, el 23 de marzo de 2020 comienza la Jornada Nacional de Sana Distancia que contempla la suspensión de actividades no esenciales de los sectores público, social y privado y la reprogramación de eventos masivos hasta el 19 de abril.

El 24 de marzo, México entra en la Fase 2 de la pandemia, esto implica la existencia de casos cuyo origen no pudo ser rastreado y que no tienen antecedentes de viajes al extranjero, es decir, se trata de dispersión comunitaria. Dos días después, el 26 de marzo, el Gobierno Federal de México suspende las actividades no esenciales en la Administración Pública Federal y el 30 de marzo se declara Emergencia Sanitaria por el COVID-19 y se extiende la Jornada Nacional de Sana Distancia hasta el 30 de abril.

El 21 de abril de 2020<sup>7</sup>, el subsecretario de Prevención y Promoción de la Salud, anunció el inicio de la Fase 3 por la epidemia de COVID-19 en México, entre las medidas aprobadas destaca: la extensión de la Jornada Nacional de Sana Distancia hasta el 30 de septiembre, y ampliación hasta esa fecha, de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-COV2 en la comunidad, para disminuir la carga de enfermedad y sus complicaciones en la población residente en el territorio nacional.

<sup>5</sup> COVID-19 Dashboard by the Center for Systems Science and Engineering (CSSE) at Johns Hopkins University (JHU), consultado el 19 de febrero de 2021.

<sup>6</sup> Conferencia de Prensa Fase 1 – 29 febrero, 2020, Secretaría de Salud.

<sup>7</sup> Comunicados Secretaría de Salud – 21 abril, 2020.



El 30 de septiembre de 2020<sup>8</sup>, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la prolongación de la suspensión de actividades no esenciales del 01 de octubre de 2020 al 04 de enero de 2021, para continuar con la atenuación en la propagación del virus SARS-COV2 en la comunidad.

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

En la figura 5.3.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color marrón indica la demanda semanal del 2020. Se observa que de mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas en el norte del país. En 2018 la demanda máxima se presentó el 06 de junio, en 2019 se registró el 20 de junio y en el año 2020 ocurrió el 27 de agosto, con una caída de crecimiento del 5.8% respecto a 2019. En la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el norte del país; para el 2020, el crecimiento del promedio de las demandas máximas semanales de invierno a máxima de verano fue de 6,322 MWh/h.

En la misma figura 5.3.1 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 margen de reserva operativo mínimo por confiabilidad es del 6.0%, durante este periodo el sistema se operó de manera general dentro de adecuados márgenes de seguridad, por arriba del valor mínimo.

En la figura 5.3.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en 2018, 2019 y 2020 en el SEN. Similar al comportamiento de la demanda, durante el periodo mayo–septiembre se alcanzan los valores máximos del consumo de energía por un efecto dominante de las temperaturas en el área Norte del país, en el año 2020 el SEN presentó una disminución en el consumo de energía eléctrica del 3.0% con respecto al 2019, debido a que hubo una caída del consumo de energía eléctrica en cinco de siete GCR y el Sistema Interconectado Baja California Sur, por la suspensión de actividades de la Contingencia Sanitaria del virus SARS-COV2.

A nivel SIN, en la figura 5.3.3 se muestra el consumo de energía eléctrica de los años 2018, 2019 y 2020. Registrando un volumen de consumo de energía eléctrica de 296,718 GWh en el año 2020, cuyo valor representa un decremento del 3.2% en relación con el 2019.

<sup>8</sup> DOF Acuerdo, por el que se reforma el diverso que establece los criterios aplicables para la administración de los recursos humanos en las dependencias y

entidades de la Administración Pública Federal para mitigar la propagación del coronavirus COVID-19. 30 de septiembre de 2020.

Figura 5.3.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada del SIN en 2018, 2019 y 2020

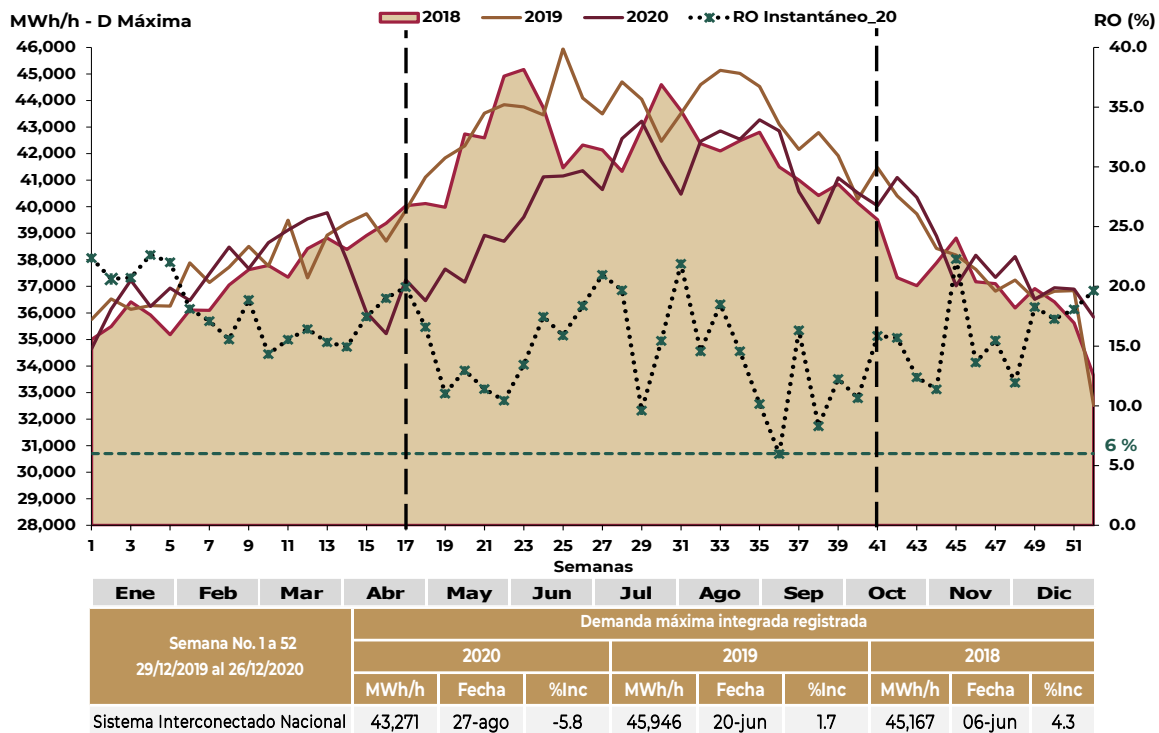


Figura 5.3.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del SEN 2018, 2019 y 2020

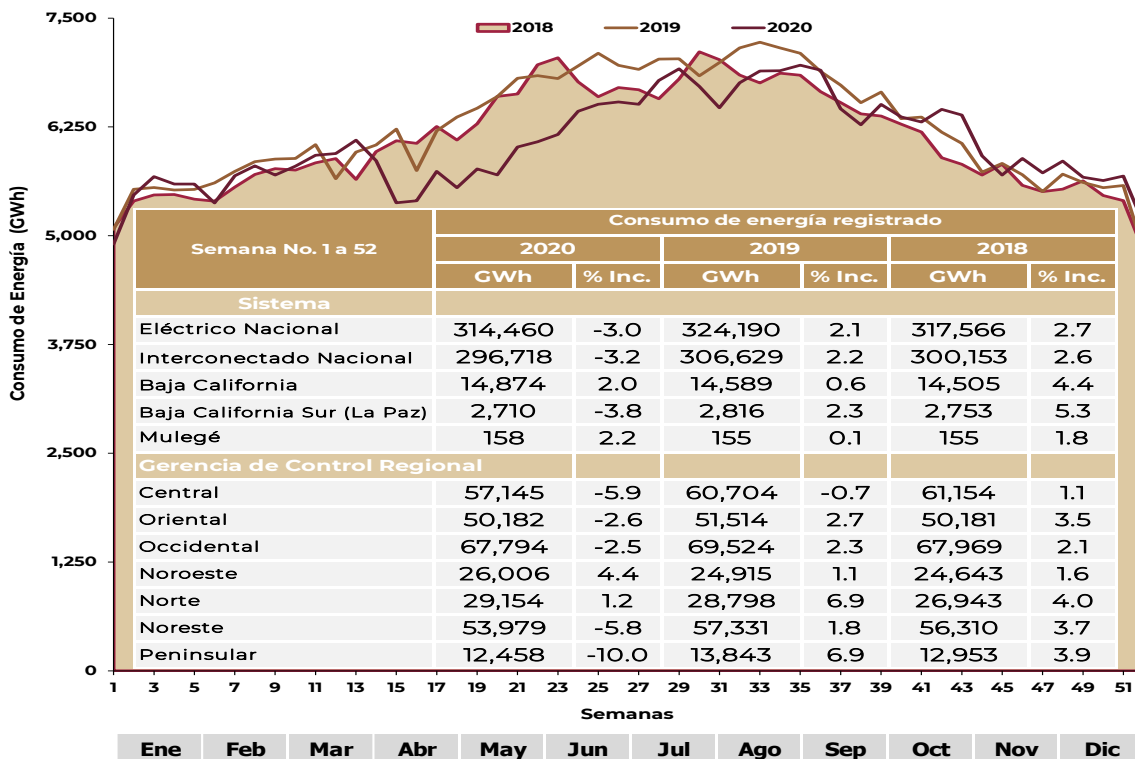
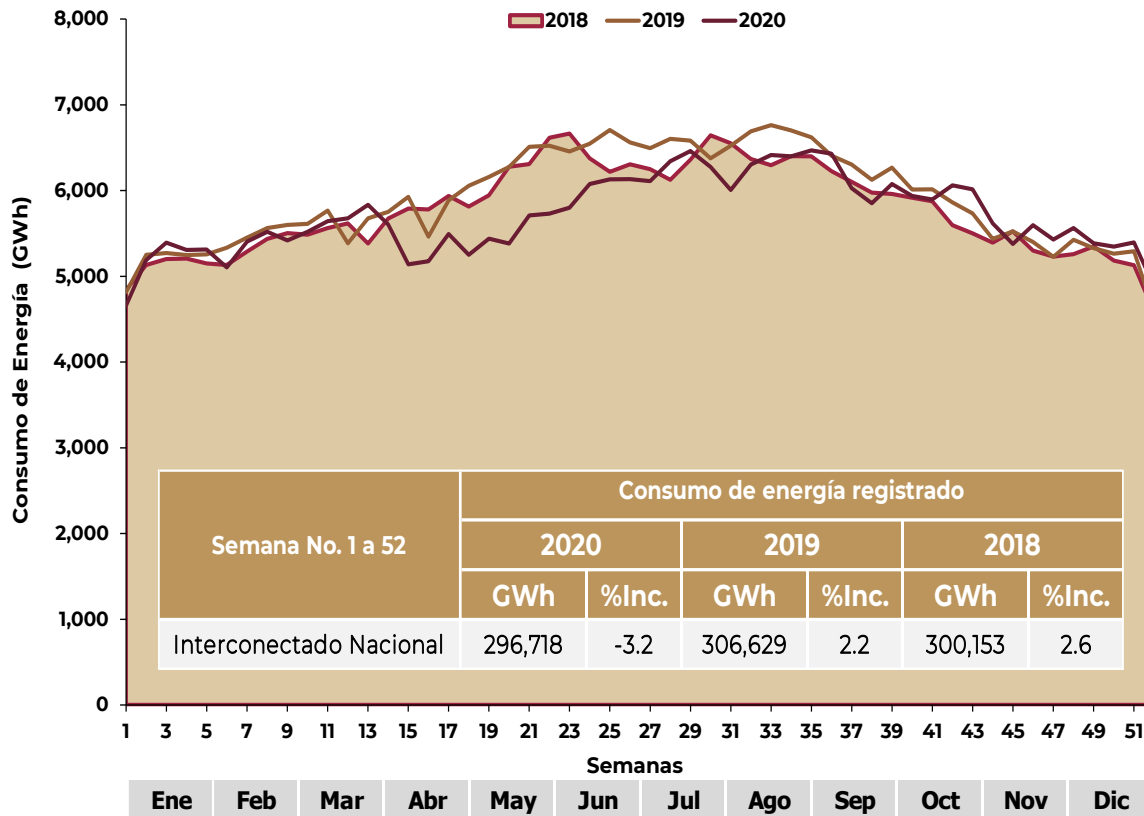


Figura 5.3.3. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del SIN 2018, 2019 y 2020



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

En la figura 5.4.1 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal de Baja California. Se observa que de enero – abril y noviembre – diciembre las demandas son muy similares, de mayo – octubre se inicia el incremento, se alcanza el pico máximo, e inicia el decremento de esta. En agosto de 2020 se presentó la demanda máxima anual en este sistema eléctrico. De acuerdo con la demanda anterior; se tuvo un

crecimiento del orden de 1,426 MWh/h. entre el promedio de las demandas máximas semanales de la época invernal y la máxima de verano.

En la figura 5.4.2 se muestra el comportamiento del consumo semanal de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California, con el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2020 se presentó un consumo de 14,874 GWh, con una tasa incremental del 2.0% con respecto al año 2019.

Figura 5.4.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Baja California 2018, 2019 y 2020

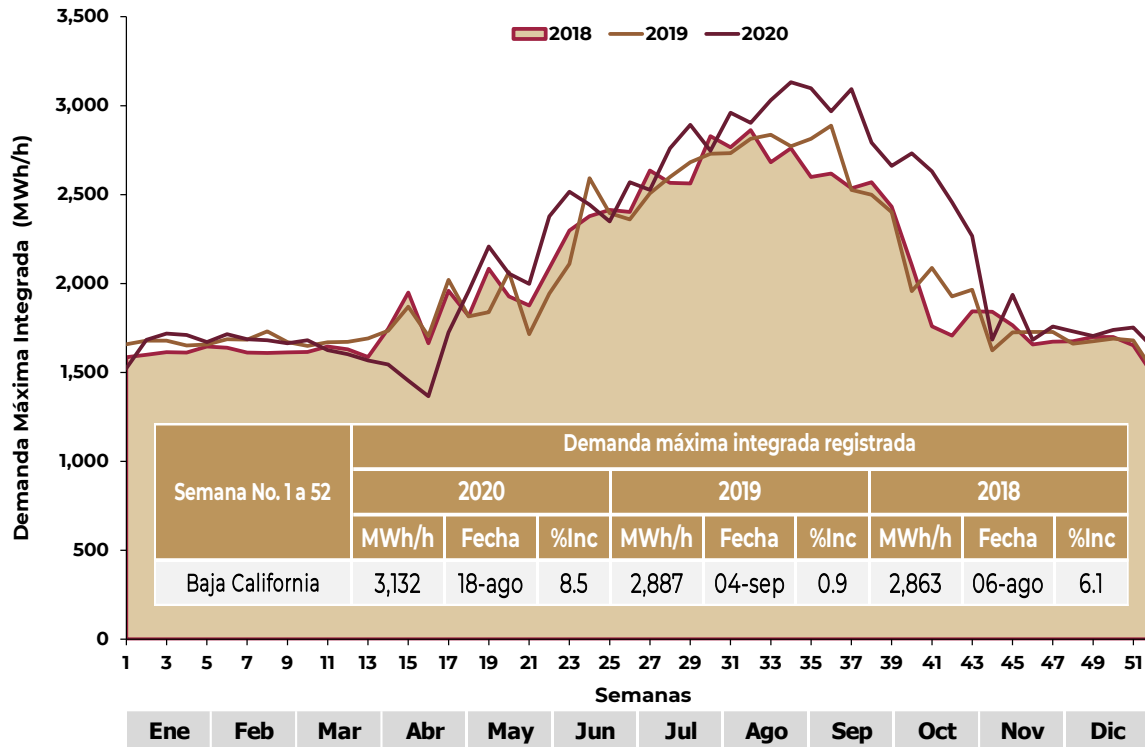
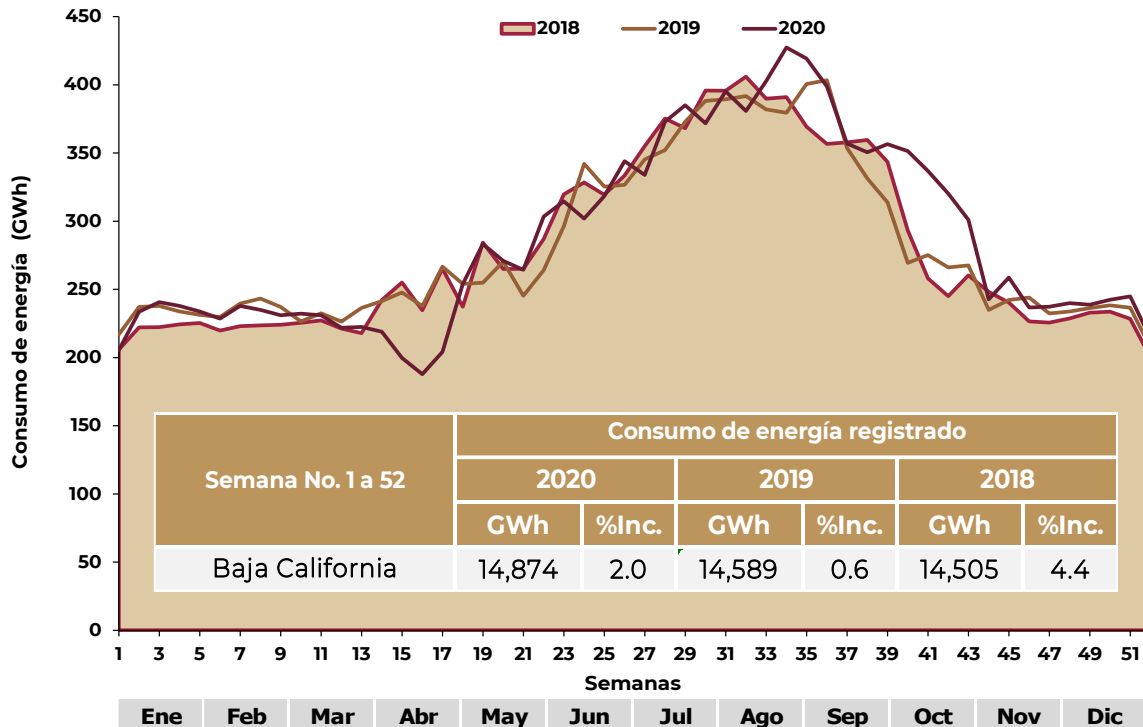


Figura 5.4.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del Sistema Interconectado Baja California 2018, 2019 y 2020



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

En la figura 5.5.1 se observa el perfil de la demanda integrada máxima semanal de 2018, 2019 y 2020 en el Sistema Interconectado Baja California Sur. El trazo en color café corresponde a la demanda de 2019, el trazo en color marrón a la demanda de 2020. En 2020

la demanda máxima se presentó en agosto, con una caída del 4.3% con respecto al año 2019.

En la figura 5.5.2 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 decremento del 3.8% con relación al 2019.

Figura 5.5.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Baja California Sur 2018, 2019 y 2020

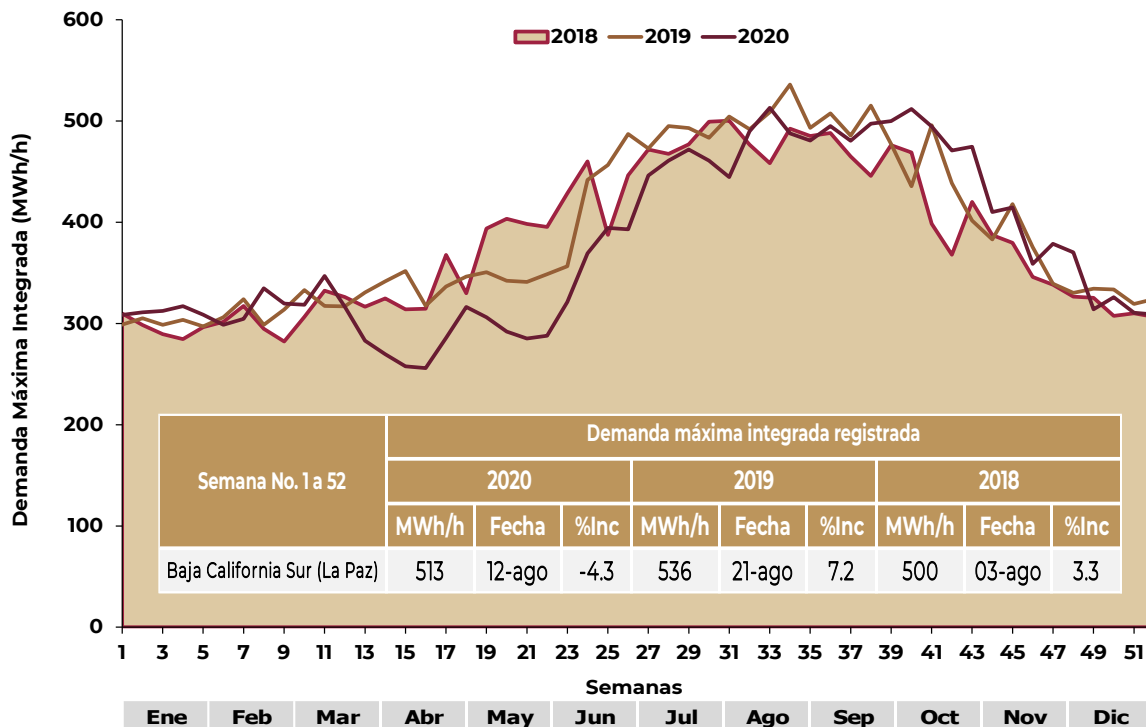
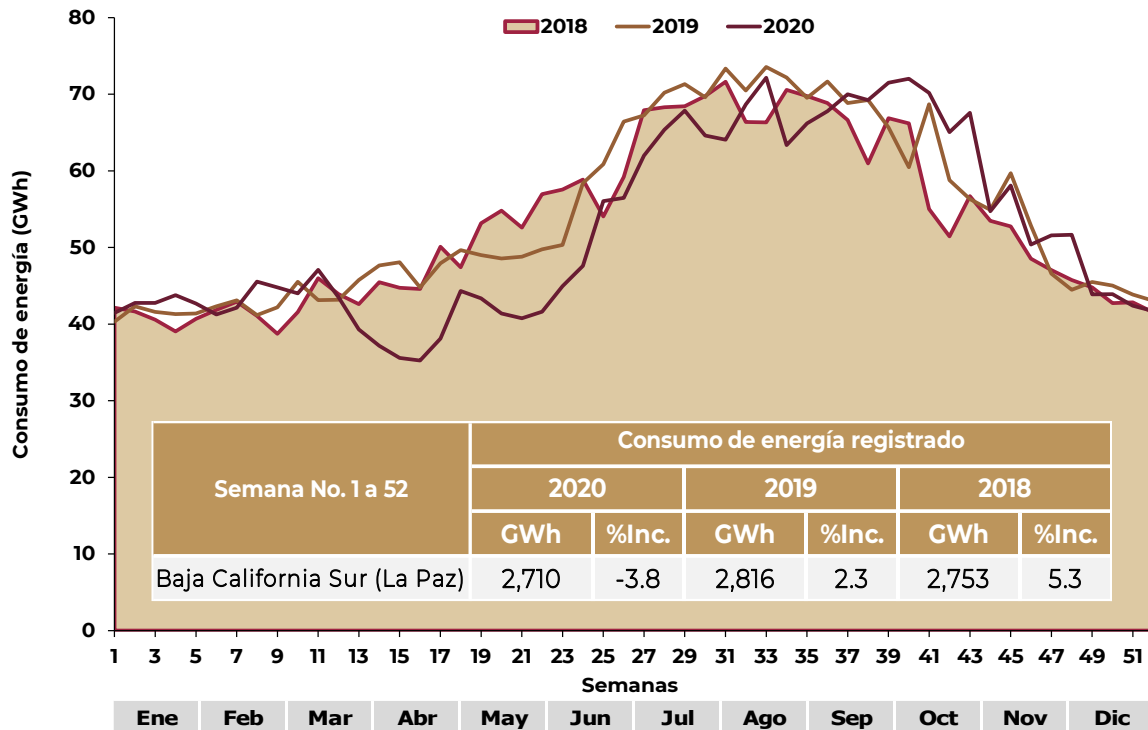


Figura 5.5.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur 2018, 2019 y 2020



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

En las figuras 5.6.1 y 5.6.2 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal y el consumo de energía eléctrica, para los años 2018, 2019 y 2020.

Los perfiles son los característicos de la zona Norte del país con incrementos notables entre mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado alcanzó en 2020 una demanda máxima integrada en el mes de agosto, con un aumento en relación con el 2019 de 2.3%, y de 2.2% para el consumo de energía eléctrica.

Figura 5.6.1. Comportamiento de la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Mulegé 2018, 2019 Y 2020

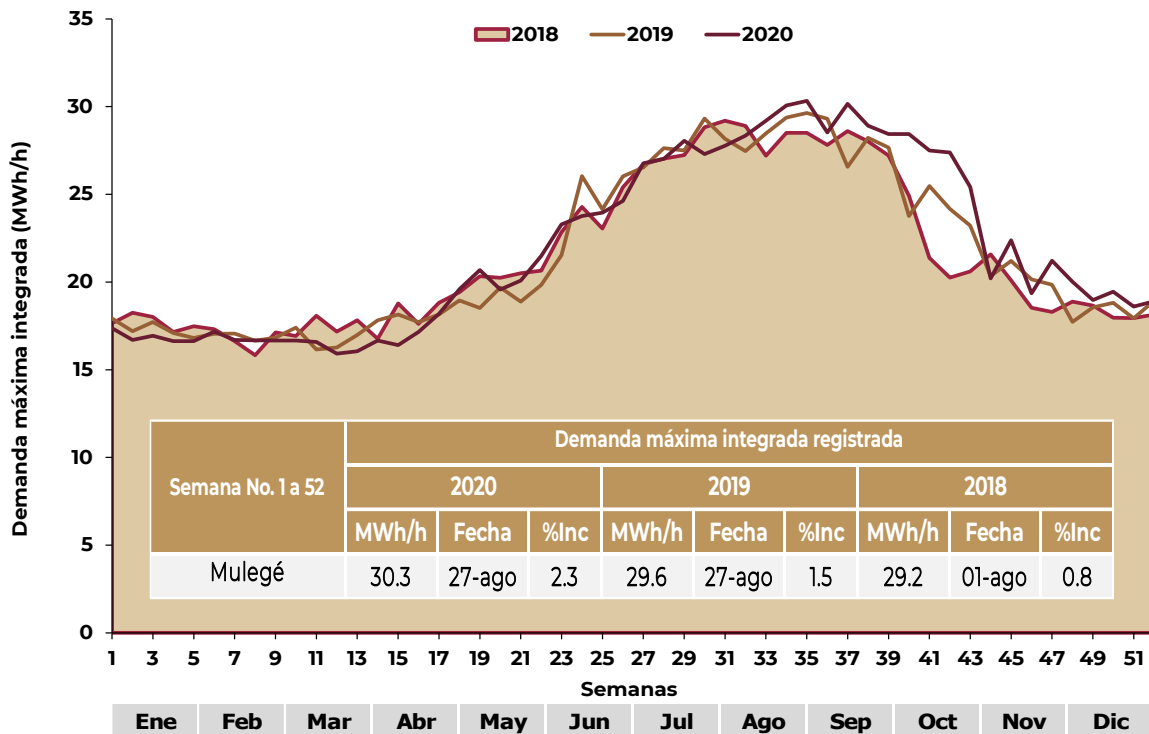
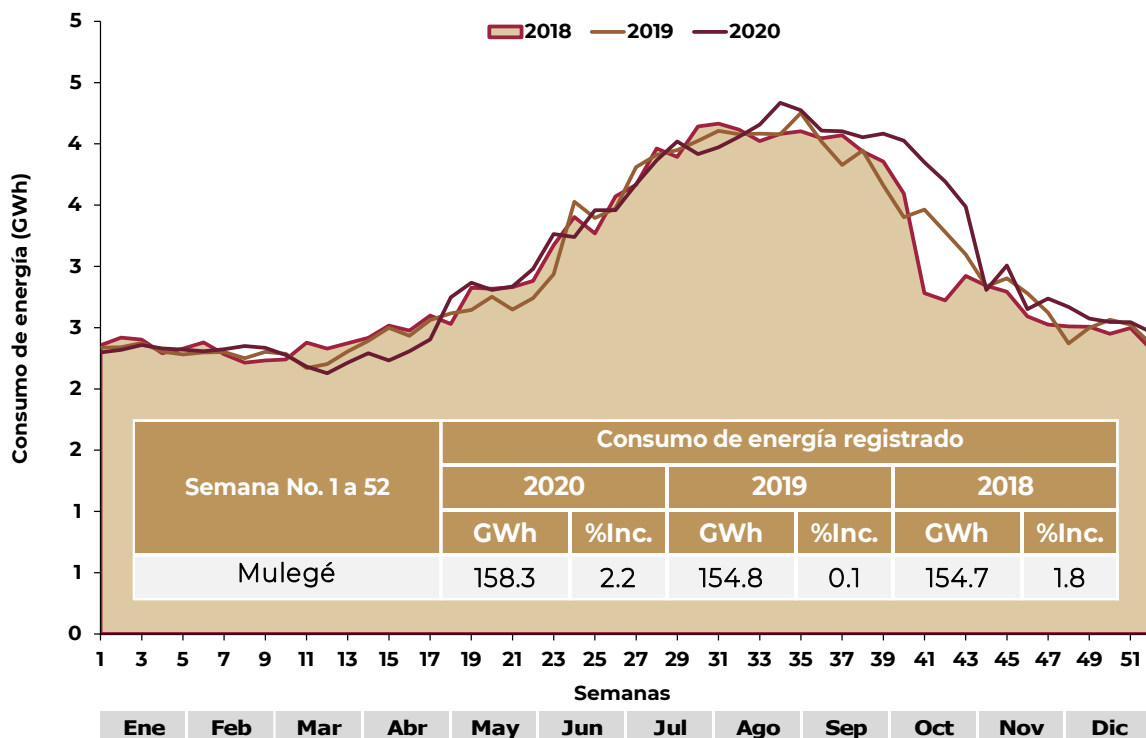


Figura 5.6.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica bruto del Sistema Interconectado Mulegé 2018, 2019 y 2020

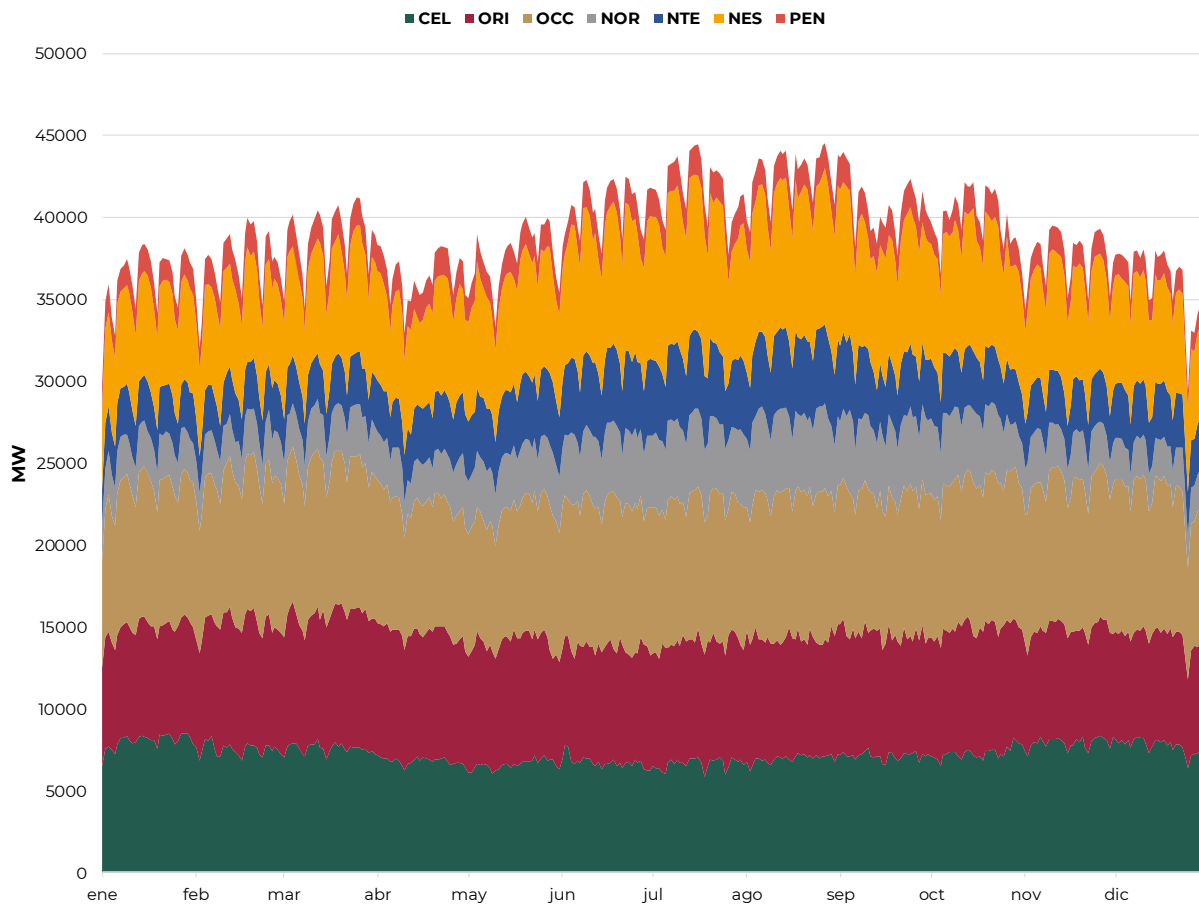


## Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del SIN en 2020

En la figura 5.7.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del SIN durante el año 2020, haciendo la distinción de la contribución de cada

GCR. La demanda máxima instantánea sucedió el 27 de agosto de 2020 a las 16:14:30 hs con un valor de 44,551 MW.

Figura 5.7.1. Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del SIN 2020



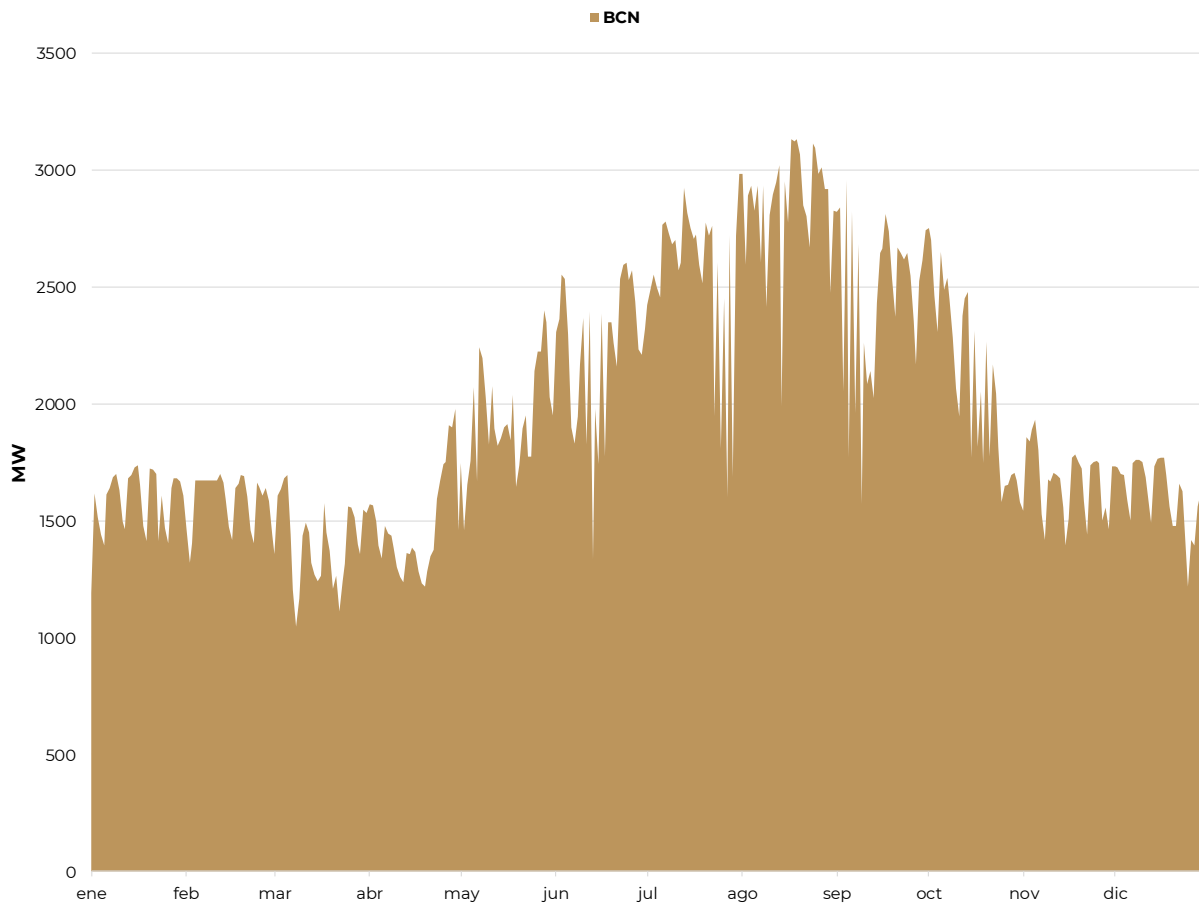


## Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California en 2020

En la figura 5.8.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California durante

el año 2020. La demanda máxima instantánea sucedió el 19 de septiembre de 2020 a las 15:44:49 hs con un valor de 3,133 MW.

Figura 5.8.1. Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California 2020

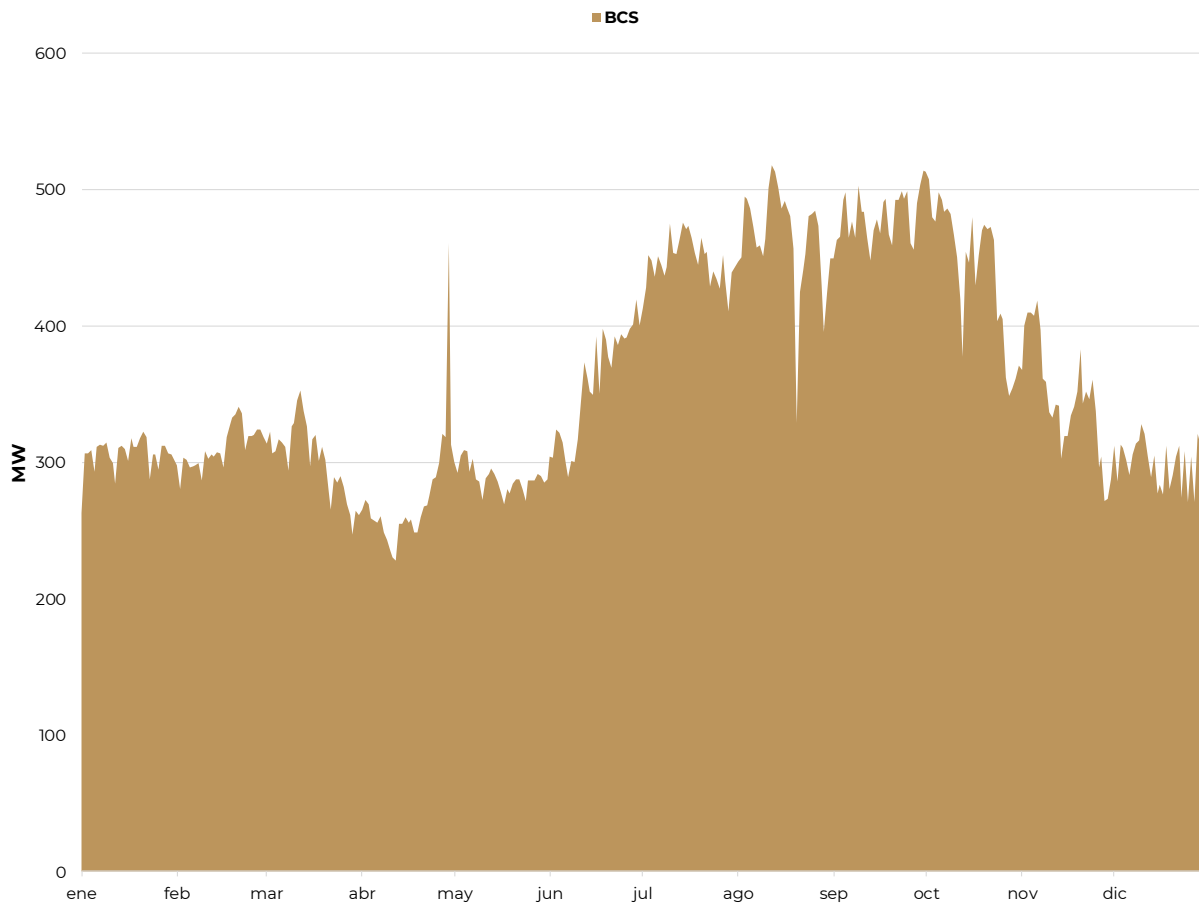


## Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California Sur en 2020

En la figura 5.9.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California Sur

durante el año 2020. La demanda máxima instantánea sucedió el 12 de agosto de 2020 a las 16:28:56 hs con un valor de 517 MW.

Figura 5.9.1. Comportamiento de la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Baja California Sur 2020



## Comportamiento de la Generación Hidráulica

En la figura 5.10.1 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del Sistema Eléctrico Nacional 2020. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en el mismo año.

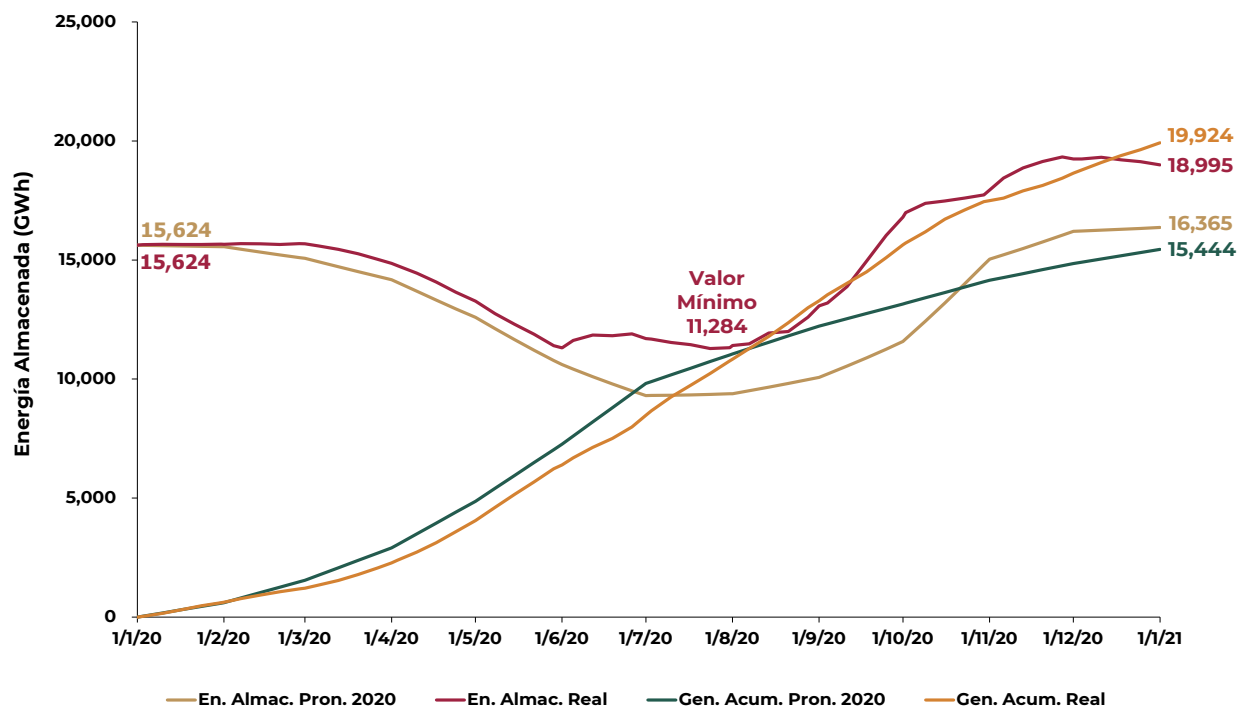
A principios del año 2020 la energía almacenada se ubicó en 15,624 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo, por la administración del agua y por el periodo de estiaje hasta alcanzar valores mínimos del orden de 11,284 GWh ocurrido en la última semana de julio.

Por presentarse aportaciones características de un año de tipificación medio, debido a la presencia del fenómeno El Niño Oscilación del Sur en

su fase fría (La Niña) se tuvieron lluvias extraordinarias en la cuenca del Grijalva y lluvias por debajo de la media en el resto del país. La recuperación de energía almacenada en la época de lluvias alcanzó los 18,995 GWh al final del año, es decir un incremento de 3,371 GWh respecto al inicio del año y de 2,630 GWh comparado con la estimación de la energía almacenada pronosticada 16,365 GWh al final del periodo. Por el mismo motivo la producción de energía en 2020 fue de 19,924 GWh.

Durante el año 2020 el fenómeno de La Niña intensificó las lluvias en el sureste del país debido a la presencia de Ciclones Tropicales y Frentes Fríos, lo cual se reflejó en niveles de almacenamiento altos en C.H. Angostura y C.H. Malpaso. Esta situación permite contar con mayor generación hidroeléctrica para el año 2021.

Figura 5.10.1. Comportamiento de energía almacenada en los grandes embalses 2020



## 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 interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.

La Reserva Operativa en el SIN debe ser mayor o igual al 6.0% para considerar al sistema en Estado Operativo Normal; se considera al sistema en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre  $3.0\% \leq \text{Reserva Operativa} < 6.0\%$  establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN del Código de Red.

En la figura 5.11.1 se muestra el comportamiento de la Reserva Operativa y la demanda máxima

instantánea semanal de los últimos tres años 2018, 2019 y 2020.

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 normal de confiabilidad del 6.0%.

En 2018 en cinco ocasiones se registró entre las semanas 20 y 30 la Reserva Operativa menor, con una magnitud de 3.4%, en 2019 la Reserva Operativa estuvo por arriba del estado normal de Confiabilidad con un 6.1% obtenido como valor mínimo en la semana 25 y en 2020 la Reserva Operativa se presentó con un solo valor en la semana 36, por debajo del 6.0%, ver figuras 5.3.1 y 5.11.1.

Figura 5.11.1. Comportamiento del margen de reserva operativa y demanda máxima instantánea semanal en 2018, 2019 y 2020 del SIN

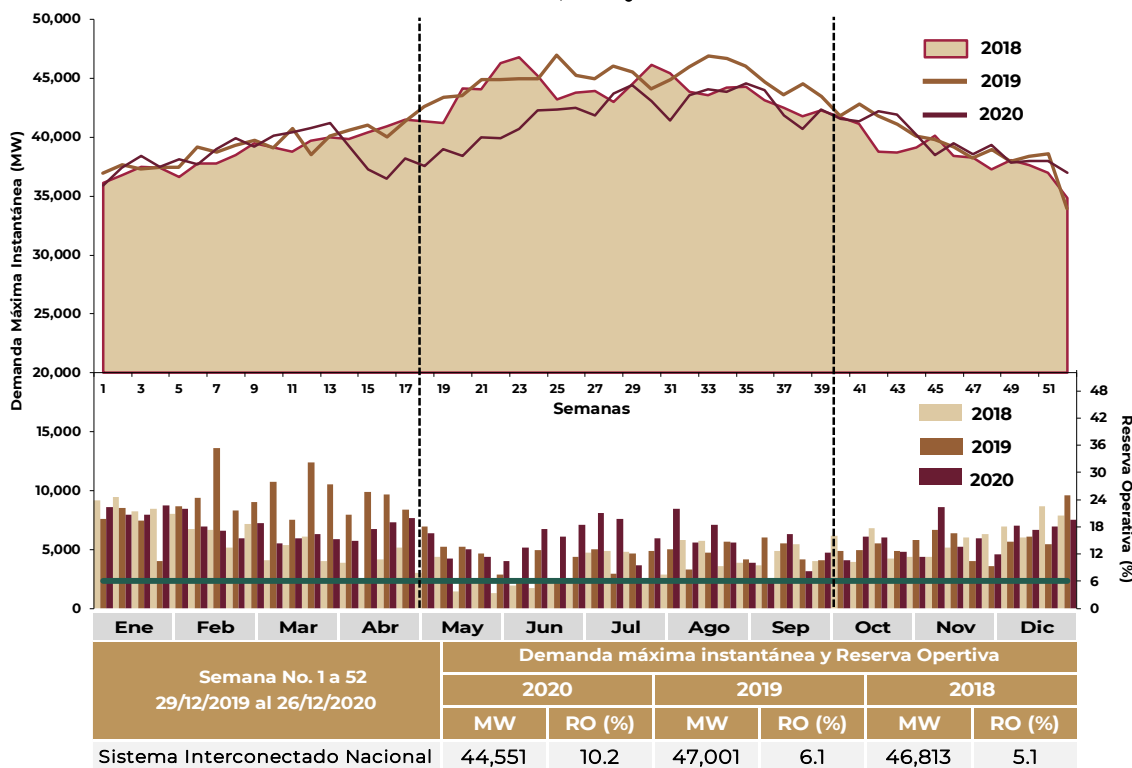
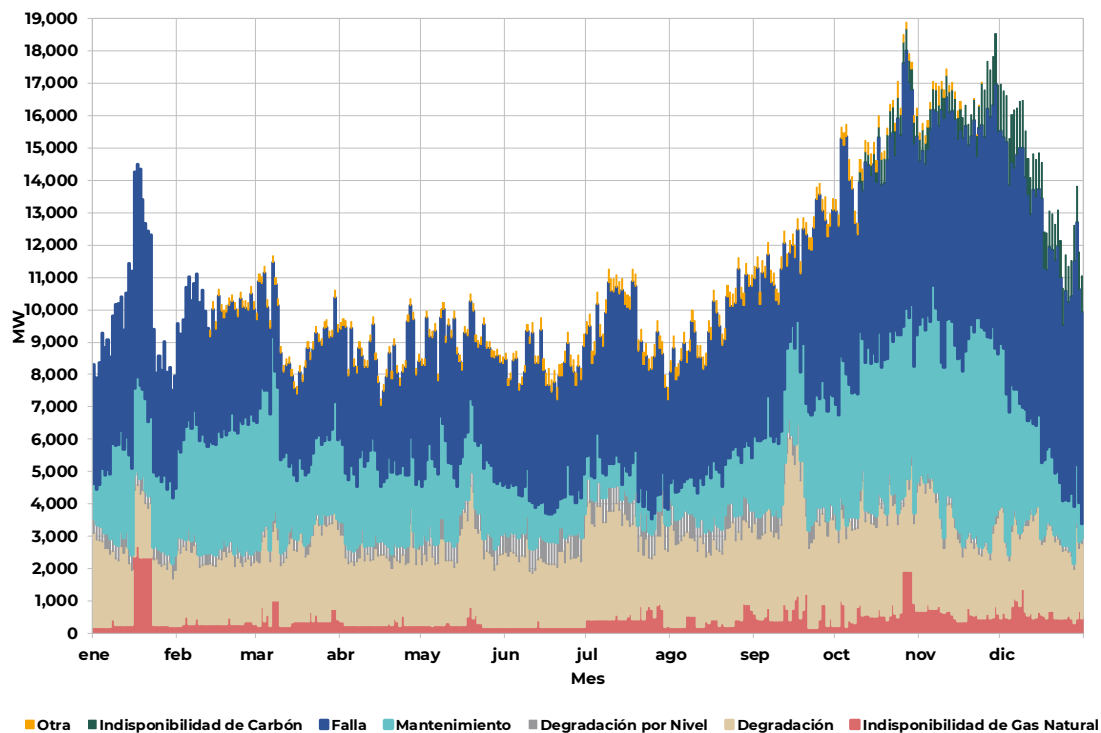


Figura 5.11.2. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2020



### Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2020

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 27 de agosto de 2020 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 44,551 MW a las 16:14 hs. En el año 2019 esta demanda máxima anual ocurrió el 20 de junio. 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 Hidroeléctricas 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. No obstante, en 2020 por la contingencia sanitaria, la demanda máxima no ocurrió en junio.

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

En las figuras 5.12.1 a 5.12.3 se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 27 de agosto a las 16:14 hs. El color de la flecha para cada enlace indica qué tan

cercano se encuentra el flujo del límite de transmisión, es decir si ésta es verde el flujo está por debajo del 80 % del límite, si es amarillo está entre el 80 % y 100 % y si es roja está por encima del 100 %.

Como se puede observar, las compuertas Santa Ana – Hermosillo y Hermosillo al SIN y estuvieron operando por encima del 80 % de su límite de transmisión por la alta penetración de generación fotovoltaica y de ciclos combinados instalados en la región Norte de Sonora.

De las CE del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las CE del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro, y del norte se transmite energía al sur del país por los corredores de transmisión

de 400 kV de Tamós – Poza Rica, Primero de Mayo – Cañada y ligeramente Mazatlán - Tepic. No obstante, en otras condiciones operativas si se alcanzaron los límites máximos de transmisión para algunos enlaces, que se muestran en la siguiente sección.

En el Sistema Interconectado Baja California que se encuentra interconectado sincronamente al WECC, se tuvo una importación puntual neta de 502 MW en el escenario de demanda máxima el 19 de agosto de 2020 con límite máximo de 600 MW el cual aumento en junio de 2020 (408 MW previamente). En el Sistema Interconectado Baja California Sur transferencias de potencia dentro de límites operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

Figura 5.121. Transferencias de potencia el 27 de agosto de 2020 a las 16:14 hs en el Norte del País

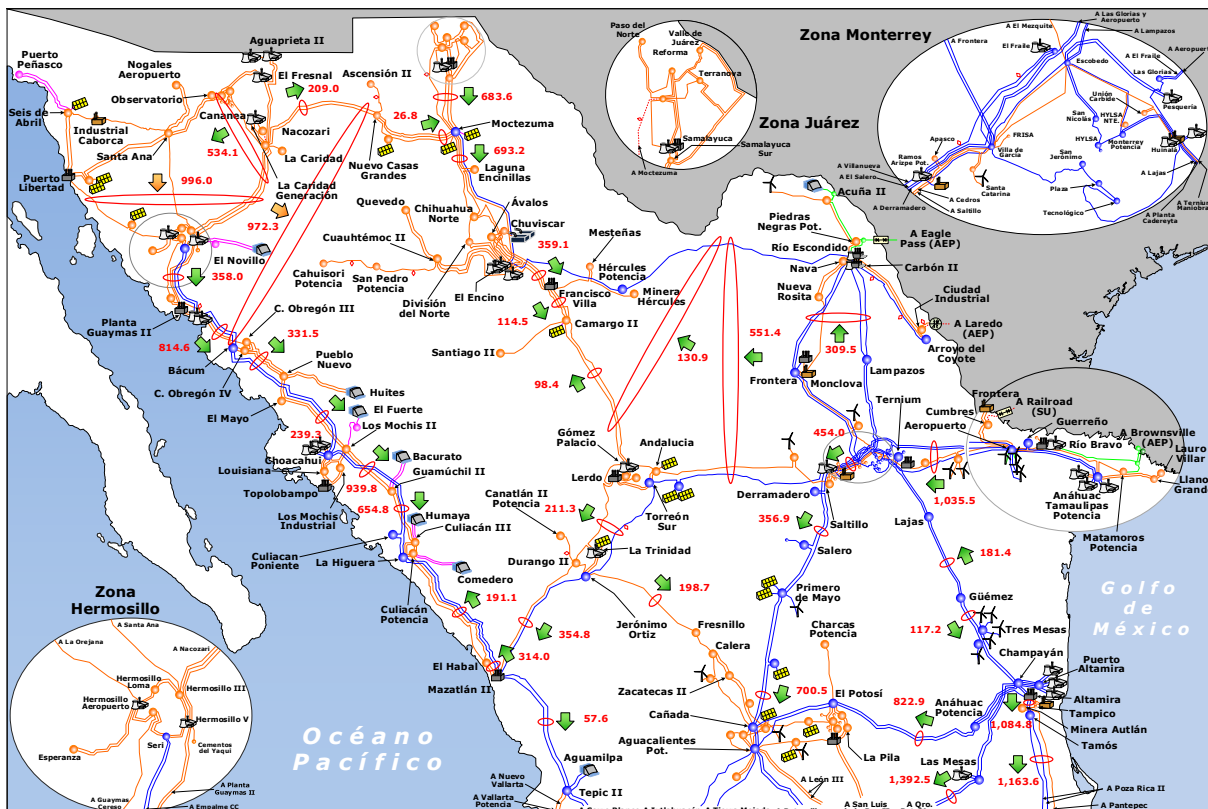


Figura 5.12.2. Transferencias de potencia el 27 de agosto de 2020 a las 16:14 hs en el Centro y Sur del País

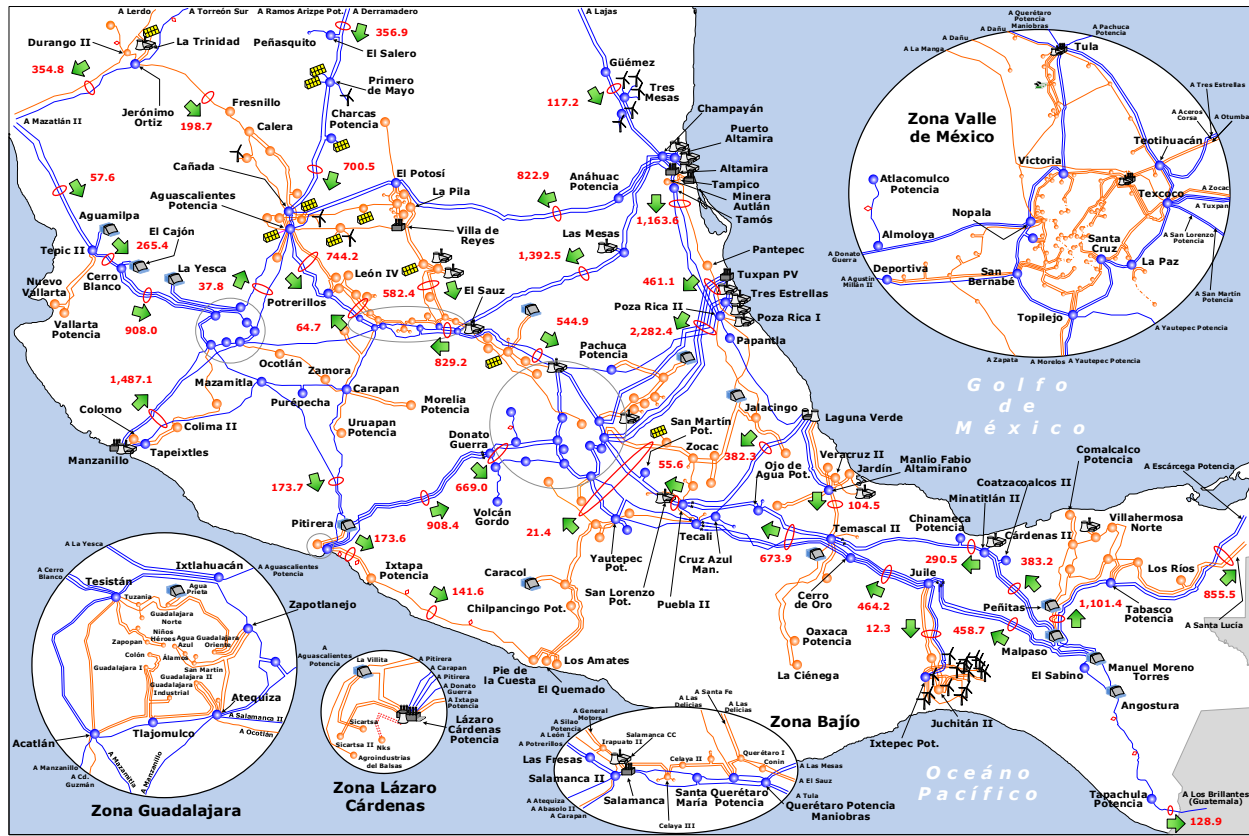
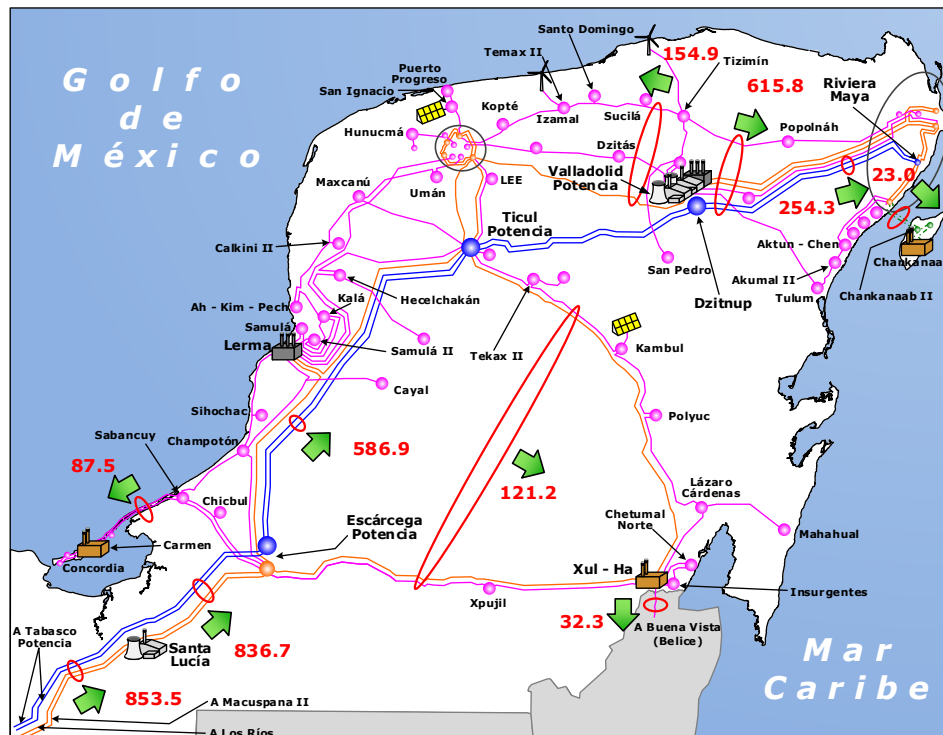


Figura 5.12.3. Transferencias de potencia el 27 de agosto de 2020 a las 16:14 hs en la Península de Yucatán





## Principales corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas en 2020, 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 CE.

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 o se controlan para no violar límite:

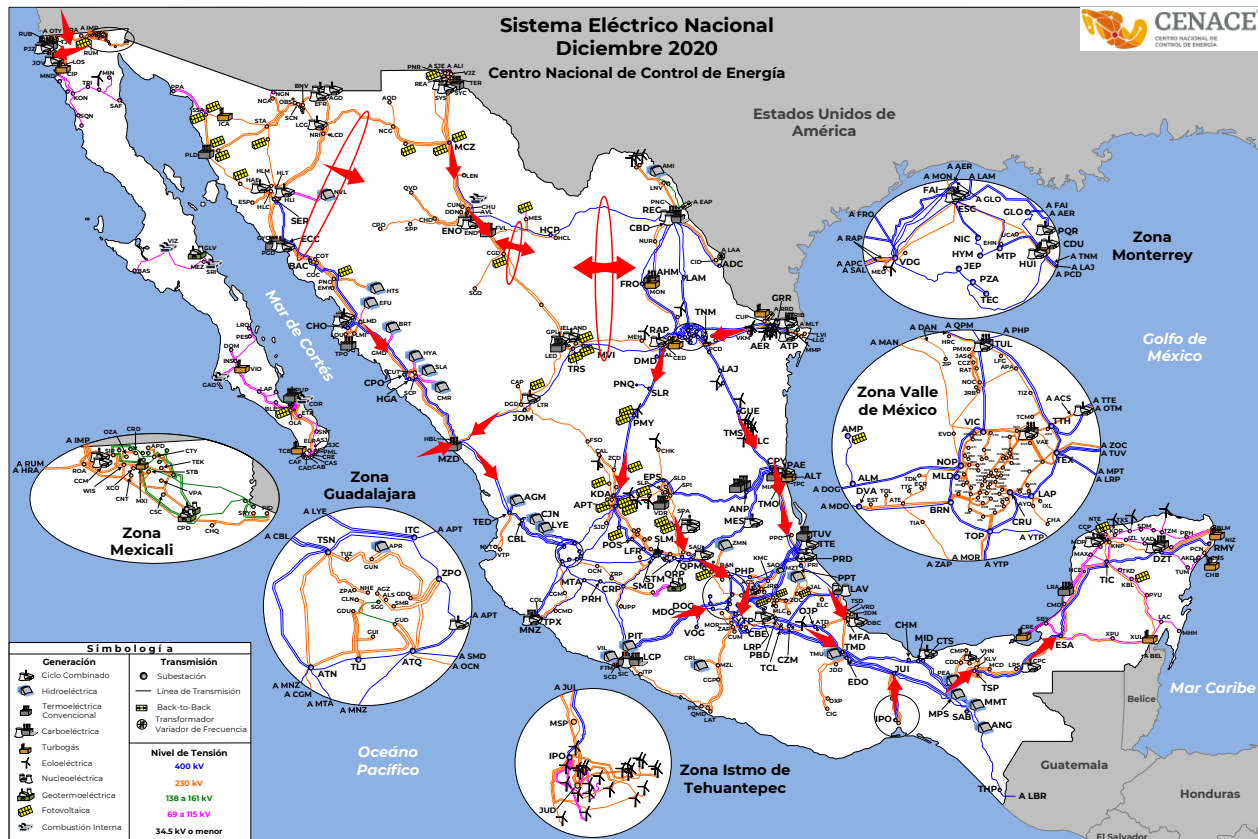
- 2 LT de 230 kV entre el Sistema Interconectado Baja California y el Western Electricity Coordinating Council (WECC).
- 2 LT de 230 kV del Enlace Valle – Costa entre Mexicali y Tijuana.
- Bancos de Transformación 230/69 kV en Zona Tijuana.
- 2 LT de 400 kV, 2 LT de 230 kV y 1 LT de 115 kV de Guaymas a Obregón y 2 LT de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
- 1 LT de 400 kV y 3 LT de 230 kV de Moctezuma – Chihuahua.
- 3 LT en 230 kV de El Encino/Ávalos – Francisco Villa.
- 2 LT de 230 kV Camargo – La Laguna más la LT de 400 kV El Encino – Río Escondido.
- Bancos de Transformación en SE Mazatlán II.
- Una LT de 400 kV y una LT de 230 kV entre Durango – Mazatlán.
- Corredor de Transmisión de la región de Los Mochis a la región Mazatlán.
- Dos LT de 400 kV de Mazatlán – Tepic.
- 2 LT de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte.
- 3 LT de 400 kV y 1 LT de 230 kV entre Reynosa y Monterrey.
- 2 LT de 400 kV Güémez – Champayán.
- 2 LT de 400 kV Altamira – Tamós.
- 2 LT de 400 kV de Tamós – Poza Rica más la LT de 230 kV de Minera Autlán – Pantepec.
- 2 LT de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo.
- 2 LT de 400 kV de Primero de Mayo – Cañada.
- 3 LT de 230 kV de Delicias – Querétaro.
- 2 LT de 400 kV de Querétaro – Tula.
- 3 LT de 400 kV entre Donato Guerra – Almoloya/Nopala/Agustín Millán II.
- 2 LT de 400 kV de Teotihuacan a Texcoco.
- 5 LT de 400 kV de Centro a Temascal.
- Bancos de Transformación de 400/230 kV en Zona Veracruz.
- 2 LT de 400 kV de Ixtepec Potencia a Juile.
- 2 LT de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y Autotransformador de Malpaso.
- 2 LT de 400 kV Tabasco Potencia - Escárcega y 2 LT de 230 kV de Santa Lucía a Escárcega Potencia.

Para fines ilustrativos, en la Figura 5.13.1 se muestran los corredores de



transmisión que estuvieron saturados y cercanos a la saturación en 2020.

Figura 5.13.1. Corredores de transmisión saturados en 2020



La saturación de los enlaces mostrada en la Figura 5.13.1, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido del flujo de potencia del Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso a verano.

La saturación de los enlaces 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 5.14.1 se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Alerta más frecuentes en 2020, las Zonas Hermosillo al SIN y Malpaso a Tabasco son las que presentan mayor porcentaje de Estado Operativo de Alerta.

En la figura 5.14.2 se muestra el porcentaje de los Estados Operativos de Emergencia más frecuentes en 2020. Las Zonas Juárez, Matamoros e Isla Mujeres son las que presentaron un mayor porcentaje de Estado Operativo de Emergencia.

Figura 5.14.1. Estados Operativos de Alerta 2020

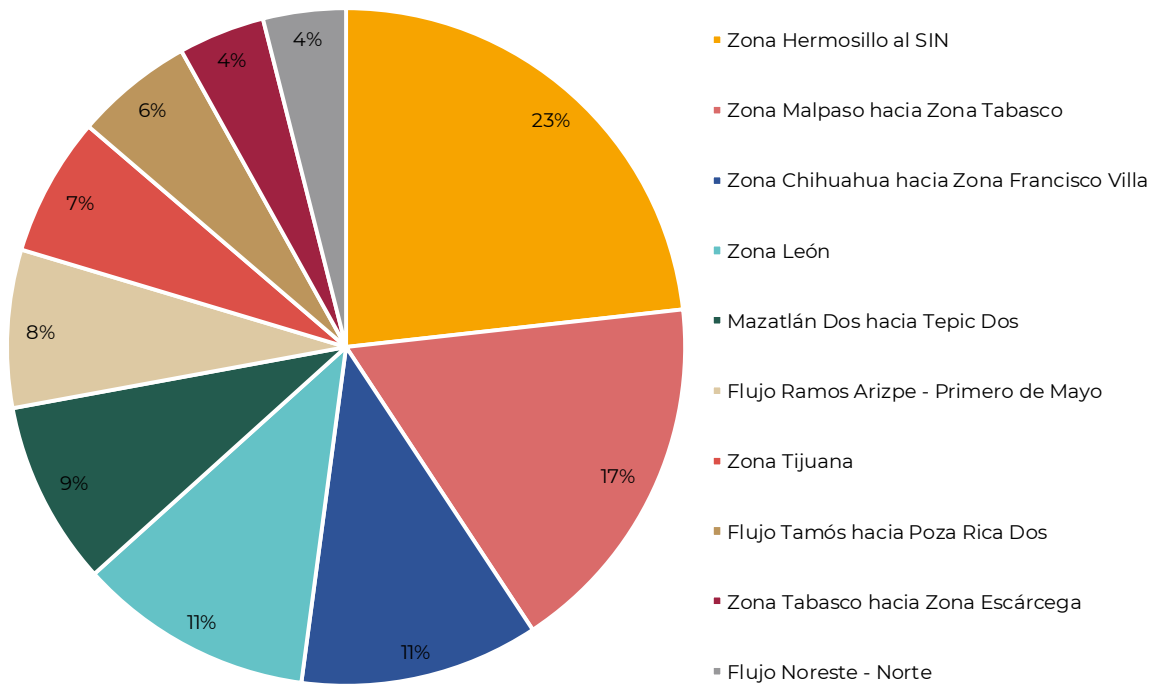
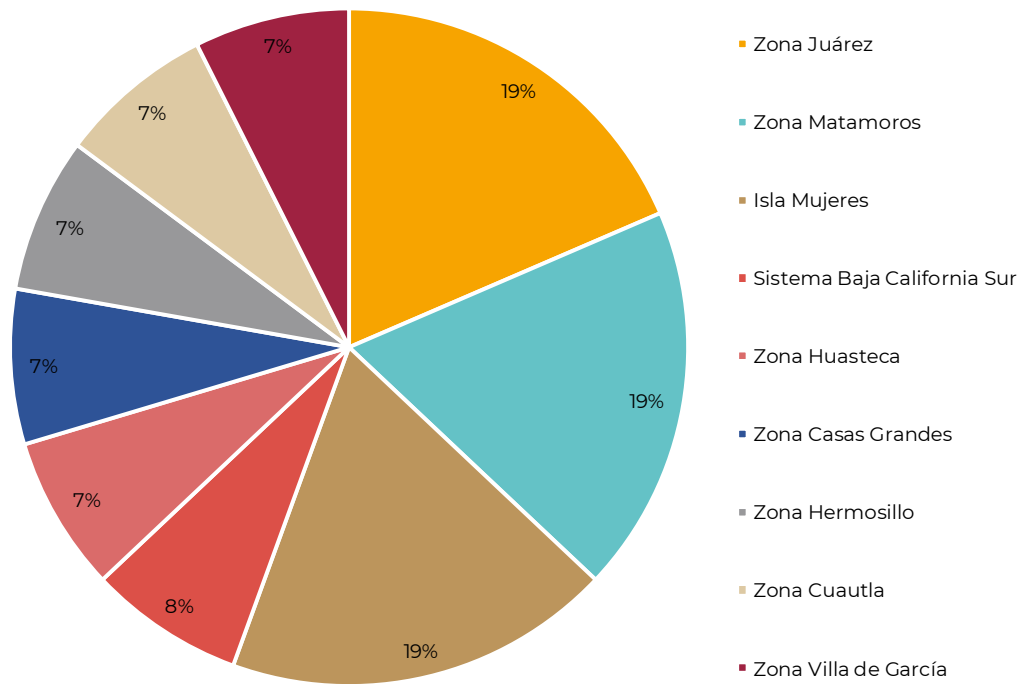


Figura 5.14.2. Estados Operativos de Emergencia 2020



## Interrupciones en el suministro de energía

En el Cuadro 5.15.1 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 el Sistema Interconectado Baja California, en la GCR Norte y la GCR Oriental.

De acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por SENER, el impacto económico de esta energía no suministrada asciende a 1.98 millones de dólares (2,600 Dólares/MWh).

**Cuadro 5.15.1. Interrupciones en el suministro de energía en el SEN en 2020**

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	22/mar/2020	1.00	0.62	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	26/abr/2020	2.55	0.91	Control del flujo enlace Cozumel
SIN	7/jul/2020	1.00	0.60	Bajo voltaje y sobrecarga de LT Pochutla-73470-Puerto Escondido
SIN	15/jul/2020	6.00	9.58	Por sobrecarga en Banco 2 en la SE Paraíso al no poder transferir la carga por la RGD
BC	21/jul/2020	39.25	15.67	Control de intercambio real en la compuerta Path-45 por disparo de C.C. Mexicali
SIN	12/ago/2020	23.40	23.67	Sobrecarga en transformación en la SE Nuevo Casas Grandes
SIN	19/ago/2020	22.20	22.18	Sobrecarga en transformación en la SE Nuevo Casas Grandes
BC	5/sep/2020	390.00	653.43	Tiro de carga de 250 MW en la Zona Valle para cumplir con déficit de generación y mantener la integridad del Path-45
SIN	22/sep/2020	4.51	4.58	Al tener afectación industrial, urbana y rural por salida de banco de transformación Yautepec-T3
SIN	22/sep/2020	5.13	2.39	Al tener afectación industrial, urbana y rural por salida de banco de transformación Yautepec-T3
SIN	2/nov/2020	21.00	27.65	Afectación de carga e indisponibilidad de transacciones con Guatemala por falla de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia

## Aspectos Operativos en 2020

Se describen los aspectos operativos que suceden día a día en el SEN.

Los principales aspectos relevantes que se presentan en el SEN son:

- La Demanda Máxima Instantánea del SIN.
- La Reserva Operativa del SIN.
- Entrada en operación comercial de Centrales Eléctricas

## Demanda Instantánea y Reserva

En el Cuadro 5.16.1 se presentan los valores de la Demanda Máxima Instantánea mensual del SIN durante el 2020.

En el Cuadro 5.16.2 se muestran los valores de Reserva Operativa mensual del SIN en 2020.

**Cuadro 5.16.1. Demanda Máxima Instantánea Mensual SIN 2020 (MW)**

Fecha	Hora	MW
15 de enero de 2020	19:43:50	38,391
12 de febrero de 2020	19:17:59	38,998
12 de marzo de 2020	19:22:50	40,403
1 de abril de 2020	19:58:15	38,330
20 de mayo de 2020	21:24:47	40,030
22 de junio de 2020	16:55:06	42,495
16 de julio de 2020	22:50:15	44,469
27 de agosto de 2020	16:14:30	44,551
2 de septiembre de 2020	21:11:24	43,988
15 de octubre de 2020	16:47:19	42,180
10 de noviembre de 2020	18:49:28	39,518
10 de diciembre de 2020	18:39:30	38,022

**Cuadro 5.16.2. Reserva Operativa Mensual SIN 2020 (MW)**

Fecha	Hora	%	MW
1 de enero de 2020	19:56:48	40.34	11,930
2 de febrero de 2020	19:17:33	38.91	12,463
8 de marzo de 2020	20:57:55	27.48	9,459
26 de abril de 2020	21:29:52	26.39	9,375
29 de mayo de 2020	16:39:44	25.67	9,723
12 de junio de 2020	15:47:50	27.79	11,256
3 de julio de 2020	16:25:46	25.06	10,296
12 de agosto de 2020	16:28:56	18.50	8,157
3 de septiembre de 2020	14:47:27	20.03	8,738
16 de octubre de 2020	16:27:49	21.44	8,605
1 de noviembre de 2020	19:47:32	29.13	10,011
31 de diciembre de 2020	18:55:28	28.83	9,218

## Centrales Eléctricas en Operación Comercial

Comercial, donde se tienen 3 Centrales Eléctricas de CFE. En el Cuadro 5.16.3 se presentan las Centrales Eléctricas.

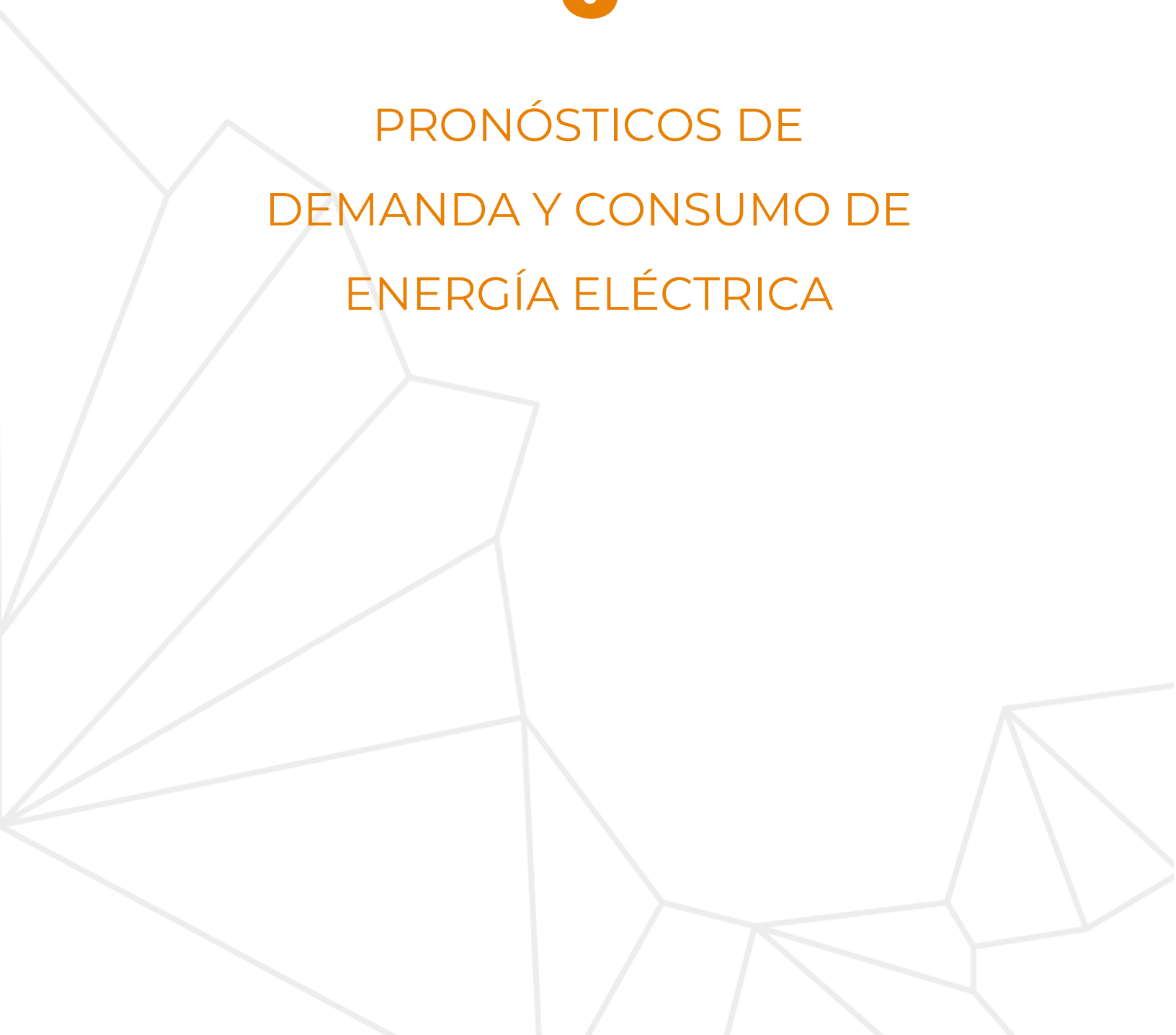
Las principales Centrales Eléctricas que durante el 2020 entraron en Operación

**Cuadro 5.16.3. Centrales Eléctricas con entrada en Operación Comercial en 2020**

Fecha	Central Eléctrica	Tecnología	Gerencia de Control Regional
enero de 2020	Central Andalucía II	Fotovoltaica	Norte
abril de 2020	Norte Juárez	Ciclo Combinado	Norte
Febrero de 2020	TAI V	Fotovoltaica	Norte
abril de 2020	Salsipuedes	Fotovoltaica	Occidental
julio de 2020	Navjoa Solar	Fotovoltaica	Noroeste
mayo de 2020	Parque Solar La Magdalena 2	Fotovoltaica	Oriental
julio de 2020	Energía Renovable de la Península	Eólica	Peninsular
agosto de 2020	Parque Eólico Pier IV	Eólica	Oriental
octubre de 2020	Tierra Mojada	Ciclo Combinado	Occidental
octubre de 2020	Versalles las Cuatas	Fotovoltaica	Norte
noviembre de 2020	Humeros UT1	Geotérmica	Oriental
noviembre de 2020	Tula CC Paquete 1	Ciclo Combinado	Central
noviembre de 2020	Pachamama	Fotovoltaica	Occidental
diciembre de 2020	Los Ramones	Turbogás	Noreste
diciembre de 2020	Central Fotovoltaica Cuyoaco	Fotovoltaica	Oriental
diciembre de 2020	Azufres U18	Geotérmica	Occidental
diciembre de 2020	Parque Eólico Santa Cruz	Eólica	Noreste
diciembre de 2020	Trompezón	Fotovoltaica	Occidental
diciembre de 2020	Tepezalá Solar	Fotovoltaica	Occidental
diciembre de 2020	Don Diego Solar	Fotovoltaica	Noroeste

# 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 del Estado, 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 2021—2035 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 actual Contingencia Sanitaria iniciada en 2020, hemos experimentado que el suministro confiable de electricidad continúa siendo fundamental, y se ha observado los impactos del COVID-19 en el sector ocasionando una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro.

De esta manera, la reciente caída de la demanda de energía eléctrica hace necesaria una planeación en donde se deba considerar los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria para garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación y control del SEN.

### Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad 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, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población, se determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. 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, este 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 de 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, edificio o conjunto de cargas—, 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, vehículos de transporte público —mercancías, personas, locales y foráneos—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico 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 6.3.1 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 GCR y del Sistema —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 suministro básico, suministro calificado más 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—.

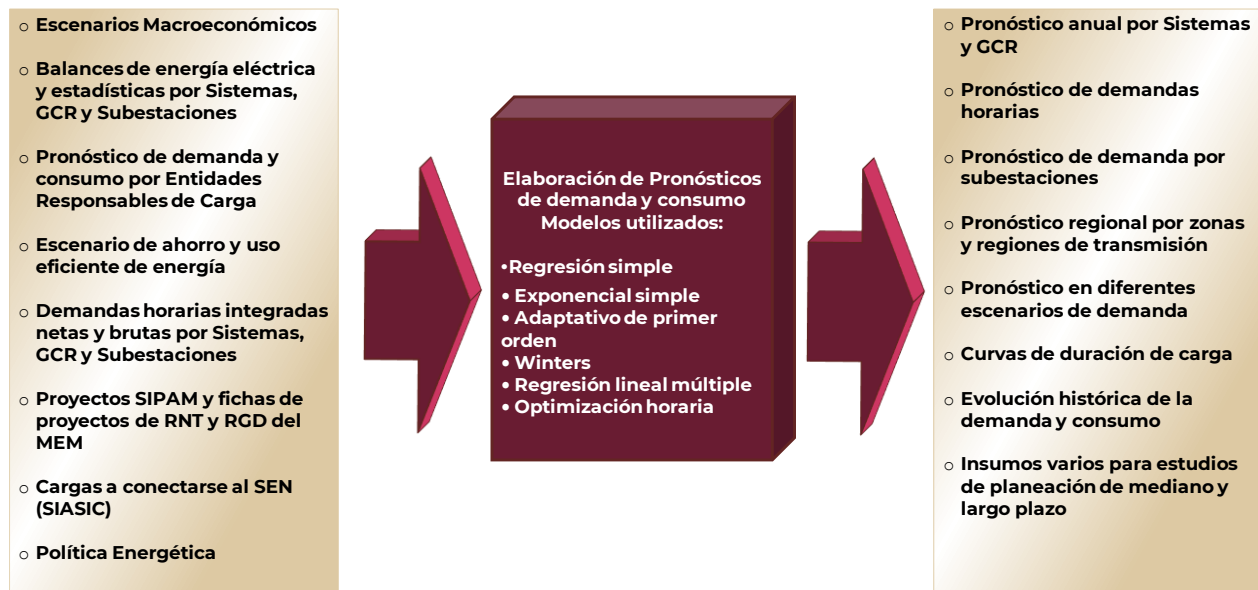
Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

Se elaboran para el consumo 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, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— 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 6.3.1. Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía



## Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía<sup>9</sup> (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2018 fue de 3,260 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 3.4% en relación con 2017. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 76 —28.6% por debajo del promedio mundial—; con un consumo anual de 2,329 KWh por habitante.

En 2018 el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 24.7 millones de GWh. Por su parte, México consumió 290,100 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la Industria Eléctrica fue de 1,086 kJ/2015USD en 2018. Para México fue de 831kJ/2015USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

<sup>9</sup> Key World Energy Statistics, IEA 2020.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos<sup>10</sup> (EIA por sus siglas en inglés) de su caso base, para el periodo 2021 — 2035, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.1%, la generación neta tendrá una tmca de 1.8% y se espera que para el 2035 la generación de electricidad limpia represente 43.1%, aumentando en promedio 4.0% por año. Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. La intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.0% en el horizonte.

## Consumo bruto 2020

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía de ventas del

<sup>10</sup> International Energy Outlook 2019, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, September 2019.

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)—.

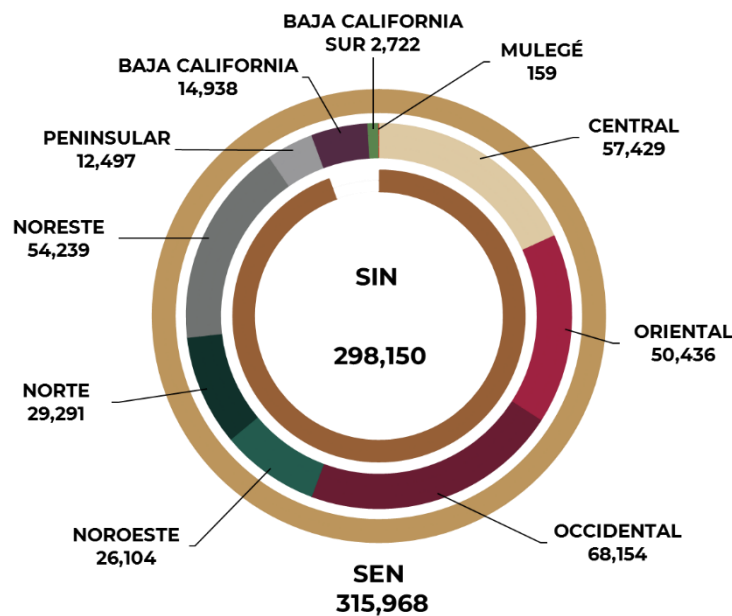
En 2020, el consumo bruto nacional del SEN se ubicó en 315,968 GWh, lo que significa un decremento de 2.8% respecto al consumo de 2019. Esta disminución fue ocasionada por la contingencia sanitaria originada por el COVID-19, la cual provocó la suspensión de actividades productivas en todo el país.

Sin embargo, las Gerencias de Control Regional (GCR) Noroeste y Norte

presentaron tasas de crecimiento positivas (4.6% y 1.5%, respectivamente), ocasionado por las altas temperaturas de verano. También los sistemas aislados Baja California (Norte) y Mulegé presentaron tasas positivas (2.2% y 2.6%, respectivamente) a pesar de la contingencia sanitaria.

La Figura 6.4.1 muestra la distribución de consumo bruto en el SEN por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,154 GWh lo que equivale a 21.6% del total nacional, seguido del Central con 18.2%, y el que menor participación presentó es Baja California Sur con 0.9 por ciento.

Figura 6.4.1. Consumo bruto del SEN 2020



## Consumo final y usuarios 2020

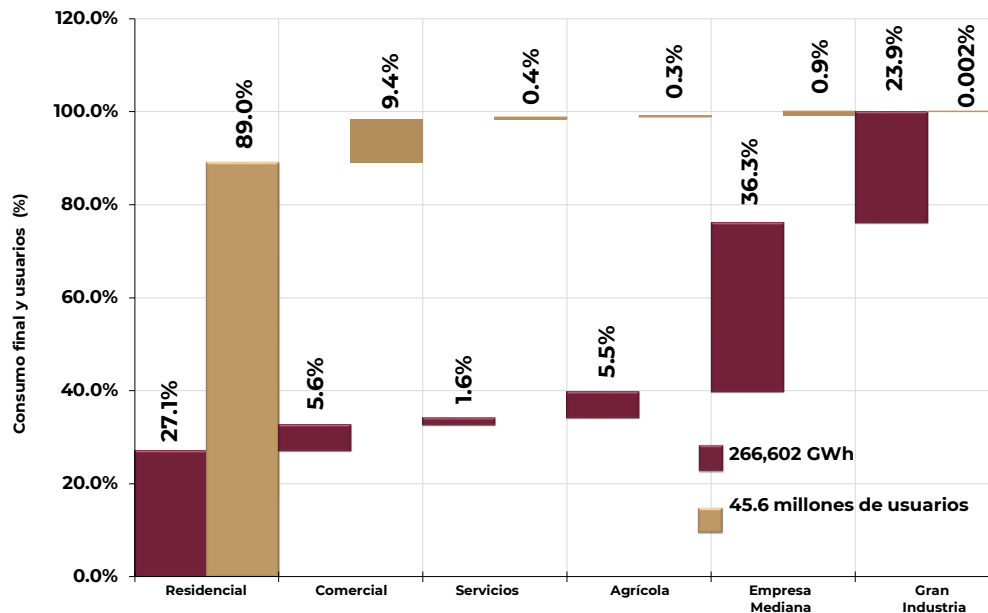
El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del suministro básico, usuarios del suministro calificado y autoabastecimiento remoto—. La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó mayor crecimiento es el Agrícola, seguido del Residencial. El consumo final del SEN se ubicó en 266,602 GWh, lo que representó una caída de -3.0% respecto al año anterior.

Derivado de las reglas para contener la propagación del COVID-19, entre las que destacan el cierre de actividades no esenciales como comercios e industrias no consideradas de primera necesidad, ocasiono que algunos sectores fueran afectados, tal es el caso del sector Comercial (-10.8%), EM (-8.1%) y la Gran Industria (-5.6%). En contraste los sectores Residencial y Agrícola

crecieron 6.4% y 10.8%, respectivamente. En la Figura 6.4.2 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2020 ascendió a 45.6 millones, incrementándose en 2.5% respecto de los 44.5 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, es la Gran Industria con 3.2%, seguido del sector Residencial y Empresa Mediana con crecimientos de 2.7% y 1.5%, respectivamente. En la Figura 6.4.2 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 89.0% del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 27.1%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria representan en conjunto el 0.90% de los usuarios —con un consumo final del 60.2% del total nacional—.

Figura 6.4.2. Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2020



## Movilidad eléctrica 2020

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y 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<sup>11</sup>.

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2020 se vendieron 24,210<sup>12</sup> vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 2.4% del total de vehículos automotores comercializados en el país y las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 31.5% y el 16.8% respectivamente (11,701 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.2% y el 7.3% cada una.

**Cuadro 6.4.1. Comparativo de vehículos eléctricos, híbridos enchufables, híbridos y vehículos de combustión interna**<sup>13</sup>

Núm.	Tipo de Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía por recorrido de 300 km			Emisiones Generadas
		km/carga	km/l	kWh	l	MJ	kgCO <sub>2</sub> e
<b>Vehículos Eléctricos e Híbridos</b>							
1	Eléctrico	167		46		166	23
2	Híbrido Enchufable	107	28	17	8	326	29
3	Híbrido		27		11	372	29
4	Eléctrico Gama Alta	398		44		157	22
5	Híbrido Enchufable Gama Alta	50	44	24	5	251	25
6	Híbrido Gama Alta		29		10	346	27
<b>Vehículos de Combustión Interna (gasolina)</b>							
1	Combustión Interna		18		17	554	43
2	Combustión Interna Gama Alta		13		24	800	61
<b>Ahorro Energético y Emisiones GEI</b>							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						70%	45%
Vehículo Híbrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						41%	32%
Vehículo Híbrido vs. Vehículo de Combustión Interna						33%	33%
Vehículo Eléctrico Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						80%	64%
Vehículo Híbrido Enchufable Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						69%	60%
Vehículo Híbrido Gama Alta vs. Vehículo de Combustión Interna Gama Alta						57%	57%

<sup>11</sup> Escenario de Transición Energética Soberana (TES) y Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME).

<sup>12</sup> Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y

eléctricos por entidad federativa, noviembre de 2021. INEGI.

<sup>13</sup> Con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CRE y Armadoras de Vehículos.

Algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH se muestran en el Cuadro 6.4.1 para un recorrido de 300 km, los ahorros de energía van de un 33% a un 80% así como una disminución en las emisiones de tCO<sub>2</sub>e generadas que pueden ser del 32% al 64% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta con el Sistema de Transporte Colectivo Metro<sup>14</sup>, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús<sup>15</sup>, el Tren Suburbano<sup>16</sup> en la Ciudad de México. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey<sup>17</sup> y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano<sup>18</sup>.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 590 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo bruto del SEN en 2020.

## Demanda máxima 2020

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 2020, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 43,271 MWh/h, lo que equivale a un decremento de -4.3% respecto a los 45,946 MWh/h de 2019.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN 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 6.4.2 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

<sup>14</sup> STC Metro, 2020.

<sup>15</sup> [www.ste.cdmx.gob.mx](http://www.ste.cdmx.gob.mx)

<sup>16</sup> Suburbano. La vía rápida al bienestar.

<sup>17</sup> Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2020.

<sup>18</sup> SITEUR, 2020.

Cuadro 6.4.2. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y SEN 2020

Sistemas	Demandas Máximas <sup>1/</sup>		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN <sup>2/</sup> MWh/h
SEN <sup>2/</sup>	46,722			
SIN	43,271	-4.3%		
Baja California	3,132	8.5%		2,957
Baja California Sur	513	-4.3%		465
Mulegé	30	2.3%		29
<b>Gerencias de Control Regional</b>				
Central	8,717	-0.4%	7,561	7,561
Oriental	7,461	-5.8%	6,084	6,084
Occidental	9,763	-3.3%	9,001	9,001
Noroeste	5,220	-1.7%	5,220	5,220
Norte	4,976	2.6%	4,835	4,835
Noreste	9,399	-3.2%	8,963	8,963
Peninsular	2,014	-10.3%	1,607	1,607

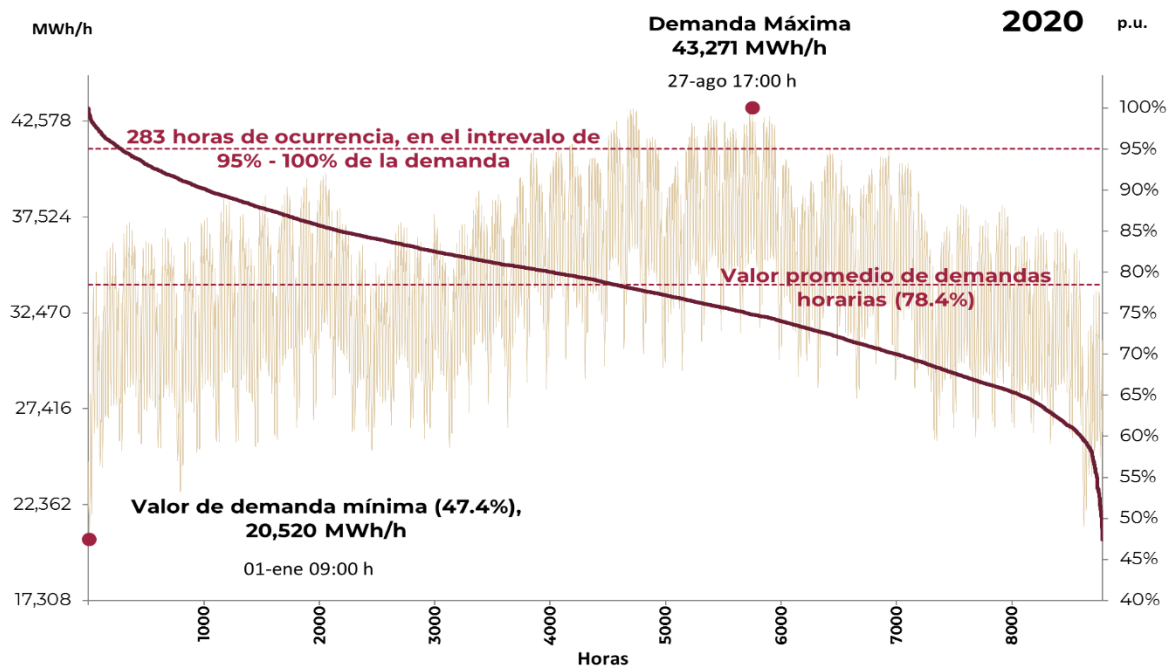
1/ Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.

2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN 2020 son las siguientes: se concentran 283 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 47.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 78.4% —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, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en la Figura 6.4.3 Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

Figura 6.4.3. Curva de carga del SIN 2020



### Generación Distribuida 2020

La generación distribuida (GD)<sup>19</sup> 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<sup>20</sup>, la capacidad instalada se conforma de 79.3% de GD y 20.7% de contratos de pequeña y mediana escala. Del total de contratos reportados el 82.1% representa la GD y el 17.9% es de contratos de pequeña y mediana escala. Los estados con mayor número de contratos son:

Jalisco (31,501), Nuevo León (18,260), Ciudad de México (11,250), Chihuahua (11,246), Michoacán (8,021) y Yucatán (7,513) mismos que concentran el 53.0% 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 en cuatro usuarios del sector residencial, en la zona Mexicali de la GCR Baja California (BCN), a partir del primer sistema de GD instalado al final del mismo año la capacidad instalada se ubicó en 0.003 MW en la misma GCR.

<sup>19</sup> 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

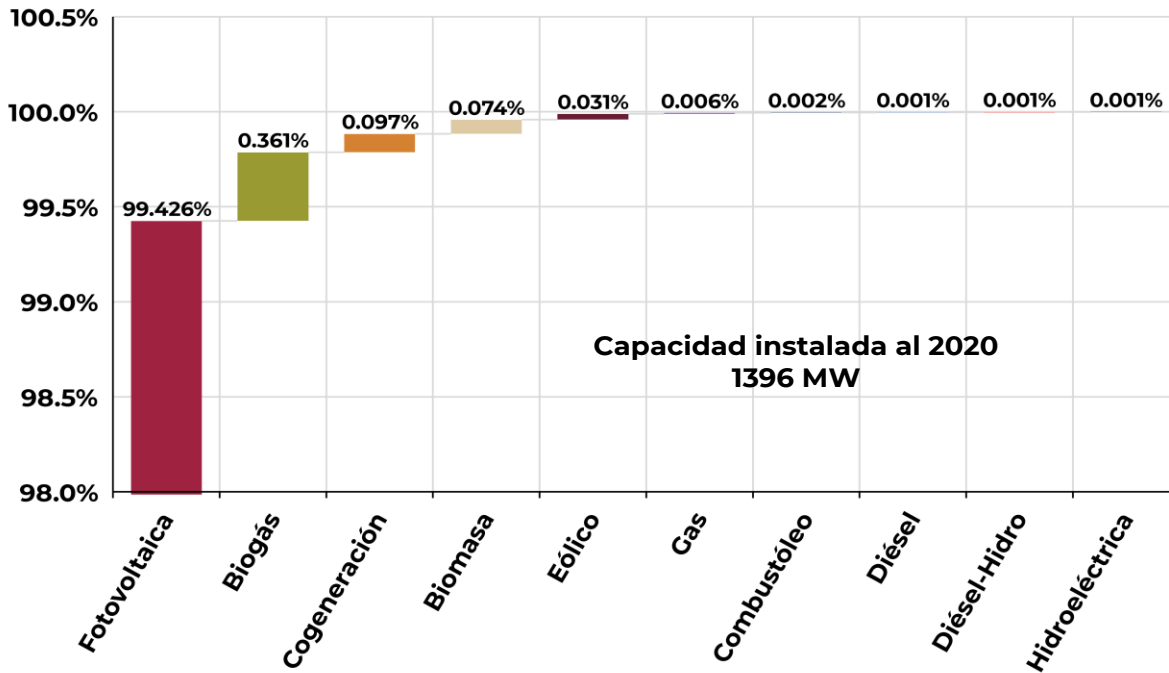
encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.

<sup>20</sup> Evolución de Contratos de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida (noviembre 2020), CRE.



En la Figura 6.4.4 se muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnología de GD a 2020.

Figura 6.4.4. Capacidad instalada acumulada de generación distribuida por tipo de tecnología al 2020



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 radiación solar. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes centrales del SEN — se evitan emitir emisiones de bióxido de carbono equivalente al medio ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas técnicas en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los centros de carga locales.

los cuales se tiene registró de más de 165 mil contratos<sup>21</sup> que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,388 MW en el SEN, como se indica en la Figura 6.4.5.

En 2020 fue instalada una capacidad de 365 MW que generaron 334 GWh de energía eléctrica, en la Figura 6.4.6 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 33.1% y en menor porcentaje se encuentran Baja California y Baja California Sur con 3.5% y 1.6%, respectivamente.

En 2020 el 99.4% de capacidad instalada de GD es de sistemas fotovoltaicos, de

<sup>21</sup> Ibidem

Figura 6.4.5. Evolución capacidad instalada acumulada (MW) de los sistemas fotovoltaicos 2007-2020

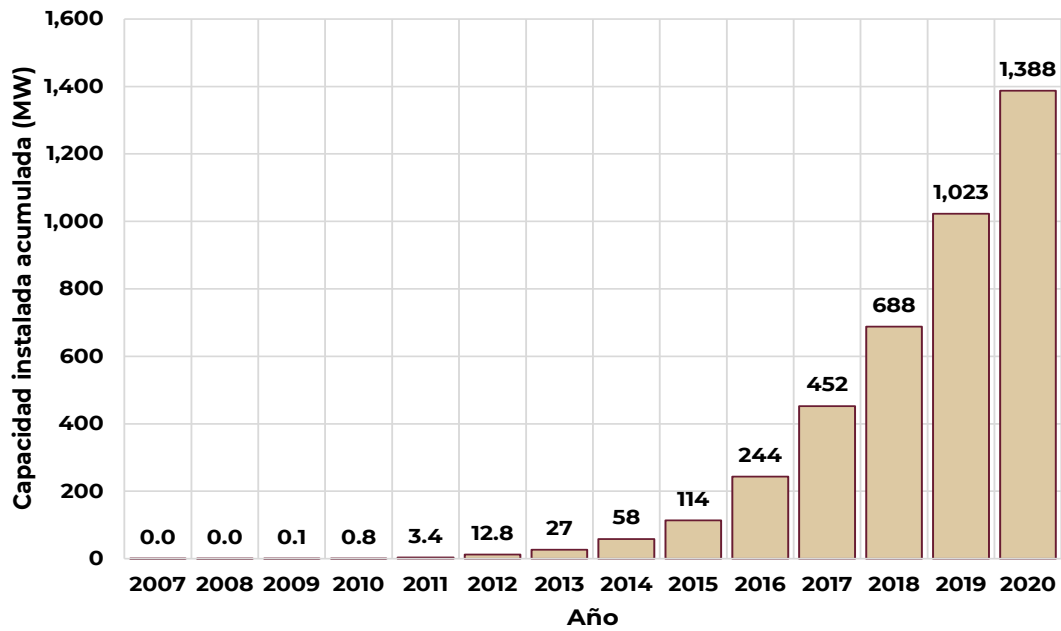
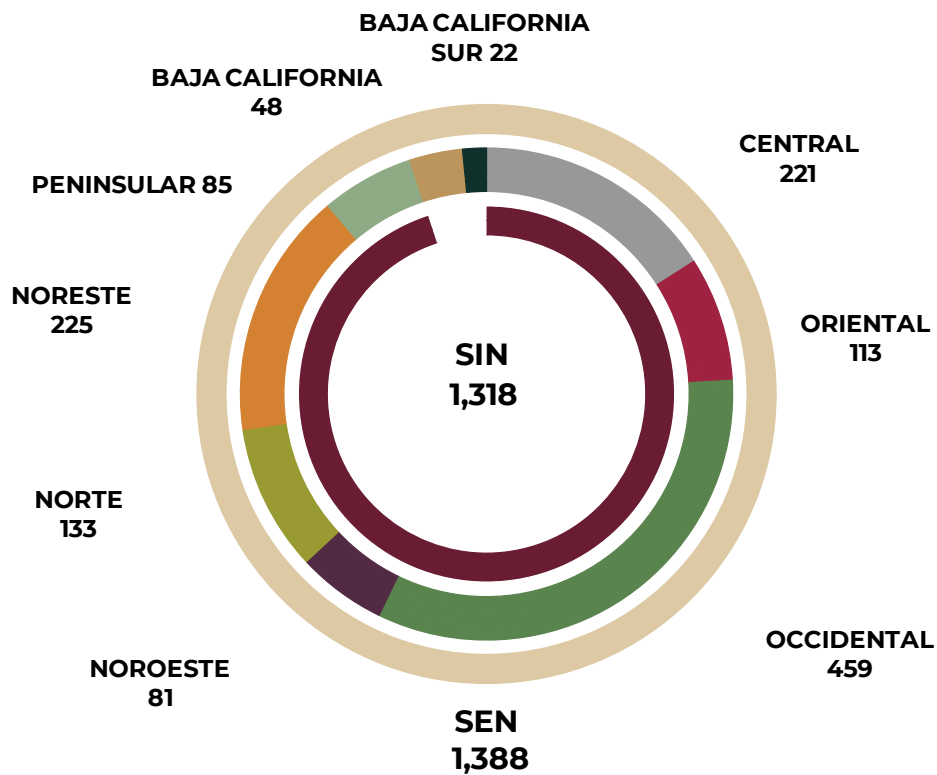


Figura 6.4.6. Generación distribuida fotovoltaica acumulada del SIN y SEN 2020



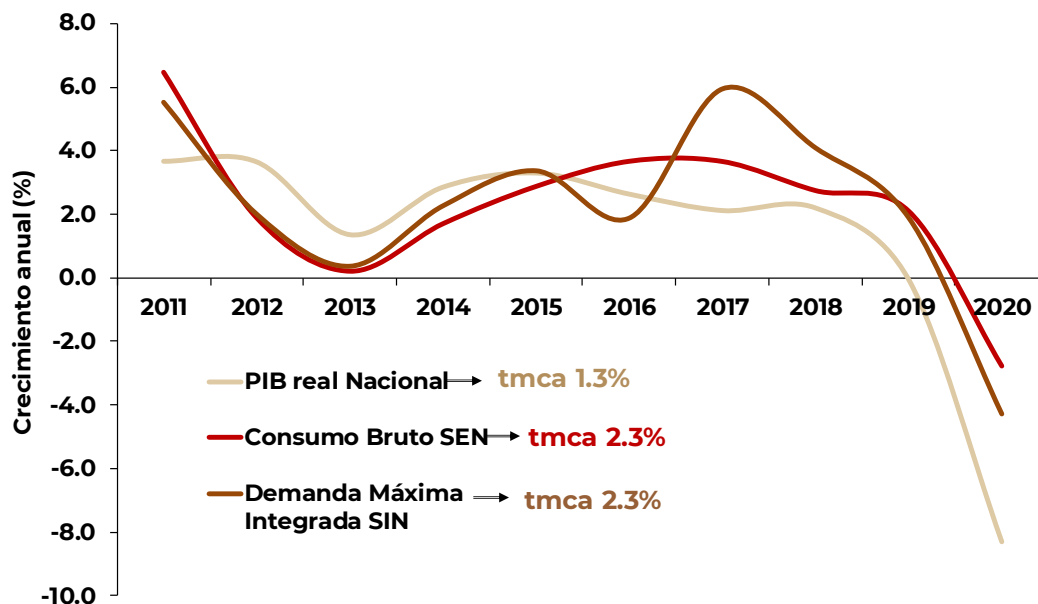
## Entorno Económico 2020

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2020, el tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 21.5 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 4.25%<sup>22</sup>, 300 puntos base menos en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 3.15%<sup>23</sup>, 0.32 puntos porcentuales mayor con respecto al cierre de 2019. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo<sup>24</sup> se vendió en promedio en 35.8 dólares por barril, en comparación con los 55.5 dólares por barril del 2019.

Durante el cuarto trimestre de 2020, la Estimación Oportuna del Producto

Interno Bruto con series originales<sup>25</sup> mostró un retroceso real de 4.5 %, mientras que, en su comparación anual, el PIB oportuno se redujo 8.3% respecto a 2019. Por actividades económicas, las Terciarias cayeron 7.7% y las secundarias 10.0%; en contraste las actividades primarias avanzaron 8.3 por ciento. La industria eléctrica en su consumo bruto registró una caída de 2.8% a diferencia del crecimiento presentado en 2019 de 2.1 por ciento. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 6.5.1 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

Figura 6.5.1. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2011 - 2020



<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

<sup>24</sup> PEMEX. Estadísticas petroleras a diciembre de 2020.

<sup>25</sup> INEGI, Estimación Oportuna del Producto Interno Bruto en México durante el cuarto trimestre de 2020. Comunicado de Prensa NÚM. 97/21. 29-ene-2021

## Demanda global de energía 2020

El sector de la energía ha desempeñado un papel vital en el apoyo a la prestación de servicios de salud, el trabajo a distancia y muchas otras necesidades. Sin embargo, como muchos otros sectores, se ha visto fuertemente afectado por la crisis de COVID-19. La demanda de electricidad se redujo a niveles en días domingo. Las reducciones observadas en los sectores industrial y de servicios fueron compensadas parcialmente por un mayor uso de la electricidad en el sector residencial. Sin embargo, se presentó la mayor caída de la demanda mundial de electricidad en más de 50 años.

Dado que alrededor del 42.0% de la demanda de electricidad final mundial proviene de la industria y el 22.0% proviene del sector comercial y de servicios públicos, la actividad económica y el consumo de electricidad están estrechamente relacionados. El Informe del Mercado Eléctrico de la Agencia Internacional de Energía estima que el PIB mundial en 2020 caerá un 4.4% en comparación con 2019 mientras que, el consumo mundial de

electricidad se encamina a caer un 2.0% en 2020.

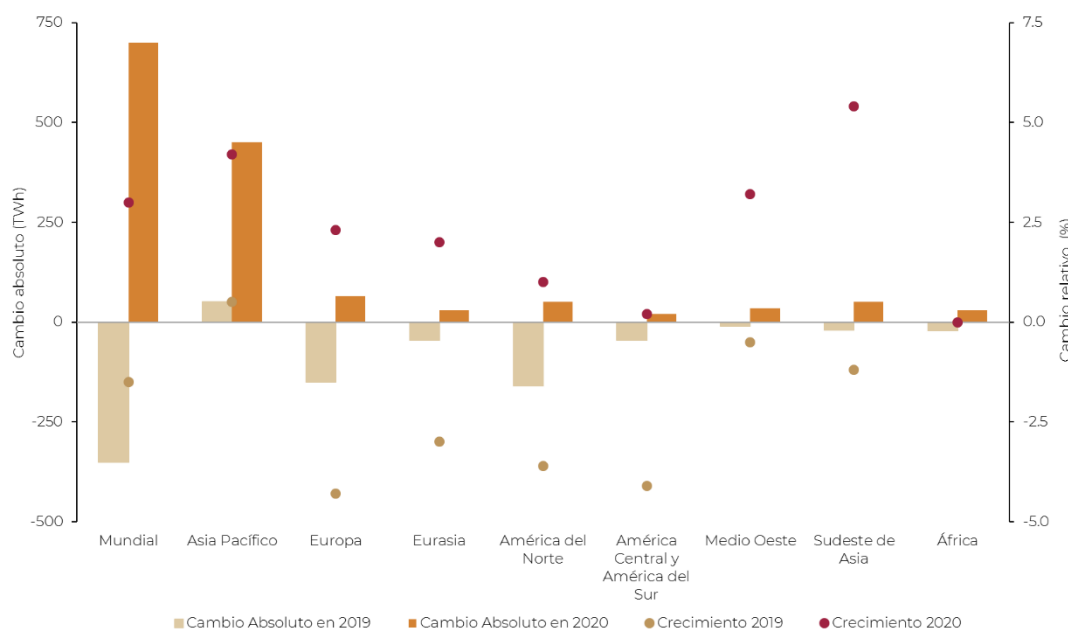
La estructura económica juega un papel importante en la determinación del impacto de la pandemia en la economía y la demanda de electricidad. Los países donde la mayor parte del consumo de electricidad se encuentra en los sectores industrial o residencial se han visto menos afectados mientras que, el sector comercial se ha visto particularmente afectado debido a su menor intensidad energética.

En la Figura 6.6.1 se aprecia que, en 2021, se prevé que la demanda de electricidad crezca un 3.0% (alrededor de 700 TWh), más lento que el crecimiento proyectado del 5.2% del PIB real. En total, esto significa que la demanda global sería más alta que en 2019 y que, la mayor parte del crecimiento se concentre en China e India, donde espera que crezca un 5.2% (350 TWh) y un 3.6% (40 TWh) respectivamente en comparación con 2020. En Estados Unidos solo se espera una ligera recuperación en torno al 1.0%, tras una caída del 3.6% en 2020<sup>26</sup>.

---

<sup>26</sup> Electricity Market Report, International Energy Agency, diciembre, 2020.

Figura 6.6.1. Crecimiento estimado de la demanda de electricidad por región, 2020 y 2021



Los precios de los insumos empleados en la generación tienen diferentes perspectivas. Mientras que la evolución en el precio del carbón se prevé estable, se pronostica que el precio del gas sea más volátil. Esto quedó confirmado con la llegada de un vórtice polar el día 13 de febrero de 2021 que afectó desde la frontera con Canadá hasta el estado de Texas en los Estados Unidos. Estas bajas temperaturas, en conjunción con otros factores, provocaron una volatilidad en el precio del gas natural por más de 5,000.0% según los índices Waha y Houston Ship Channel<sup>27</sup>.

En cuanto a las energías renovables se espera que, después de que las adiciones netas de capacidad renovable alcanzaran un récord de casi 200 GW en 2020, la capacidad total crezca en alrededor de 218 GW en 2021, casi un 10% más que en 2020. El fuerte crecimiento está impulsado por proyectos

retrasados este año que se adelantarán en 2021 y la capacidad recientemente financiada. En total, las energías renovables se acercan a una cuota de mercado global colectiva del 29.0 por ciento.

Está previsto que alrededor de 13 GW de unidades de energía nuclear comiencen a funcionar en 2021. Para ese mismo año, se espera que la capacidad global de generación de carbón alcance hasta 2,140 GW impulsada principalmente por 30 GW de nueva capacidad esperada en China. También se prevé que la capacidad de planta de energía a base de gas natural aumente en poco más de 30 GW en 2021.

Aunque se espera que el crecimiento absoluto de la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono supere el crecimiento basado en combustibles fósiles en 2021, las

<sup>27</sup> Boletín de prensa CFE-BP-24/21vf, 15 de febrero de 2021.

emisiones globales podrían aumentar nuevamente. Después de la reducción de emisiones de aproximadamente un 5.0% en 2020 en comparación con el año anterior, se prevé que las emisiones aumenten alrededor de un 2.0% en comparación con 2020<sup>28</sup>.

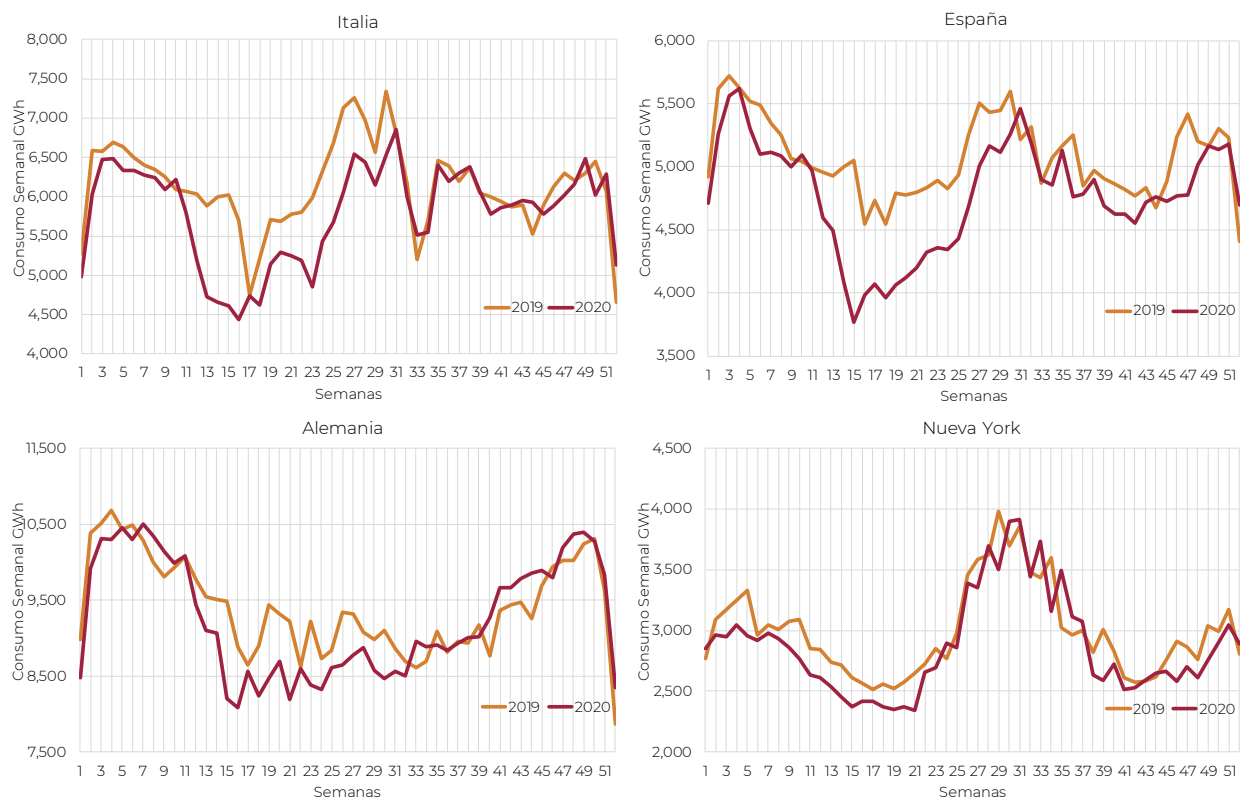
### Efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica 2020

Debido a la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, los gobiernos en el mundo han implementado medidas significativas para evitar la expansión de la pandemia. Estas medidas impactan fuertemente

en el sector de energía, ya que la disminución de las actividades comerciales y la desaceleración del aparato industrial ejercen una fuerte influencia en la magnitud de la demanda de energía eléctrica esperada.

Durante 2020, países como Italia, España y Alemania registraron una reducción de su consumo eléctrico acumulado de 5.5%, 5.9% y 1.7%, respectivamente, con respecto al año 2019. También, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó una disminución en su consumo del 3.8%<sup>29</sup> como se muestra en la Figura 6.7.1.

Figura 6.7.1. Panorama internacional: afectación por contingencia sanitaria al consumo (GWh) semanal



En el caso particular de México, en la Figura 6.7.2 se observa el impacto del

COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A partir del 30

<sup>28</sup> Electricity Market Report, International Energy Agency, diciembre, 2020.

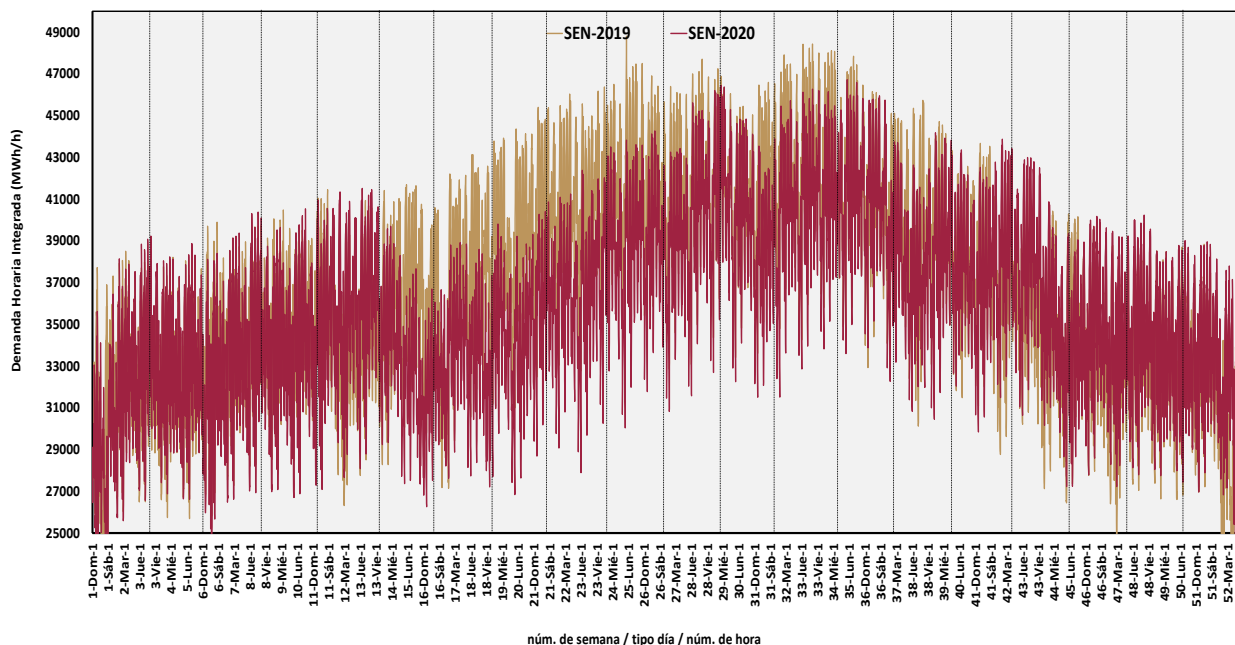
<sup>29</sup> Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España, Alemania y EUA – Nueva York, febrero, 2021.

de marzo de 2020 (semana 14), fecha en que se ordenó la suspensión inmediata de las actividades no esenciales con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2<sup>30</sup>, se observa una caída significativa en el pico de demanda con respecto a 2019. Incluso se registraron demandas máximas en días hábiles menores a la demanda máxima de un fin de semana del año anterior y en algunos casos la variación entre la demanda máxima de un día hábil y un fin de semana en los

días de contingencia es mínima a diferencia del patrón habitual registrado en años anteriores.

Debido al confinamiento, las restricciones a la movilidad y la disminución en las actividades económicas, este fenómeno se prolongó hasta los primeros 10 días del mes de octubre de 2020. En la semana 42 ya se observa una recuperación en la demanda que la vuelve superior a los niveles registrados el año anterior.

Figura 6.7.2. Comparativo del perfil horario de demanda del SEN por impacto del COVID-19, 2019 vs 2020



Los efectos en la demanda y consumo de energía eléctrica de la pandemia del COVID-19 se experimentaron de diferente manera entre los sectores de consumo que integran al SEN. Por ejemplo, en el caso del Sector Residencial se registró un consumo en el periodo de enero – diciembre de 2020 de 68,977 GWh, mientras que, en el mismo periodo de 2019 fue de 64,671

GWh<sup>31</sup>, lo que representa un crecimiento anual de 6.7 por ciento. El motivo: una parte de la población ocupada se encuentra laborando bajo la modalidad de “teletrabajo” o “trabajo en casa” y las labores educativas se llevan a cabo a distancia desde los hogares.

Por otra parte, durante 2020, el consumo de electricidad destinado al

<sup>30</sup> ACUERDO por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria

generada por el virus SARS-CoV2, Diario Oficial de la Federación, 31 de marzo de 2020.

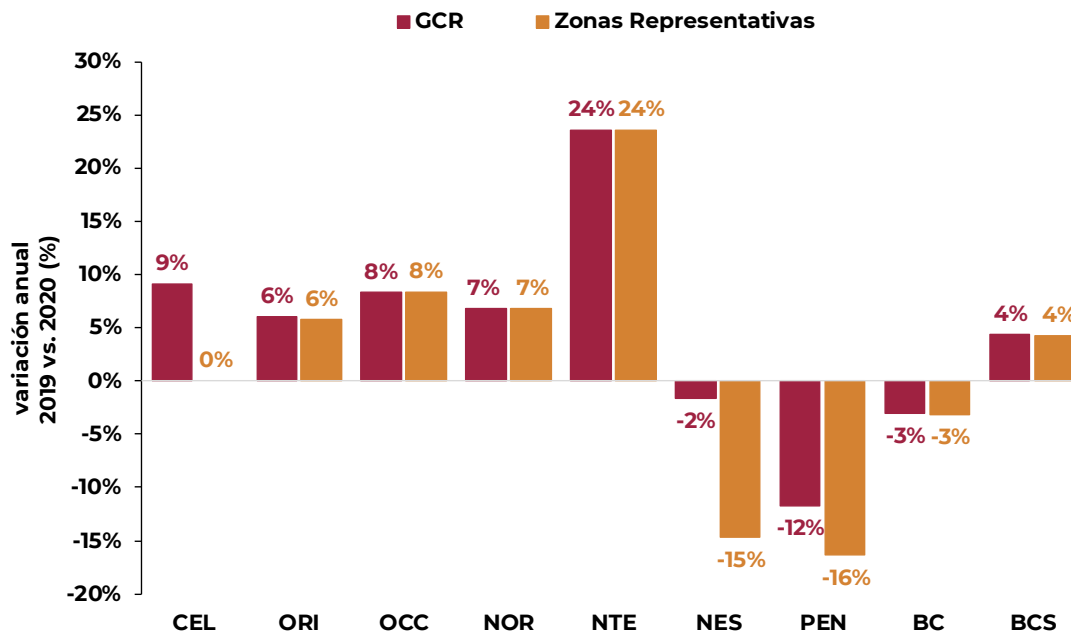
<sup>31</sup> Fuente: Total de ventas CFE, diciembre, 2019 y 2020.

riego agrícola fue uno de los sectores de consumo que creció de manera importante a raíz de la pandemia. En la Figura 6.7.3 se presenta agrupado por GCR y zonas más representativas, el crecimiento o decremento en el consumo de electricidad para el riego agrícola durante el periodo enero-diciembre 2019 vs. 2020. Sólo las GCR Noreste, Peninsular y Baja California presentaron disminuciones en la tasa de crecimiento con respecto a 2019, mientras que, en el resto, se observaron tasas positivas de crecimiento en

relación con el año anterior. El caso más notable se presentó en la CGR Norte donde el crecimiento fue de 24.0%. A nivel nacional, el crecimiento del consumo de electricidad en el Sector Agrícola fue de 12.5 por ciento.

Se estima que, para el año 2021, el consumo de electricidad para el riego agrícola se incremente debido al propio ciclo de riego, sin embargo, el ritmo de crecimiento podría ser menor al logrado durante 2020.

Figura 6.7.3. Desempeño del consumo de electricidad del Sector Agrícola (riego), 2019 vs 2020

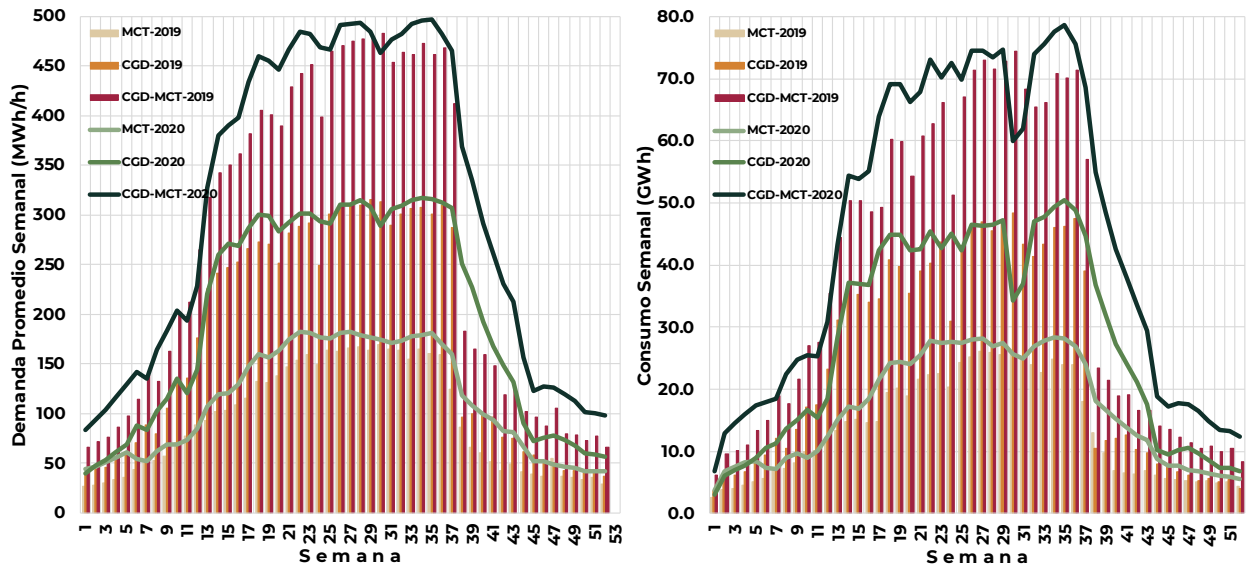




Dentro del SEN, la GCR Norte es la que presenta una mayor participación en el consumo del Sector Agrícola con respecto a las demás Gerencias. Las zonas agrícolas Casas Grandes y Moctezuma destacan por su contribución en el ramo. En la Figura

6.7.4 se observa el crecimiento gradual de la demanda y el consumo durante 2019 y 2020, presentando un incremento de 2.9% y 16.6%, respectivamente, en comparación al año anterior.

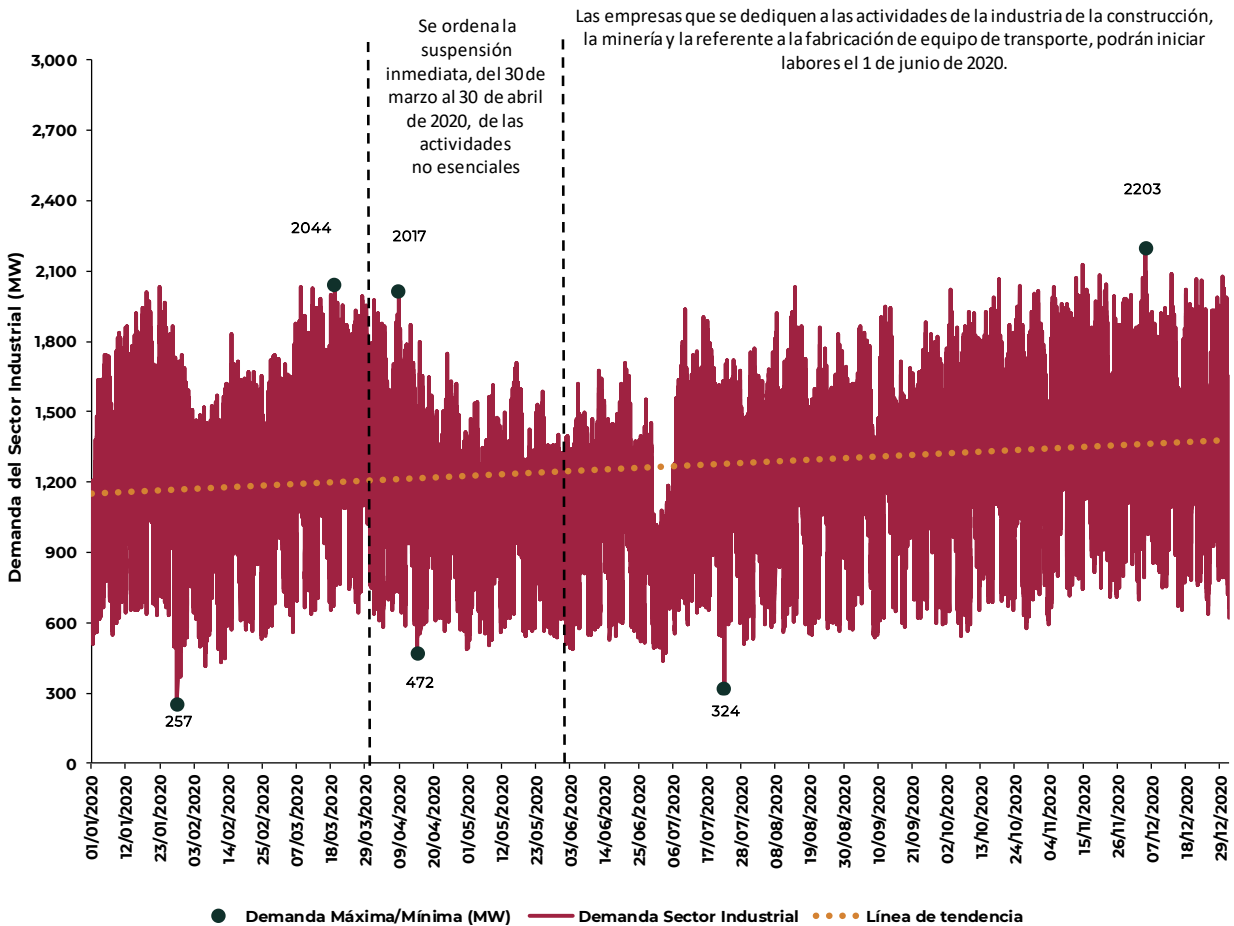
Figura 6.7.4. Desempeño del Sector Agrícola (riego) GCR Norte, 2019 vs 2020



Si bien el comportamiento de demanda y consumo del Sector Industrial en México se caracteriza por presentar un patrón estable en el transcurso del año, el COVID-19 produjo una desaceleración en su crecimiento, a partir de que la OMS declara al COVID-19 como una pandemia y simultáneamente con la aplicación de las primeras medidas preventivas aplicadas por el Gobierno de México. La demanda máxima registrada en el periodo previo al inicio de las acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, fue de 2,044 MW, pero, a medida que evolucionó la pandemia, la demanda máxima paulatinamente

presentó un descenso hasta los 2,017 MW. Posterior a que se publicó el decreto para la reapertura de las empresas que se dedican a las actividades de la industria de la construcción, la minería y la referente a la fabricación de equipo de transporte a partir del 1 de junio, la demanda comenzó a mostrar una recuperación hasta alcanzar una demanda máxima anual de 2,203 MW. En la Figura 6.7.5 se puede observar con más detalle el efecto del COVID-19 en la demanda de las principales compañías siderúrgicas del país, ubicadas en las GCR Central, Oriental, Occidental, Norte y Noreste.

Figura 6.7.5. Desempeño del Sector Industrial del SEN, enero-diciembre 2020



Otros de los sectores que se vio directamente impactado 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 6.7.6 se presenta un análisis del comportamiento de la demanda durante 2020 en las zonas turísticas más representativas del país como lo son: Acapulco, Cancún, Riviera Maya y Los Cabos.

Para el caso de Acapulco, se observa que las demandas máximas se presentaron durante los primeros días del año 2020 (331 MWh/h). Posteriormente, hubo un

repunte en el mes de marzo, previo a la entrada en vigor de las restricciones a la movilidad. Con la aplicación de las medidas de confinamiento, la demanda presenta una caída durante los meses de abril, mayo y junio. En julio, se observa nuevamente una recuperación, posiblemente debido a las vacaciones de verano. A partir de agosto de 2020, la demanda vuelve a caer para ya no recuperar los niveles alcanzado en el mes de julio.

En Cancún, durante el año 2020, se observa mucha irregularidad en la demanda. Los primeros meses del año, la demanda de energía eléctrica presenta picos superiores a los 400.0

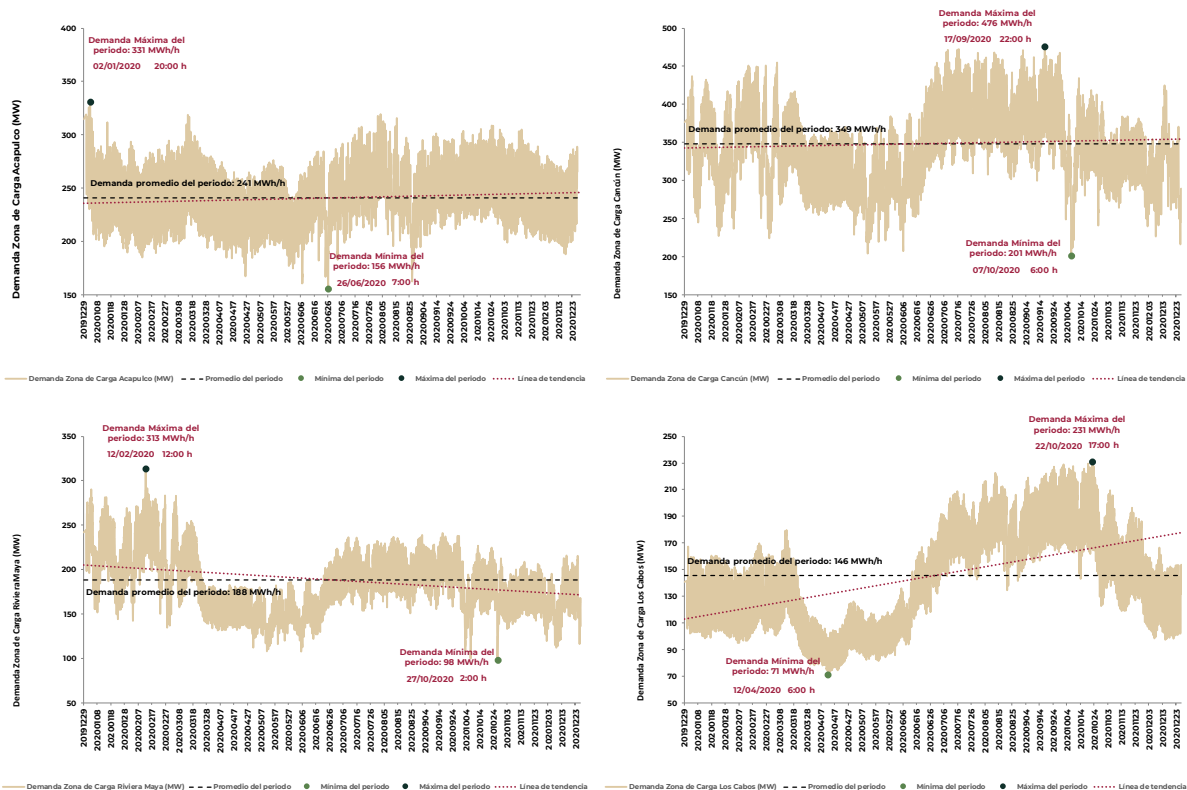
MWh/h, pero de igual forma que Acapulco, a partir de finales del mes de marzo, se observa una caída brusca. De julio a septiembre la demanda se mantiene relativamente estable, alcanzando su nivel máximo del año el día 17 de septiembre con 476 MWh/h. En los meses posteriores vuelve a caer.

La Riviera Maya presentó un perfil de demanda similar al de Cancún, con la diferencia de que, las demandas máximas ocurrieron en los meses previos a la contingencia sanitaria y a partir de entonces, nunca fueron superadas. La demanda máxima se alcanzó el día 2 de febrero con 313 MWh/h. Al igual que Cancún, tiene una caída abrupta durante la primera ola de

contagios, se recupera un poco de julio a septiembre y vuelve a caer en los últimos meses del año.

Los Cabos mostró un perfil diferente. A diferencia de las demás zonas turísticas que presentaron una tendencia positiva casi plana o incluso, negativa, fue la única con una tendencia positiva más inclinada. A pesar de la caída que se observa en el periodo de abril a junio, a partir de julio comienza una recuperación que, incluso, supera los niveles de la demanda previos al inicio de la contingencia sanitaria. Es así como la demanda máxima se registra el día 22 de octubre con 231 MWh/h. A partir de esa fecha, la demanda vuelve a caer a niveles similares a los de inicio de año.

Figura 6.7.6. Desempeño de la demanda (MW) de las zonas turísticas más representativas del país, 2020

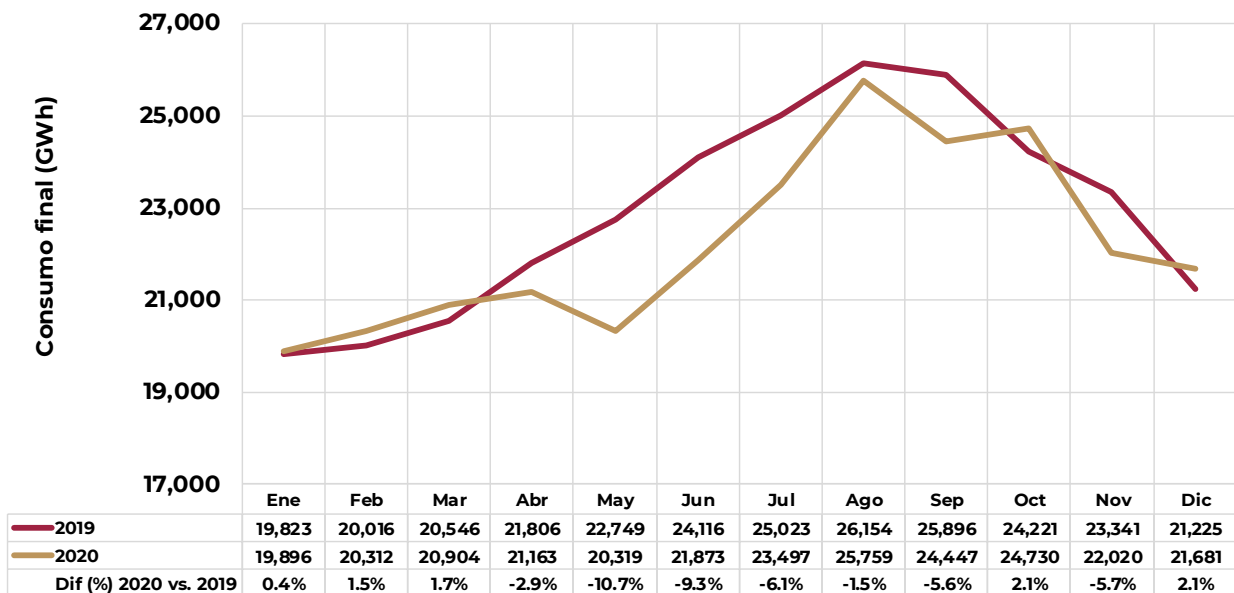


## Efectos en el consumo final

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<sup>2</sup>R 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 6.7.7 se observa que durante el primer trimestre de 2020 se tuvo un crecimiento promedio del consumo final de 0.8%, sin embargo, como consecuencia de la pandemia en el segundo trimestre se registró una reducción de -8.1% dando como resultado una disminución acumulada durante 2020 de -3.0% en comparación con el año previo<sup>32</sup>. Para el mes de diciembre de 2020 se observa una mejoría del consumo final teniendo un crecimiento de 2.1 por ciento.

Figura 6.7.7. Consumo final de energía eléctrica del SEN 2020 vs. 2019



A partir de abril de 2020 se puede percibir de forma más clara la influencia del confinamiento en el comportamiento del consumo final por sectores de consumo del SEN. El sector Residencial presentó un incremento promedio del 10.6% durante el segundo

trimestre de 2020 frente al mismo periodo de 2019, como resultado de las medidas de contingencia sanitaria como “Quédate en Casa”, así como por el teletrabajo realizado por parte de la población mexicana, mientras que para el mismo periodo los sectores de la Gran

<sup>32</sup> La evolución del consumo de abril en los diferentes sectores se obtuvo con información preliminar en proceso de validación por la CFE.

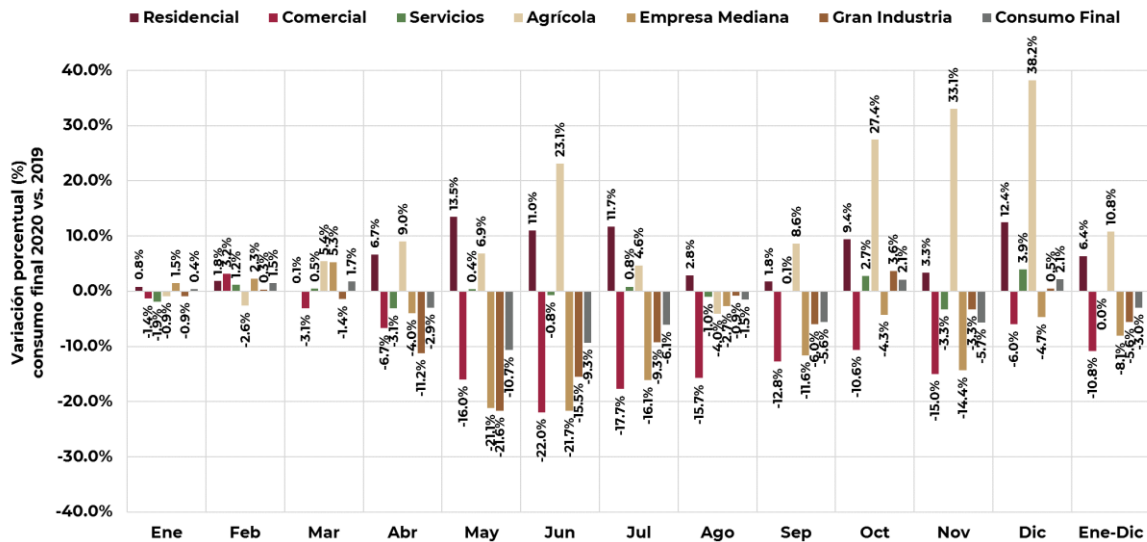
Industria, Empresa Mediana, Comercial y Servicios tuvieron una reducción promedio en su consumo final de -16.1%, -15.8 -15.2.6% y -1.2%, respectivamente. Lo anterior como consecuencia de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV-2. La suspensión temporal de toda actividad laboral no esencial en los sectores público, privado y social fue de alcance nacional.

Para el mes de diciembre de 2020 los sectores Agrícola, Residencial, Servicios, Empresa Mediana y Gran Industria presentaron crecimientos respecto al mismo mes de 2019. Durante el 2020 el sector que tuvo el mayor crecimiento en el consumo final fue el sector Agrícola con 10.8%, seguido del sector

Residencial con 6.4 por ciento. En contraste el sector Comercial y la Empresa mediana fueron los sectores más afectados con caídas en el consumo de -10.8% y -8.1%, respectivamente.

En la Figura 6.7.8 se muestran las variaciones mensuales en el consumo final por sector para el periodo de estudio, cabe resaltar que en los meses de mayo y junio se dieron los decrementos más grandes en especial en los sectores de Gran Industria, Empresa Mediana y Comercial con -21.6%, -21.1%, y -22.0 por ciento. Por su parte el sector Servicios redujo su crecimiento a -10.7% durante el mes de mayo, mientras que para junio lo hizo en -9.3 por ciento.

Figura 6.7.8. Variación porcentual mensual del consumo final por sector del SEN enero-diciembre 2019 vs. 2020



## Impacto económico

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.

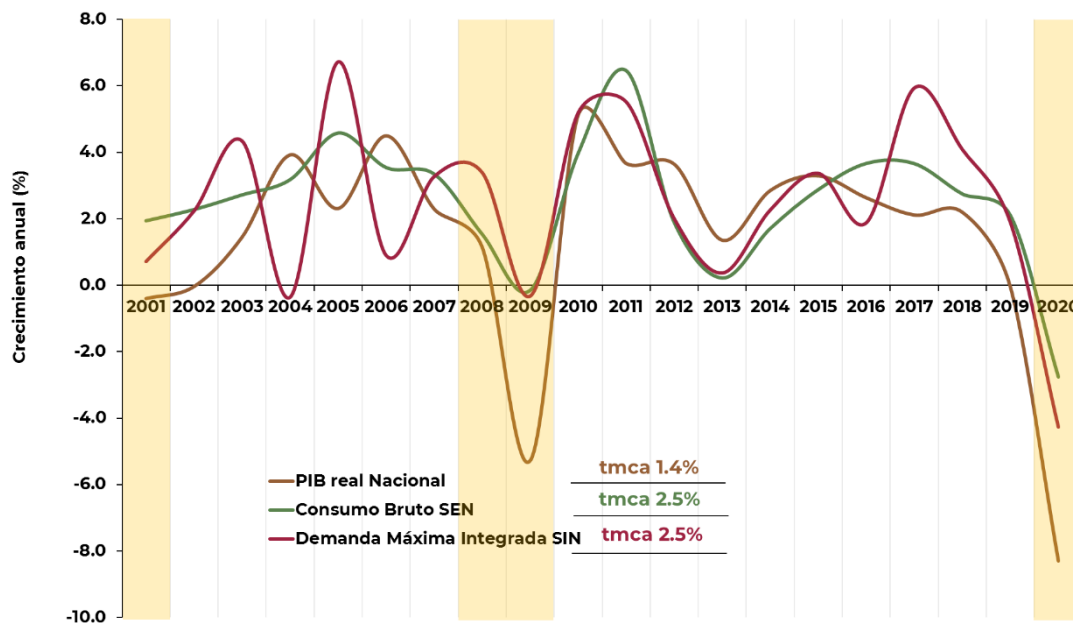
En 2001, México resintió los efectos de la desaceleración económica global, las exportaciones, la producción y el empleo se contrajeron, afectando las tasas de crecimiento del PIB, Consumo y Demanda que fueron de -0.3%, 1.9% y 0.7%, respectivamente.

En 2008 y 2009 se presentó la crisis inmobiliaria, ocasionada por la desaceleración de Estados Unidos, 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 6.7.9.

Figura 6.7.9. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, Consumo Bruto SEN y Demanda Máxima SIN 2001 — 2020



Con base en los comportamientos registrados en las dos anteriores crisis, 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 estos efectos.

Sector Turismo: De acuerdo con la Encuestas de Viajeros Internacionales del INEGI, en 2020 se tuvieron 51.2 millones de visitantes, lo que representa una disminución de -47.5% respecto al 2019. Esto se tradujo en que la captación

de recursos por el turismo pasara de 24,573 millones de dólares en 2019 a poco más de 11,024 millones de dólares en 2020, lo que significa 55.1% menos ingresos por turismo.

Sólo entre los turistas internacionales, las llegadas cayeron 46.0% y entre aquellos que llegan vía aérea y que suponen un mayor monto de divisas la merma alcanzó 57.4 por ciento. De igual forma los turistas fronterizos disminuyeron en 43.7 por ciento.

La menor llegada de turistas internacionales, sobre todo de aquellos que llegan vía aérea, determinó la caída en el ingreso de esta actividad; su gasto representó 91.0% de toda la captación de recursos por turismo en 2019 y en 2020 descendió a 89.7 por ciento.

De acuerdo con la encuesta que realiza el organismo, abril fue el mes con la mayor caída de visitantes con -72.4%, es decir 5.8 millones de viajeros menos que en el mismo mes de 2019, lo que representó una pérdida en los ingresos de 93.7 por ciento.

Los indicadores de la actividad Turística representan la variación porcentual trimestral del Producto Interno Bruto y el Consumo Turístico Interior, los cuales durante el tercer trimestre de 2020 presentaron variaciones anuales de -34.1 para el Indicador Trimestral del PIB Turístico (ITPIBT) y -35.9% para el Indicador Trimestral del Consumo Turístico Interior (ITCTI). En su comparación con el trimestre inmediato anterior el ITPIBT presentó un aumento real de 23.5%, mientras que el ITCTI creció 28.0 por ciento.

Aun cuando 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 Secretaría de Turismo informó las expectativas de los principales indicadores de la industria turística para el 2021, las cuales consideran el probable impacto que se tenga por las medidas implementadas por el gobierno de Estados Unidos. Se planearon 3 escenarios (Optimista, Conservador y Pesimista) en donde la mejor estima la llegada de 33.1 millones de turistas internacionales, con una derrama económica de 16 mil millones de dólares, lo que equivale a un alza de 41.8 por ciento.

El titular de SECTUR precisó que debido a la emergencia sanitaria provocada por la pandemia del coronavirus, el gobierno de Estados Unidos ha tomado diversas medidas sanitarias, siendo las más recientes que a partir del próximo 21 de enero entrará en vigor la incorporación de una prueba negativa de Covid-19 para quienes ingresen a su país en avión; a lo que se añade un acuerdo de restricción fronteriza que vencía el próximo 21 de enero y recientemente fue ampliado al 2 de febrero de 2021, por lo menos.

Con este contexto, se plantea que la llegada de turistas provenientes de Estados Unidos vía aérea alcanzará los 5.6 millones, esto es un aumento de 8.4% con respecto a 2020, sin considerar un alto impacto de las alertas de EE. UU.; en tanto que, si hay repercusión de las medidas adoptadas, la llegada sería de 5.5 millones de turistas estadounidenses



en avión, con un incremento de 6.1% en comparación con el año pasado<sup>33</sup>.

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<sup>34</sup>.

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 4.1% sin considerar el petróleo. Las expectativas empresariales de diciembre de 2020 del sector Manufacturero<sup>35</sup> en su comparación mensual, presentaron un aumento de 0.6 puntos. Por indicador, las exportaciones fueron superiores en 3.5 puntos, la demanda nacional de los productos de la empresa en 0.3 y los precios de los insumos en 0.4 puntos con relación a las de noviembre de 2020.

En el mes de abril se presentaron las expectativas más bajas siendo de -9.8 puntos de forma mensual y -12.3 puntos de forma anual. Los indicadores más afectados fueron la producción, la

utilización de planta, la demanda nacional de los productos de la empresa y las exportaciones. De forma anual en el mes de diciembre el indicador agregado de las expectativas empresariales del sector manufacturero se elevó 1.1 puntos respecto al mismo mes del año anterior, después de disminuir 0.6% anual en el mes previo. A su interior el componente de demanda nacional de los productos de la empresa fue el que presentó el mayor crecimiento con 3.8 puntos, ubicándolo en el cuarto mes al alza de forma consecutiva.

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 -1.7% de forma anual durante 2019 y -10.0% en 2020. Durante el segundo trimestre de 2020 se presentaron las mayores caídas del indicador de actividad industrial siendo de -29.6 (abril), -30.4 (mayo) y -16.4% en junio de con respecto a los mismos meses del año anterior. El mes de diciembre se presentó una disminución de -2.1% siendo el vigésimo primero descenso anual de forma consecutiva. Por componente y de forma anual la Minería disminuyó -1.1%, la Construcción cayó -17.2% y las Industrias Manufactureras en -10.0%, mientras que la Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos

<sup>33</sup> Secretaría de Turismo. Comunicado de prensa 18 de enero de 2021. Expectativas de la industria turística para 2021, considerando las medidas implementadas por el gobierno de EU.

<sup>34</sup> 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.

<sup>35</sup> 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.

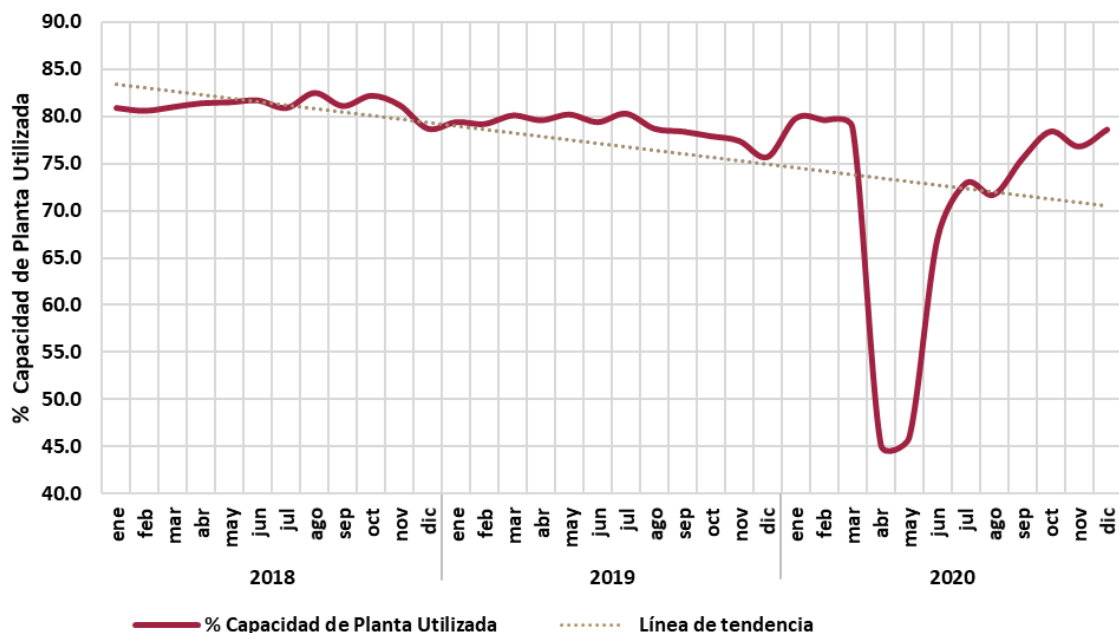


al consumidor final retrocedió -5.3 por ciento.

Por subsectores los más afectados durante 2020 fueron: Fabricación de productos de cuero y piel (-30.6%), seguido de la Fabricación de prendas de vestir (-28.1), así como los Servicios relacionados con la minería (-21.6%). Por otro lado, los subsectores que a pesar de la pandemia tuvieron incrementos anuales fueron: la Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón (22.3%), la Industria de las bebidas y del tabaco (9.4%) y la

Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (4.5%). 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 utilizada de las industrias manufactureras, donde los meses de abril y mayo la capacidad utilizada está por debajo del 50 por ciento. En la Figura 6.7.10 se puede observar a mayor detalle el comportamiento mensual de este indicador del periodo 2018-2020.

Figura 6.7.10. Porcentaje de la capacidad de planta utilizada de la industria manufacturera, 2018-2020



La inversión fija bruta (IFB)<sup>36</sup> total disminuyó -12.1% en el mes de noviembre. De forma acumulada la inversión decreció -18.8% entre los meses de enero y noviembre de 2020. Por componente, la inversión en maquinaria y equipo cayó -14.8%, de la cual la inversión nacional descendió -

19.6% y la importada -11.4 por ciento. Abril y mayo fueron los meses con la mayor disminución en IFB al caer -37.7% y -39.6% en comparación con los mismos meses del 2019.

El PIB de las industrias manufactureras en los primeros 9 meses del 2020

<sup>36</sup> Parte del nuevo valor agregado bruto en la economía que se invierte, en lugar de ser consumido.

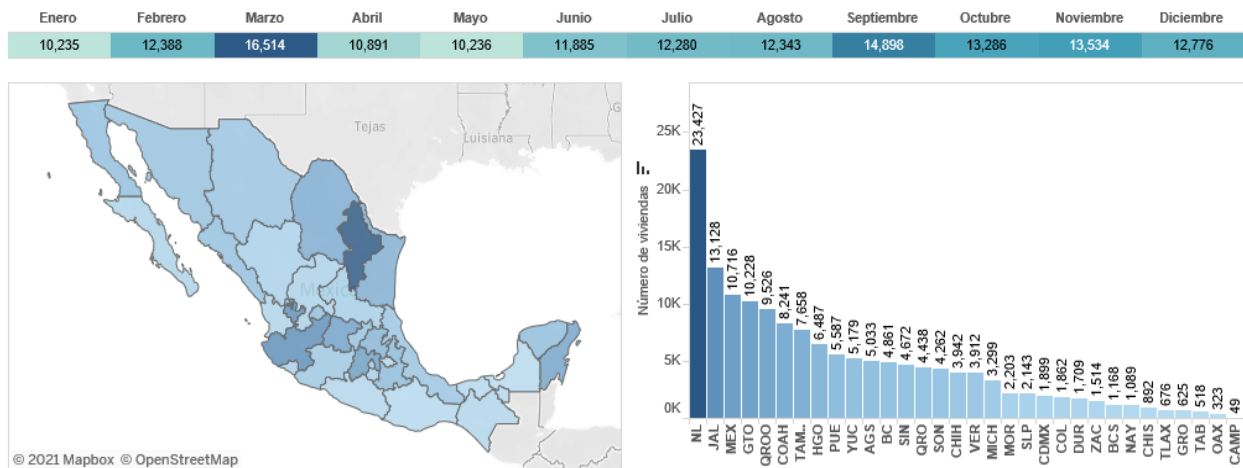
disminuyó -13.1%, en comparación con los mismos meses del 2019. De acuerdo con la Estimación Oportuna del PIB para el cuarto trimestre de 2020, se pronostica que las actividades secundarias disminuyan -3.3% y de forma anual -10.0%. Se espera que el sector de manufacturas continúe recobrándose conforme lo hace la producción industrial de EE. UU., apoyado por el marco de certidumbre que provee el T-MEC

**Sector Construcción:** El gasto de inversión en construcción registró un crecimiento en términos reales de 5.0% durante noviembre de 2020 respecto al mes inmediato interior, sin embargo, mantuvo su trayectoria a la baja con una caída de anual de -9.9 por ciento. A su

interior, persistió la contracción de la no residencial (-2.0%) y la debilidad de la residencial (-18.1%). De forma acomunada entre los meses de enero y noviembre de 2020 la IFB disminuyó -17.7 por ciento.

De acuerdo con el Registro Único de Vivienda durante 2020 la producción de viviendas disminuyó -16.7% en comparación con el 2019. En el segundo trimestre de 2020 se produjo 33,012 viviendas, es decir, -25.2% menos que el mismo trimestre de 2019 (44,125)<sup>37</sup>. Durante diciembre de 2020 la producción de viviendas fue de 12,776, lo que equivale a un descenso de -20.6% en comparación con diciembre de 2019 como se muestra en la Figura 6.7.11.

**Figura 6.7.11. Producción de viviendas durante 2020**



El PIB del sector de la construcción presentó un descenso durante los primeros 9 meses del 2020 de -19.6% en comparación con el mismo periodo del 2019. A su interior, el subsector de la Construcción de obras de ingeniería civil resultó ser el más afectado con una caída de -26.4 por ciento. Por su parte la

Edificación y los Trabajos especializados para la construcción retrocedieron -19.1% y -14.0%, respectivamente.

De acuerdo con la Encuesta Nacional de Empresas Constructoras (ENEC)

<sup>37</sup> Registro Único de Vivienda, Información estratégica / cifras básicas RUV, febrero 2021.

publicada por el INEGI<sup>38</sup>, durante el penúltimo mes de 2020 el valor de la producción generado por las empresas constructoras mostró una reducción de -23.9% con cifras originales respecto a igual mes de un año anterior. En su comparación acumulada (enero-noviembre), el valor real de la producción registró una variación de -24.9%, el personal ocupado total de -17.5% y las horas trabajadas retrocedieron -18.9%, mientras que las remuneraciones medias reales aumentaron 1.8 por ciento.

Las estimaciones para el sector de la Construcción es que este se dinamice a medida que los proyectos suspendidos retomen su ritmo de desarrollo. El presidente de la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC) prevé que en 2021 el PIB de la Construcción pueda crecer el 3.0% ayudado por las inversiones.

Sector Servicios: este sector representa el 65% de la economía mexicana, y será el sector que más sufra por la crisis ocasionada por el COVID-19. La SHCP en el documento Pre-Criterios 2021 señaló que los servicios que se verán afectados de manera más inmediata y persistente serán los servicios de alojamiento, esparcimiento, comercio, restaurantes y transportes. Principalmente en aquellas regiones mayormente dependientes del turismo local y foráneo. Los ingresos del sector de servicios no financieros cayeron -29.6% abril y -29.9% en mayo, no habiéndose visto una caída de esta magnitud, desde 2009, cuando se

hundieron -12.2%, de acuerdo con el INEGI. Las cifras del PIB<sup>39</sup> de los servicios para el segundo trimestre de 2020 muestran con una caída de -16.2% y de -8.5% de forma acumulada respecto al mismo periodo del año 2019. El personal ocupado en Servicios no financieros cayó en -9.7% en el mes de mayo y en especial en los servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas con una contracción del -19.9%, seguido del personal de los servicios de esparcimiento con una disminución de -10.5 por ciento. Los únicos servicios en aumentar su personal ocupado fueron los de servicio inmobiliarios y de alquiler con un crecimiento de 1.7 por ciento.

### Comercio Exterior

De acuerdo con el INEGI, las exportaciones de México por entidad federativa<sup>40</sup> en 2019 fueron de 414 mil 941 millones de dólares. La cifra es superior en 4.0% a la de 2018.

Para el primer trimestre de 2020, las exportaciones ascendieron a 97 mil 348 millones de dólares, solo 0.9% superior al mismo trimestre de 2019. Los estragos de la pandemia se vieron reflejados en las exportaciones durante el segundo trimestre de 2020, pues estas se redujeron en -40.0 por ciento. En cuanto al tercer trimestre, las exportaciones disminuyeron -5.6% en su variación anual, sin embargo, presentaron un incremento de 54.6% en comparación con el trimestre anterior de 2020.

<sup>38</sup> INEGI, Comunicado de prensa Núm. 22/21. Indicadores de Empresas Constructoras durante noviembre de 2020. Publicado el 25 de enero de 2021

<sup>39</sup> INEGI, Producto Interno Bruto de México durante el segundo trimestre del 2020. Comunicado de Prensa No. 407/20

<sup>40</sup> Las exportaciones totales corresponden a la sumatoria del sector 211 Extracción de petróleo y gas y

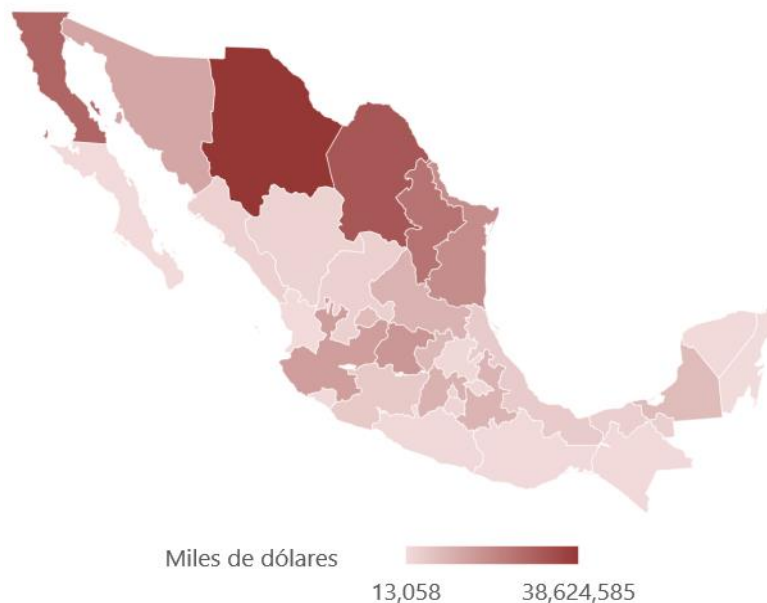
212 Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas, y del 31-33 Industria manufactureras. La información del sector 11 Agricultura, cría y explotación de animales, aprovechamiento forestal, pesca y caza se considera a partir del año 2018.

De forma acumulada, durante los primeros nueve meses del 2020, la disminución fue de -15.5% en relación con el mismo periodo de 2019.

De enero a septiembre de 2020, el 77.5% de las exportaciones fueron generadas por 10 estados de la república:

Chihuahua con el 14.8% del total, Coahuila con 11.9%, Baja California con 10.6%, Nuevo León con 9.3%, Tamaulipas con 7.1%, Guanajuato con 6.2%, Jalisco con 5.5%, Sonora con 4.8%, el Estado de México con 3.8%, y San Luis Potosí con 3.6 por ciento.

Figura 6.7.12. Exportaciones por entidad federativa, enero-septiembre 2020



Por subsector de la economía, la Fabricación de equipo de transporte representa el 36.8% del total de las exportaciones. Resalta la contribución que han tenido los estados de Coahuila, Guanajuato, Nuevo León, Puebla y Chihuahua, pues estas entidades aportan cerca del 59.1% que tuvo esta actividad en los primeros nueve meses de 2020.

Las manufacturas relacionadas con la industria automotriz, como equipo de cómputo y comunicación, componentes y accesorios electrónicos, representan el 18.7% del total de exportaciones. Destacan los estados de Chihuahua, Baja California, Jalisco y Tamaulipas, los cuales contribuyen de

manera determinante al crecimiento de estas actividades.

La información de la balanza comercial indica un superávit comercial de 6,262 millones de dólares durante el mes de diciembre de 2020; dicho saldo se compara con el superávit de 3,033 millones de dólares reportado en noviembre. Durante el 2020 los únicos meses que presentaron déficit en la balanza fueron enero, abril y mayo con saldos de -2,481, -3,087 y -3,523 millones de dólares, respectivamente.

El cambio en el saldo comercial entre marzo y abril fue resultado de una disminución en el saldo de la balanza de productos no petroleros, el cual pasó de

un superávit de 5,306 millones de dólares en marzo a un déficit de -1,809 millones de dólares en abril, y de una reducción en el déficit de la balanza de productos petroleros, que pasó de -1,970 millones de dólares a -1,279 millones de dólares en esa misma comparación.

En los doce meses del año la balanza comercial presentó un superávit de 34,476.4 millones de dólares, monto superior al de 5,409 millones de dólares

observado en 2019. El aumento del saldo entre 2019 y 2020 se originó de un ascenso del superávit de la balanza de productos no petroleros, que pasó de 26,773 millones de dólares en 2019 a 48,471 millones de dólares en 2020, y de una reducción del déficit de la balanza de productos petroleros, que pasó de -21,365 millones de dólares en 2019 a -13,995 millones de dólares en 2020, como se muestra en el Cuadro 6.7.1.

**Cuadro 6.7.1. Balanza comercial de mercancías en México (millones de dólares)**

Concepto	2019	2020			
		Oct	Nov	Dic	Ene-Dic
<b>Exportaciones Totales</b>	<b>460,704</b>	<b>41,945</b>	<b>38,320</b>	<b>43,163</b>	<b>417,670</b>
Petroleras	25,842	1,284	1,529	1,978	17,413
No Petroleras	434,862	40,660	36,791	41,185	400,257
<b>Importaciones Totales</b>	<b>455,295</b>	<b>35,721</b>	<b>35,288</b>	<b>36,901</b>	<b>383,194</b>
Petroleras	47,207	2,708	2,566	3,208	31,408
No Petroleras	408,088	33,013	32,722	33,693	351,786
<b>Saldo Balanza Comercial</b>	<b>5,409</b>	<b>6,224</b>	<b>3,032</b>	<b>6,262</b>	<b>34,476</b>
Petroleras	-21,365	-1,424	-1,036	-1,230	-13,995
No Petroleras	26,773	7,647	4,069	7,492	48,471

### Importaciones

El valor de las importaciones de mercancías en diciembre de 2020 se ubicó en 36,901 millones de dólares, lo que representó un aumento mensual del 4.6% y 3.7% anual.

Para 2020, el valor de las importaciones totales ascendió a 383,194 millones de dólares, monto menor en -15.8% al observado en 2019. A su interior, las importaciones no petroleras retrocedieron en términos anuales a una tasa de -13.8% y las petroleras lo hicieron en -33.5 por ciento.

### Exportaciones

El valor de las exportaciones de mercancías en el mes de diciembre fue de 43,163 millones de dólares, monto mayor en 11.5% al del mismo mes del 2019. Dicha tasa se originó de una variación de 13.1% en las exportaciones no petroleras y de una disminución de -14.2% en las petroleras.

Al interior de las exportaciones, las petroleras ascendieron a 1,978 millones de dólares, este monto se integró por 1,727 millones de dólares de ventas de petróleo crudo y por 251 millones de dólares de exportaciones de otros productos petroleros. En diciembre, el precio promedio de la mezcla mexicana

de crudo de exportación se situó en 44.8 dólares por barril, cifra mayor en 5.6 dólares respecto a la del mes previo, pero menor en 8.0 dólares en comparación con la de diciembre de 2019.

En cuanto al volumen de crudo exportado, éste se ubicó en el mes de diciembre en 1.243 millones de barriles diarios, nivel superior en 0.07 millones de barriles diarios de noviembre y 0.13 millones de barriles diarios de diciembre de 2019. El precio promedio de la mezcla mexicana durante 2020 se situó en 35.82 dólares por barril, cifra menor en -19.7 dólares respecto a 2019. El mes de abril de 2020 se presentó el precio del crudo

más bajo del año con 17.10 dólares por barril<sup>41</sup>.

En lo que refiere a las exportaciones no petroleras, se dividen según el tipo de actividad económica en: agropecuarias, extractivas<sup>42</sup> y manufactureras. En diciembre de 2020 las exportaciones extractivas representaron el 1.7% del total, con un crecimiento de 16.0% en su comparación anual, mientras que en su comparación mensual cayeron -11.0 por ciento. De forma acumulada las exportaciones extractivas crecieron 19.7% con respecto al 2019 lo anterior se puede consultar con un mejor detalle en el Cuadro 6.7.2.

**Cuadro 6.7.2. Exportaciones no petroleras por actividad económica (millones de dólares)**

Concepto	2019			2020		
	Oct	Nov	Dic	Oct	Nov	Dic
Agropecuarias	1,374	1,549	1,756	1,452	1,565	1,803
Extractivas	525	519	587	873	764	680
Manufactureras	37,029	33,559	34,080	38,335	34,461	38,702
Automotriz	12,398	12,138	11,860	13,985	12,005	13,203
Resto	24,632	21,421	22,220	24,350	22,456	25,498
<b>Total</b>	<b>38,929</b>	<b>35,627</b>	<b>36,422</b>	<b>40,660</b>	<b>36,791</b>	<b>41,185</b>

En el mes de diciembre las exportaciones agropecuarias representaron el 4.4% del total, con un crecimiento de 2.7% en comparación con diciembre del 2019, y en su comparación mensual aumentaron 15.2%, siendo su cuarto mes consecutivo de crecimiento. Por su parte las exportaciones manufactureras representaron el 94.0% del total de exportaciones no petroleras con un alza anual de 13.6% y de una recuperación

mensual de 12.3%. Estas exportaciones se vieron mayormente afectadas en abril pues su decremento mensual fue de -40.8% en comparación con marzo y su mayor crecimiento lo presentaron en junio con una recuperación de 93.4 por ciento. De forma acumulada durante el 2020 las exportaciones agropecuarias crecieron 4.7% y las extractivas 19.7% en comparación con el 2019.

<sup>41</sup> Pemex, Estadísticas petroleras diciembre 2020

<sup>42</sup> Exportaciones agropecuarias: incluye el valor de las exportaciones de los productos agrícolas y silvícolas, y los de ganadería, apicultura, caza y pesca.

Exportaciones extractivas: incluye el valor de las exportaciones de productos obtenidos de la extracción de minerales metálicos y no metálicos.

Por componente de las exportaciones manufactureras, las automotrices representaron el 34.1% del total durante el mes de diciembre de 2020, con un incremento anual de 11.3%, y de 10.0% de forma mensual. En los meses de abril y mayo se presentaron las exportaciones automotrices más bajas con solo 2,627 y 1,307 millones de dólares, respectivamente. El resto de las exportaciones manufactureras tuvieron un comportamiento a la baja durante el 2020 al reducirse en -4.5% en comparación con el 2019.

Por destino, las exportaciones no petroleras dirigidas a Estados Unidos representaron el 82.2%, con un comportamiento alcista en el mes de diciembre de 13.9% a tasa anual y las canalizadas al resto del mundo lo hicieron en 9.1 por ciento.

Las exportaciones automotrices dirigidas a Estados Unidos aumentaron a una tasa anual de 13.0% en el mes de diciembre, luego de que en abril disminuyeran alrededor del -80.0% y en mayo -90.7 por ciento. De igual forma las dirigidas al resto del mundo que se redujeron en -74.6% y -86.7% en los mismos meses. De forma acumulada en 2020 las exportaciones automotrices destinadas a Estados Unidos mermaron -16.3% y -9.1% para el resto del mundo, esto lo podemos ver en el Cuadro 6.7.3.

Lo anterior se explica por la interrupción de las cadenas globales lo que ha generado un retraso en el abastecimiento de insumos, debido al cierre de las plantas en China, Europa y los Estados Unidos. Las empresas automotrices que operan en México anunciaron a finales de marzo que dejarían de trabajar por la carencia de componentes e insumos esenciales, cierre que dio como resultado en una caída anual en la venta de autos de -64.5% durante el mes de abril con ventas de tan solo 34,927 unidades, convirtiéndose en el peor mes de venta de autos en 15 años<sup>43</sup>.

La reapertura de la industria automotriz se autorizó de forma escalonada a finales de mayo con lo que la venta de vehículos ligeros se recuperó en 20.3% respecto a abril. Para el mes de junio el crecimiento mensual fue de casi el 50.0%, y en el mes de julio se obtuvo un aumento del 16.0%. Sin embargo, en comparación con el 2019, la venta de autos de 2020 estuvo por debajo, pues la disminución fue de -28.0 por ciento. Para el 2021 la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMDA) estima que la venta de autos crecerá 11.2%, bajo la variable del desempeño del mercado interno. Lo anterior significa que sería el primer año con crecimiento después de cuatro años con contracciones en la industria

---

<sup>43</sup> INEGI. Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros.



Cuadro 6.7.3. Exportaciones no petroleras a distintos mercados – primer semestre 2020

Concepto	Variación porcentual anual					Estructura %
	2019	2020				2020
	Anual	Oct	Nov	Dic	Ene-Dic	
<b>Total</b>	<b>3.5</b>	<b>4.5</b>	<b>3.3</b>	<b>13.1</b>	<b>-8.0</b>	<b>100.0</b>
<b>Estados Unidos</b>	<b>4.6</b>	<b>4.7</b>	<b>3.2</b>	<b>13.9</b>	<b>-7.7</b>	<b>82.2</b>
Automotriz	5.5	15.4	-0.3	13.0	-16.3	25.7
Otras	4.1	-0.2	5.0	14.4	-3.2	56.5
<b>Resto del Mundo</b>	<b>-1.1</b>	<b>3.2</b>	<b>3.7</b>	<b>9.1</b>	<b>-9.1</b>	<b>17.8</b>
Automotriz	-3.3	1.4	-5.1	3.5	-19.5	5.0
Otras	0.0	4.2	7.7	11.6	-4.2	12.8

### Programa IMMEX

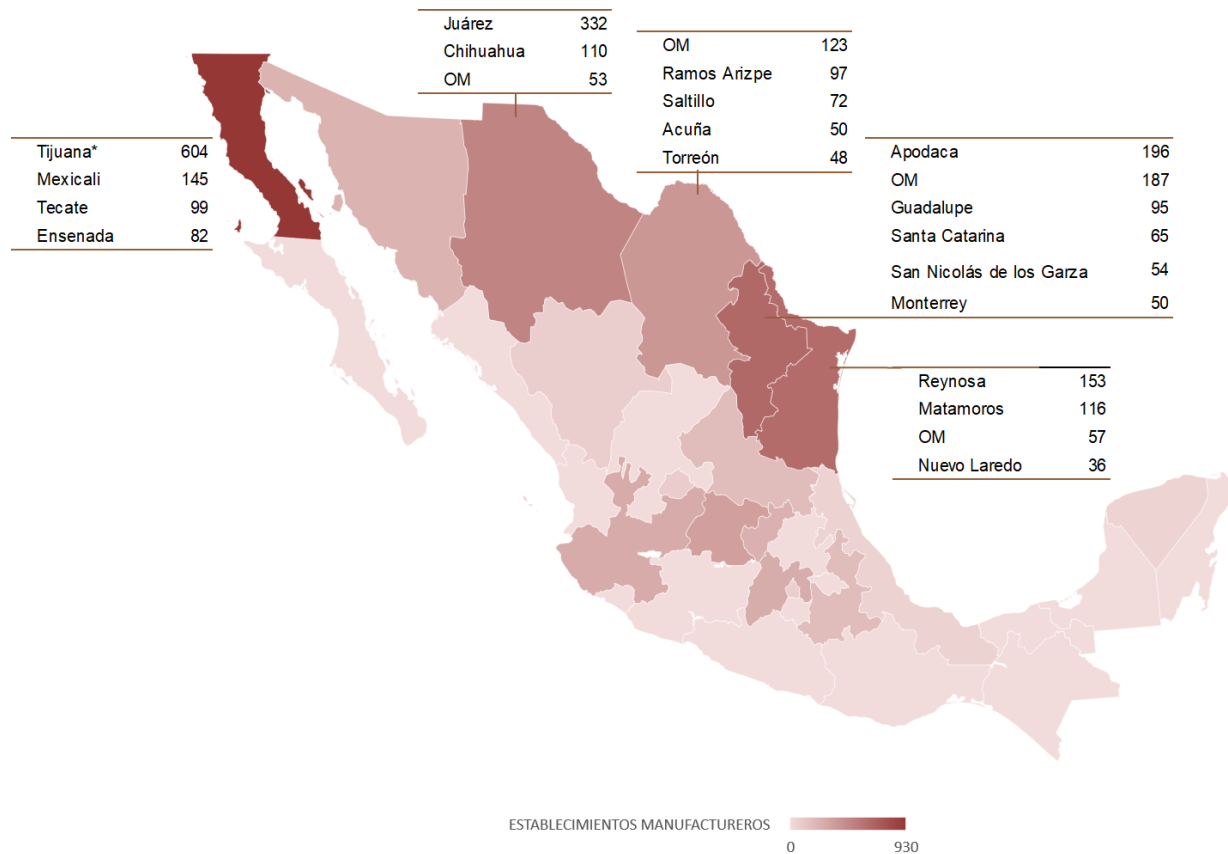
El Programa de la Industria Manufacturera, Maquiladora y de Servicios de Exportación (IMMEX) es un instrumento de fomento a las exportaciones que puede ser utilizado por las empresas que importen mercancías de manera temporal y que realicen un proceso industrial o de servicio destinado a la elaboración, transformación o reparación y/o a la prestación de servicios de exportación, difiriendo el pago del impuesto general de importación, del impuesto al valor agregado y, en su caso, de las cuotas compensatorias.

En el mes de noviembre de 2020, México contó con 5,175 establecimientos

manufactureros con programa IMMEX. El estado con mayor número de establecimientos manufactureros fue Baja California con el 18.0% del total, destaca el municipio de Tijuana quien alberga 604, es decir, casi el 65.0% del total de Baja California. En segundo lugar, está el estado de Nuevo León con el 12.6% de los establecimientos, en especial el municipio de Apodaca con 196. Le sigue el estado de Chihuahua con 9.6% del total, en este estado sobresale el municipio de Juárez con 332 establecimientos, como se puede apreciar con mayor detalle en la Figura 6.7.13.



Figura 6.7.13. Número de Establecimientos Manufactureros con Programa IMMEX – noviembre 2020



Durante noviembre de 2020 los ingresos provenientes del mercado nacional descendieron -5.1% de forma mensual, luego de que en abril descendieran -45.0% y en junio tuvieran una recuperación de 54.8%. Cuatro de las entidades federativas que cuentan con establecimientos manufactureros con programa IMMEX concentraron el 47.0% de los ingresos provenientes del mercado nacional, estos son Nuevo León (18.3%), Edo de Méx. (9.9%), Guanajuato (10.1%) y Coahuila (8.7%).

En cuanto a los ingresos provenientes del extranjero tuvieron un decremento mensual de -4.8% durante noviembre, mientras que en abril tuvieron una disminución de -42.5% con una recuperación en junio de 70.3 por ciento. El estado con mayores ingresos

extranjeros durante noviembre fue Coahuila con 20.7% seguido de Nuevo León con 13.3%, Guanajuato con 12.2% y Baja California con 8.7 por ciento.

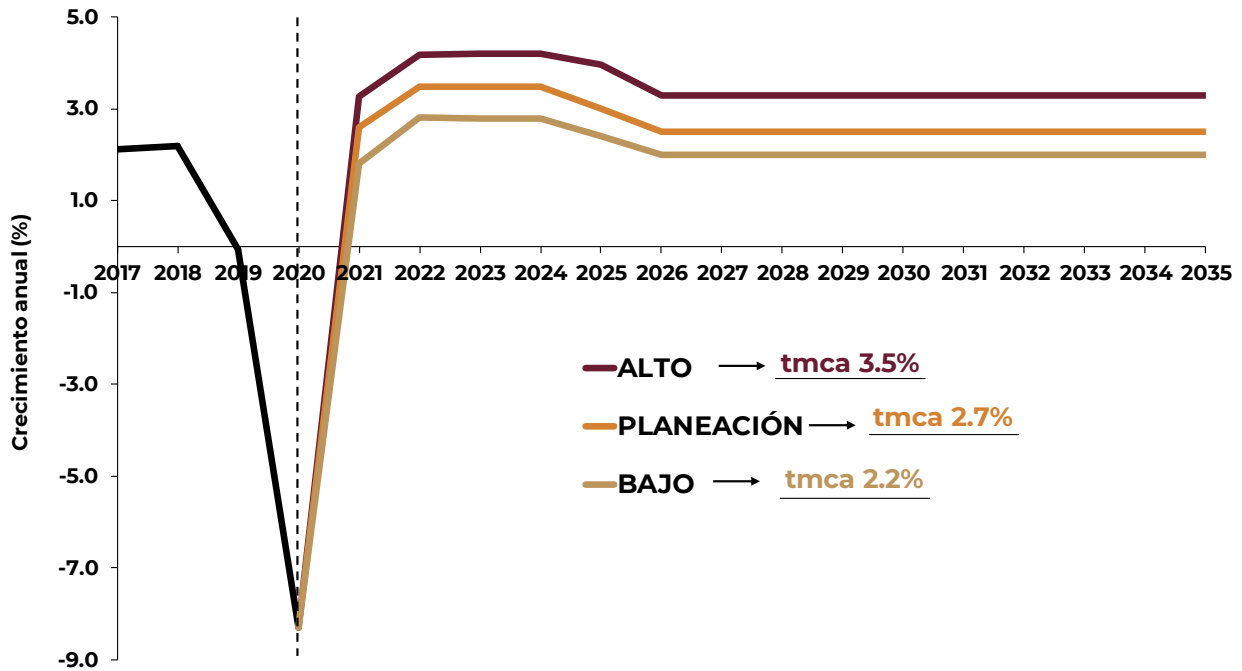
### Escenario Macroeconómico 2021 — 2035

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.8.1 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 3.5% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son afines a las estimadas en condiciones previas a la Contingencia Sanitaria para los tres escenarios.

En el periodo 2021 — 2035, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.5%, el sector Industrial 2.7% y el sector Servicios lo hará en 2.8 por ciento. En la composición sectorial del

PIB, se prevé que, en 2035, el sector Agrícola represente el 3.5% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.1% y 67.4%, respectivamente.

Figura 6.8.1. Escenarios del Producto Interno Bruto Nacional 2021 – 2035



### Crecimiento poblacional y Usuarios de la Industria Eléctrica 2021 — 2035

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 a mitad de año<sup>44</sup> para 2021 — 2035 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 129 millones a 141.9 millones al final del

horizonte. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.1%, al pasar de 46.2 millones a 53.8 millones en 2035.

### Consumo bruto 2021 — 2035

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

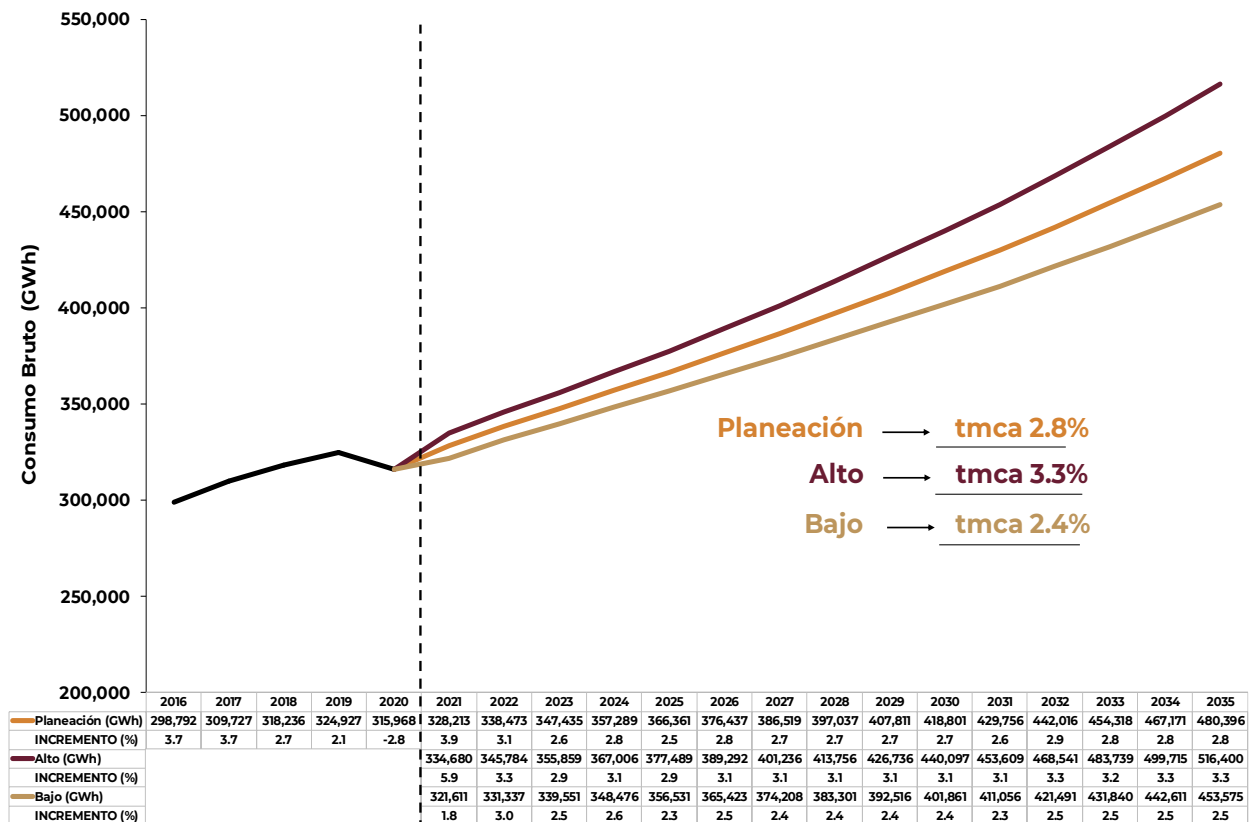
<sup>44</sup> CONAPO. Indicadores demográficos de México de 1950 a 2050

Macroeconómicos 2021 — 2035, 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 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 52.3% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 47.7% restante—. En la Figura 6.10.1 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.8%, para el escenario Alto de 3.3% y el escenario Bajo 2.4%, en el mismo sentido, en el Cuadro 6.10.1 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

Figura 6.10.1. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2021 – 2035, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo



**Cuadro 6.10.1. Pronóstico del consumo bruto por GCR 2021– 2035,  
Escenarios Planeación, Alto y Bajo**

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	3.3	2.8	2.4
SIN	3.3	2.8	2.4
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	3.1	2.6	2.2
Occidental	3.8	3.1	2.5
Noroeste	2.9	2.4	2.0
Norte	2.8	2.4	2.2
Noreste	3.9	3.6	3.2
Peninsular	4.7	4.2	3.8
Baja California	3.8	3.1	2.5
Baja California Sur	4.0	3.5	3.2
Mulegé	2.0	1.9	1.8

### Consumo bruto regional (GWh) 2021 — 2035

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 las GCR Peninsular y Noreste con 4.2% y 3.6% respectivamente, mientras que, las

Gerencias con menor incremento serán la Central y Mulegé con una tmca cada una de 1.9 por ciento. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2021 — 2026) se pronostica que la GCR Peninsular crecerá 4.9% y el sistema Mulegé con 1.7% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 6.10.2 y Cuadro 6.10.2).

**Cuadro 6.10.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2021 – 2035,  
Escenario de Planeación**

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2021	59,220	52,156	70,831	26,899	30,378	56,905	13,485	15,386	2,794	158	309,875	328,213
2022	60,614	53,702	73,009	27,457	31,409	59,151	14,086	15,936	2,944	163	319,430	338,473
2023	61,582	55,198	74,739	28,107	32,229	61,310	14,590	16,436	3,079	166	327,755	347,435
2024	62,564	56,701	76,798	28,743	33,049	63,532	15,542	16,995	3,194	169	336,930	357,289
2025	63,417	58,288	78,920	29,206	33,683	65,764	16,095	17,528	3,288	173	345,372	366,361
2026	64,594	59,981	81,303	29,913	34,485	67,927	16,651	18,025	3,381	176	354,854	376,437
2027	65,790	61,530	83,672	30,602	35,330	70,139	17,224	18,562	3,490	180	364,288	386,519
2028	67,047	63,046	86,213	31,416	36,089	72,441	17,842	19,158	3,603	184	374,092	397,037
2029	68,280	64,598	88,938	32,193	36,812	74,850	18,530	19,699	3,722	188	384,201	407,811
2030	69,531	65,962	91,692	32,979	37,724	77,353	19,225	20,294	3,848	191	394,468	418,801
2031	70,793	67,635	94,380	33,588	38,524	79,906	19,900	20,861	3,973	196	404,726	429,756
2032	72,169	69,176	97,483	34,657	39,320	82,708	20,685	21,506	4,115	199	416,197	442,016
2033	73,505	70,767	100,600	35,449	40,293	85,590	21,497	22,145	4,269	204	427,701	454,318
2034	74,907	72,473	103,895	36,534	41,081	88,509	22,290	22,845	4,428	208	439,689	467,171
2035	76,354	74,212	107,263	37,439	42,036	91,556	23,152	23,580	4,591	212	452,012	480,396

Figura 6.10.2. Pronóstico regional del consumo bruto 2021 – 2026 y 2021– 2035, Escenario de Planeación



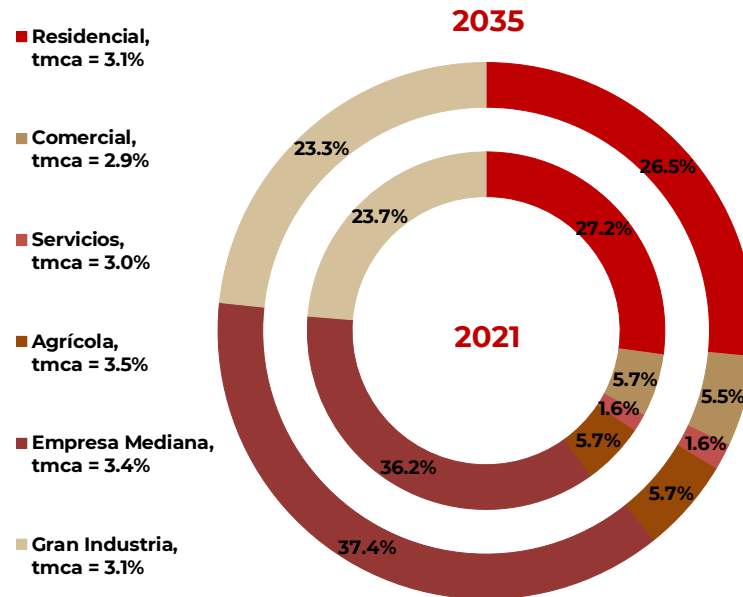
<sup>1/</sup> tmca, año de referencia 2021.

### Consumo final (GWh) 2021 — 2035

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.2% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% y 2.8% estimados para el PIB y el consumo bruto. Los sectores que suponen un mayor incremento son el Agrícola y la Empresa Mediana con 3.5% y 3.4% respectivamente, seguidos por la Gran Industria y Residencial con un crecimiento del 3.1%. Los sectores

Servicios y Comercial presentan una tasa de 3.0% y de 2.9% cada uno. Para 2035, el sector predominante será la Empresa Mediana con 37.4% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 26.5%, seguido de la Gran Industria con 23.3% y el resto 12.8% —Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 6.11.1.

Figura 6.11.1. Consumo final del SEN 2021 y 2035, Escenario de Planeación



### Pérdidas de energía eléctrica 2021 — 2035

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. Actualmente continua 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 8.0 por ciento. En el Cuadro 6.12.1 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía neta del sistema en el 2021, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0% de la energía neta del sistema.

**Cuadro 6.12.1. Pronóstico regional de pérdidas 2021 – 2035,  
Escenario de Planeación**

Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2021	8,365	7,418	7,258	2,577	3,712	6,711	1,202	1,144	205	12	37,243	38,604
2022	7,451	6,629	6,972	2,481	3,469	6,250	1,216	1,184	216	13	34,468	35,881
2023	6,430	5,762	6,607	2,376	3,181	5,730	1,218	1,224	226	13	31,303	32,765
2024	4,980	4,446	6,053	2,215	2,741	4,892	1,232	1,265	234	13	26,560	28,073
2025	5,050	4,572	6,223	2,267	2,807	5,066	1,277	1,300	241	13	27,260	28,815
2026	5,146	4,703	6,413	2,324	2,873	5,237	1,322	1,337	248	14	28,019	29,617
2027	5,243	4,825	6,603	2,377	2,945	5,409	1,369	1,377	256	14	28,773	30,419
2028	5,345	4,946	6,807	2,441	3,008	5,592	1,419	1,419	264	14	29,557	31,254
2029	5,445	5,066	7,021	2,500	3,068	5,784	1,474	1,459	273	15	30,358	32,104
2030	5,546	5,163	7,241	2,561	3,144	5,980	1,529	1,501	282	15	31,165	32,962
2031	5,643	5,285	7,455	2,609	3,211	6,179	1,583	1,543	291	15	31,965	33,813
2032	5,754	5,403	7,701	2,679	3,280	6,400	1,646	1,588	301	15	32,863	34,767
2033	5,862	5,529	7,942	2,750	3,362	6,624	1,711	1,634	312	16	33,779	35,741
2034	5,975	5,658	8,207	2,819	3,434	6,846	1,774	1,686	324	16	34,713	36,739
2035	6,091	5,793	8,472	2,887	3,513	7,076	1,843	1,741	336	16	35,675	37,769

### **Estrategias para fomentar la Electromovilidad y Generación Distribuida**

México se encuentra en proceso de actualización de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica publicada en 2018, también prepara una iniciativa de Ley en materia de Movilidad Eléctrica, la cual seguramente contendrá lineamientos para poder incentivar el uso de vehículos eléctricos sobre vehículos de combustión interna, y está trabajando en la publicación de la norma de GEI (y 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 GD 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, 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 y la cooperación imprescindible 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.

### **Prospectiva de Electromovilidad 2020 — 2035**

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), dentro de los objetivos de la ENME se

encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO<sub>2</sub>e (toneladas de bióxido de carbono) , así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica. Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), dentro de los objetivos de la ENME se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO<sub>2</sub>e (toneladas de bióxido de carbono) , así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor Calidad del aire<sup>45</sup>.

Para el 2035, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) alcanza la integración de alrededor de 4.02 millones de vehículos eléctricos<sup>46</sup>, lo que significaría el 29.5% de los vehículos automotores que se estima se comercializaran en 2035. Se considera un escenario de menor impacto de electromovilidad (escenario

<sup>45</sup> Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

<sup>46</sup> Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

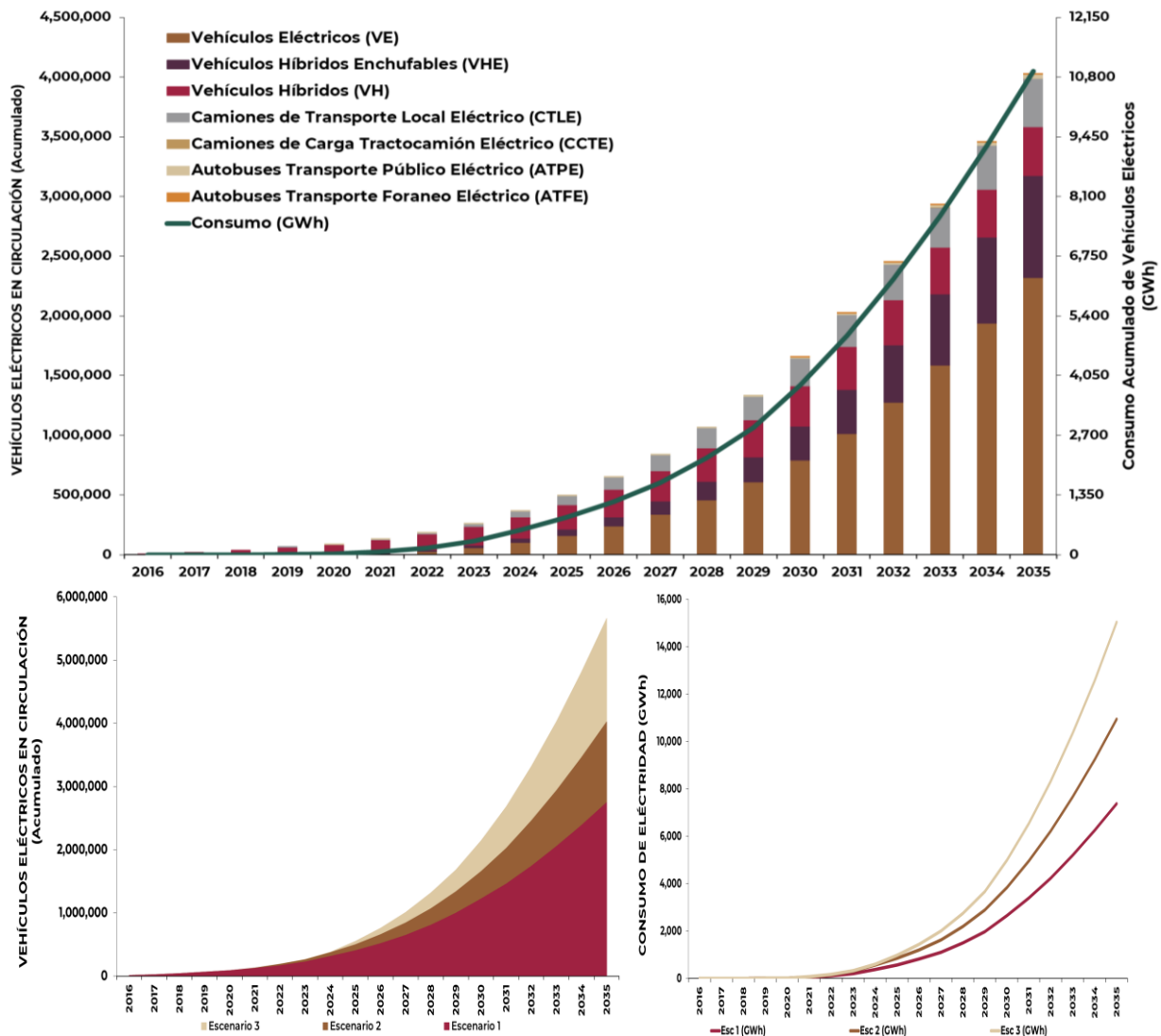


1), el cual contempla la incorporación de 2.7 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de electromovilidad (escenario 3) el cual asciende a 5.7 millones de vehículos eléctricos.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para

el 2035 en el escenario de planeación estaría desagregada de la siguiente manera: 57.1% eléctricos, 21.2% híbridos enchufables, 10.2% híbridos enchufables, 10.1% 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 6.14.1Figura 6..

Figura 6.14.1. Evolución de vehículos eléctricos 2016 – 2035

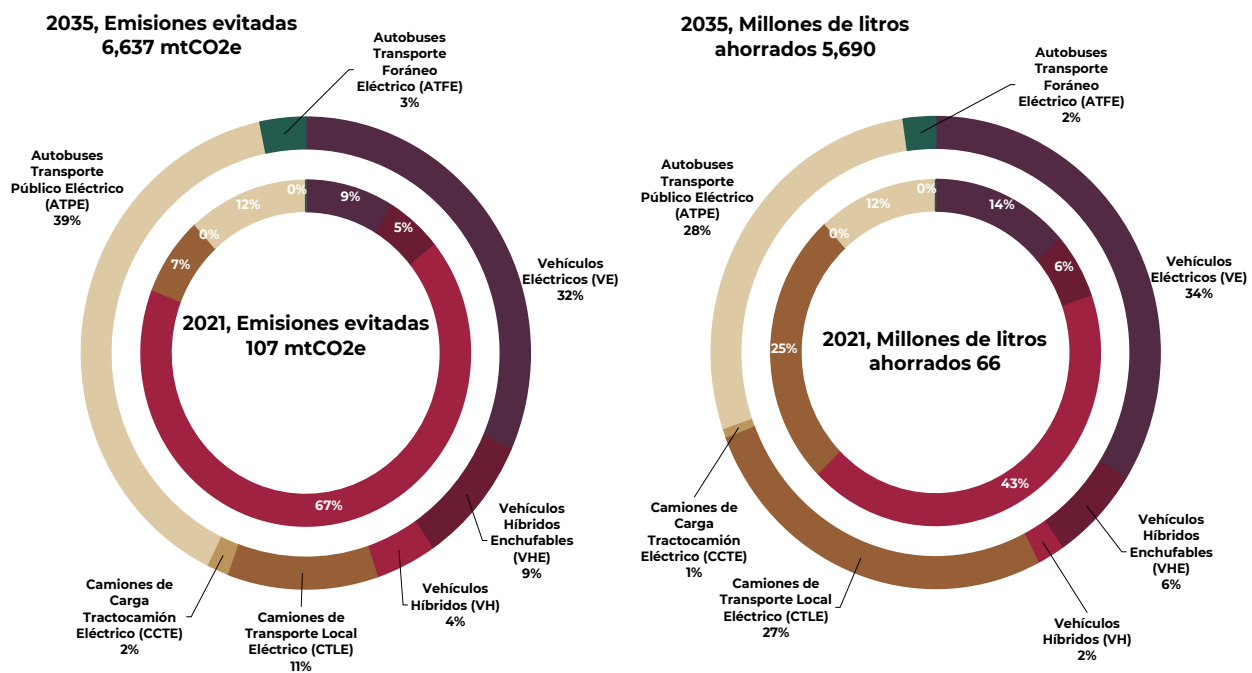


En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 39.8% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2021 el consumo de electricidad sea de 67 GWh, la energía requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio (Escenario 2) puede alcanzar 10,936 GWh lo que representaría en 2.3% del consumo bruto del SEN. Para los escenarios con menor y mayor impacto de electromovilidad el consumo de electricidad representa el 1.5% y 3.1% respectivamente.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2021-2035 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 107 mtCO<sub>2</sub>e (miles de toneladas de bióxido de carbono) a 6,637 mtCO<sub>2</sub>e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 66 millones de litros ahorrados pasen a 5,690 millones como se muestra en la Figura 6.14.2. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2035, las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 4,689 mtCO<sub>2</sub>e y 8,589 mtCO<sub>2</sub>e respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles, este se ubica en 3,984 y 7,489 millones de litros de combustible.

Figura 6.14.2. Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2021 y 2035



## Prospección de Generación Distribuida 2021 — 2035

A continuación, se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada de GD fotovoltaica, 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) 2021 — 2035

En la Figura 6.16.1 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 1,388 MW registrada en 2020, para el 2035 se ubicará en 9,179 MW para el escenario de planeación y 13,869 MW para el escenario alterno del SEN.

La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2035 para el escenario de planeación, se indica en la Figura 6.16.2. Se observa que

las de GCR con mayor participación son: Occidental, Noreste y Central con 23.8%, 16.6% y 16.1% respectivamente, caso opuesto, las GCR con menor participación son: Baja California con 4.1% y Baja California Sur con 0.5 por ciento.

### Generación (GWh) 2021 — 2035

La generación de energía esperada debido a la GD en el SEN en los dos escenarios antes descritos se muestra en la Figura 6.17.1, se observa que para el escenario de planeación se alcanzara un valor de 13,814 GWh en 2035 y que, para el escenario con mayor crecimiento de GD para ese mismo año, se ubicara con una generación de energía eléctrica de 57.5% más que el escenario de planeación.

Figura 6.16.1. Evolución de la capacidad instalada acumulada de GD en el SEN 2016 – 2035

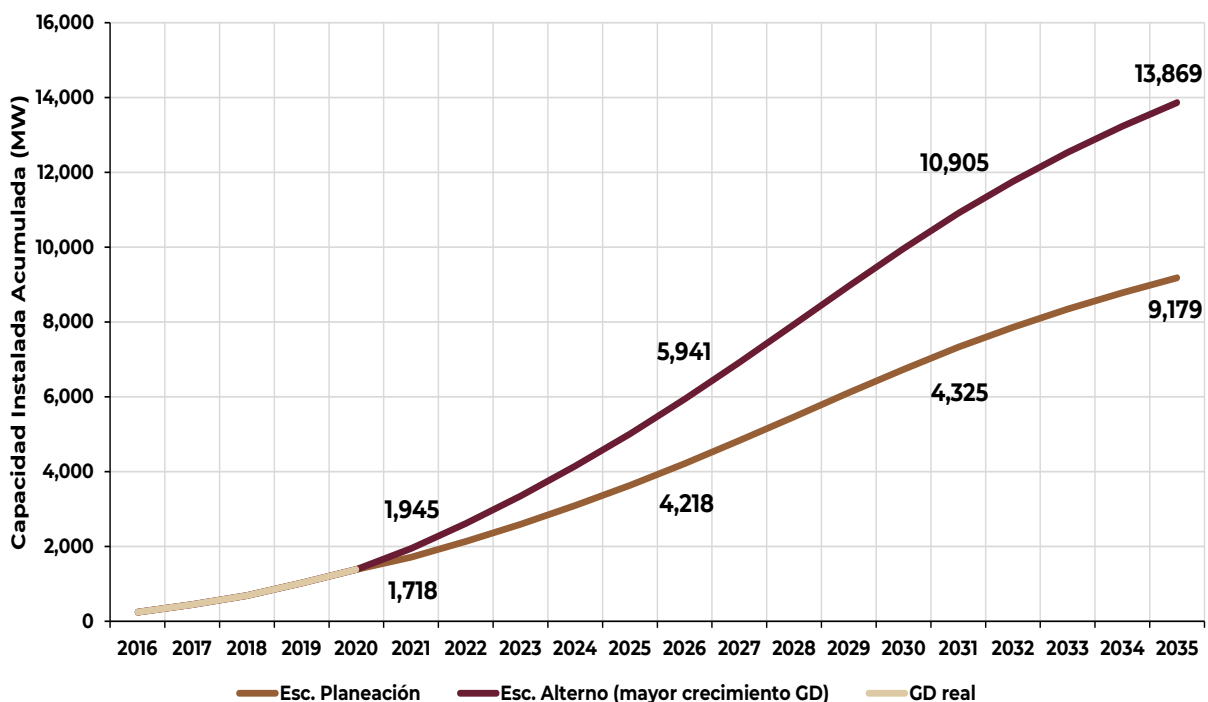


Figura 6.16.2. Distribución capacidad instalada acumulada por GCR en 2035

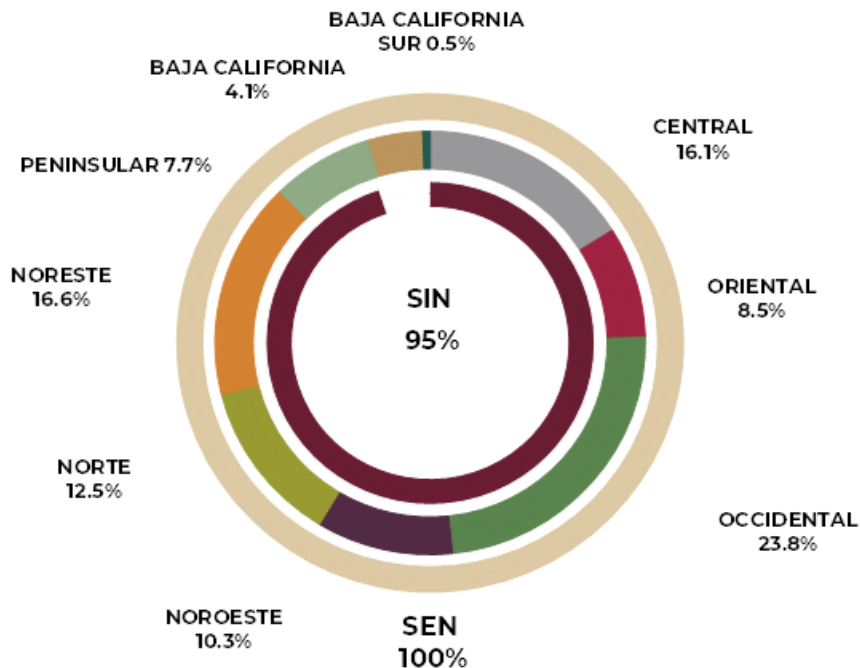
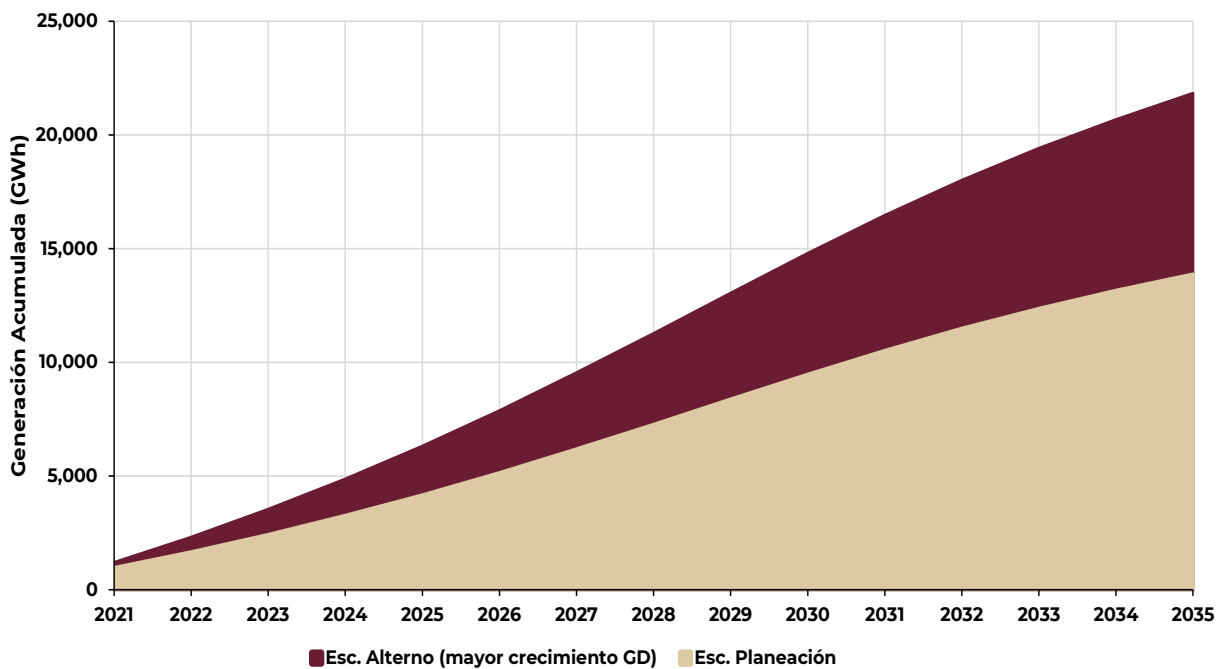


Figura 6.17.1. Evolución de la Generación Anual Acumulada de GD en el SEN 2021-2035



## Demanda Máxima 2021 — 2035

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada e instantánea, 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 6.18.1, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2021, 2025, 2030 y 2035. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte este comportamiento cambia debido al efecto conjunto de la GD, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de electricidad a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2021 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 1,718 MW, mientras que en 2025 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 3,634 MW y

al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 9,179 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV a la demanda horaria del SIN en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2021 se esperan 126 MWh/h, tomando como año base 2019, no se consideran los 1,023 MW instalados al 31 de diciembre de 2019 solo 365 MW de 2020 y el 50% de 2021 (165 MW), mientras que para el 2025 y 2030 se tiene estimada una participación de 555 y 1,284 MWh/h respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD del orden de 1,899 MWh/h<sup>47</sup>.

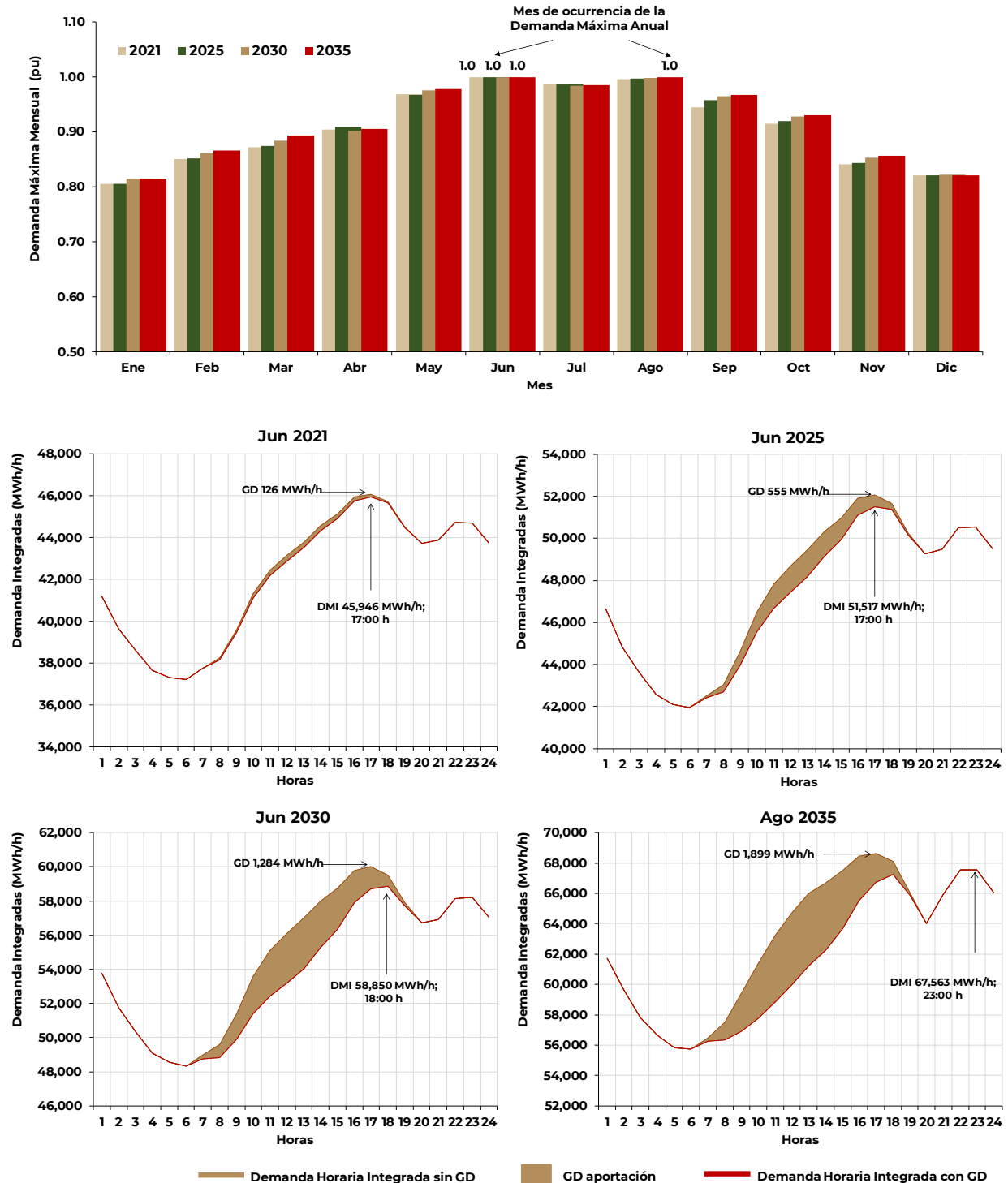
Con respecto al ejercicio de planeación 2020-2034, donde se realizó el pronóstico de la aportación de la GD-FV utilizando datos estadísticos ajustados de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas instaladas en la RNT ya que la GD-FV no tienen seguidor. Para este ejercicio de planeación 2021-2035, se tomaron datos de las 150 zonas que integran el SEN del comportamiento 2019 del sitio web Renewables.ninja, para ajustar el comportamiento de la GD-FV por zona.

---

<sup>47</sup> Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD-FV para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado el software especializado denominado

Renewables.ninja que permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.

Figura 6.18.1. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (pu) y demanda horaria integrada en la ocurrencia de la máxima anual del SIN 2021, 2025, 2030 y 2035, Escenario de Planeación



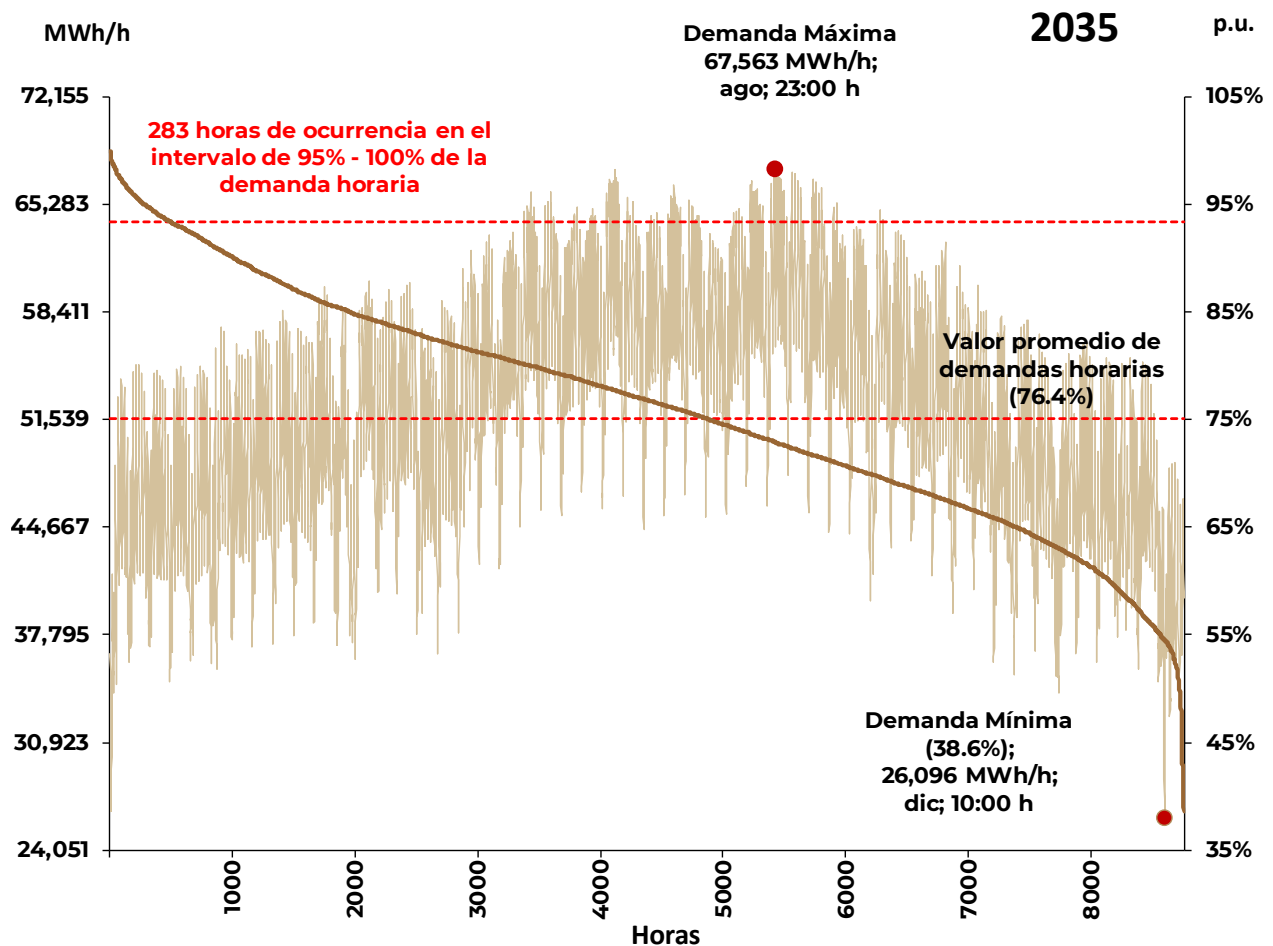
Las características de la curva de carga en 2035 del SIN se estima serán: una concentración de 283 horas del año en

el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presentará al 38.6% de la

máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicará en 76.4% —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 6.18.2.

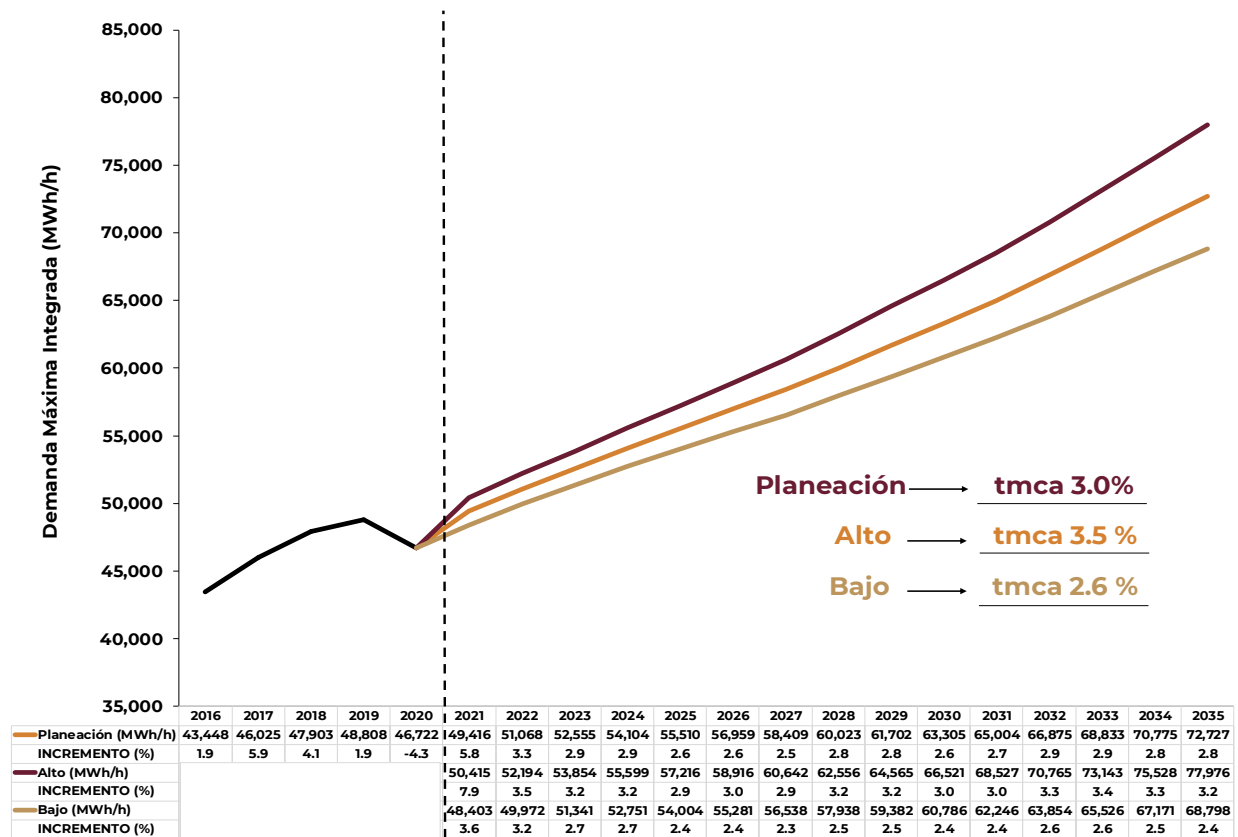
Figura 6.18.2. Curva de carga del SIN 2035



De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 3.0% para el horizonte de Planeación, 3.5% para el escenario Alto y 2.6% para el escenario

Bajo. En la Figura 6.18.3 se presentan los crecimientos del SEN y en el Cuadro 6.18.1. se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.18.3. Pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN<sup>V</sup> 2021 – 2035, Escenario de Planeación, Alto y Bajo



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

Cuadro 6.18.1. Pronóstico de la demanda máxima integrada por GCR 2021 – 2035, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN <sup>V</sup>	3.5	3.0	2.6
SIN	3.5	3.0	2.6
Central	2.3	1.9	1.7
Oriental	3.3	2.8	2.5
Occidental	4.1	3.3	2.8
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.8	2.5	2.2
Noreste	3.7	3.4	3.0
Peninsular	5.1	4.6	4.3
Baja California	3.4	2.7	2.2
Baja California Sur	3.9	3.5	3.1
Mulegé	1.7	1.6	1.4

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.



### Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2021 — 2035

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.18.2, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN. En la Figura 6.18.4 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2021 — 2026 y 2021 — 2035 para cada GCR y SIN. Para el

largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.6%, seguido del Sistema Baja California Sur con 3.5%, y la GCR con menor crecimiento es el Sistema Mulegé con 1.6 por ciento. Para el mediano plazo 2021 — 2026 las GCR Peninsular, Noreste y el Sistema Baja California Sur, crecerán por arriba de 3.5%, mientras el Central crecerá al 1.8 por ciento.

Figura 6.18.4. Pronóstico Regional de la demanda máxima 2021 – 2026 y 2021 – 2035, Escenario de Planeación



<sup>1/</sup> tmca, año de referencia 2020

<sup>2/</sup> Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

**Cuadro 6.18.2. Pronóstico Regional de la demanda máxima integrada 2021 – 2035,  
Escenario de Planeación**

Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN <sup>V</sup>
2021	8,953	7,752	10,113	5,356	5,126	10,066	2,195	3,266	518	30	45,946	49,416
2022	9,111	8,058	10,440	5,551	5,324	10,456	2,310	3,370	547	31	47,459	51,068
2023	9,233	8,351	10,721	5,742	5,479	10,837	2,407	3,479	573	31	48,806	52,555
2024	9,366	8,609	11,094	5,923	5,608	11,216	2,575	3,583	597	32	50,237	54,104
2025	9,527	8,868	11,449	6,106	5,737	11,470	2,669	3,679	619	33	51,517	55,510
2026	9,700	9,132	11,819	6,291	5,873	11,752	2,768	3,772	633	34	52,856	56,959
2027	9,889	9,387	12,215	6,476	5,976	12,046	2,898	3,844	650	35	54,219	58,409
2028	10,097	9,631	12,652	6,686	6,130	12,384	3,018	3,965	670	35	55,717	60,023
2029	10,305	9,881	12,958	6,827	6,299	12,868	3,147	4,079	690	36	57,317	61,702
2030	10,513	10,099	13,452	7,000	6,398	13,214	3,281	4,186	713	36	58,850	63,305
2031	10,729	10,361	13,924	7,132	6,534	13,596	3,403	4,273	737	36	60,425	65,004
2032	10,955	10,600	14,445	7,391	6,668	14,005	3,545	4,380	763	37	62,152	66,875
2033	11,178	10,844	14,969	7,605	6,766	14,522	3,678	4,459	792	37	63,949	68,833
2034	11,399	11,089	15,362	7,763	6,960	15,042	3,823	4,585	822	38	65,738	70,775
2035	11,632	11,340	15,933	7,925	7,172	15,445	3,982	4,684	854	38	67,563	72,727

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

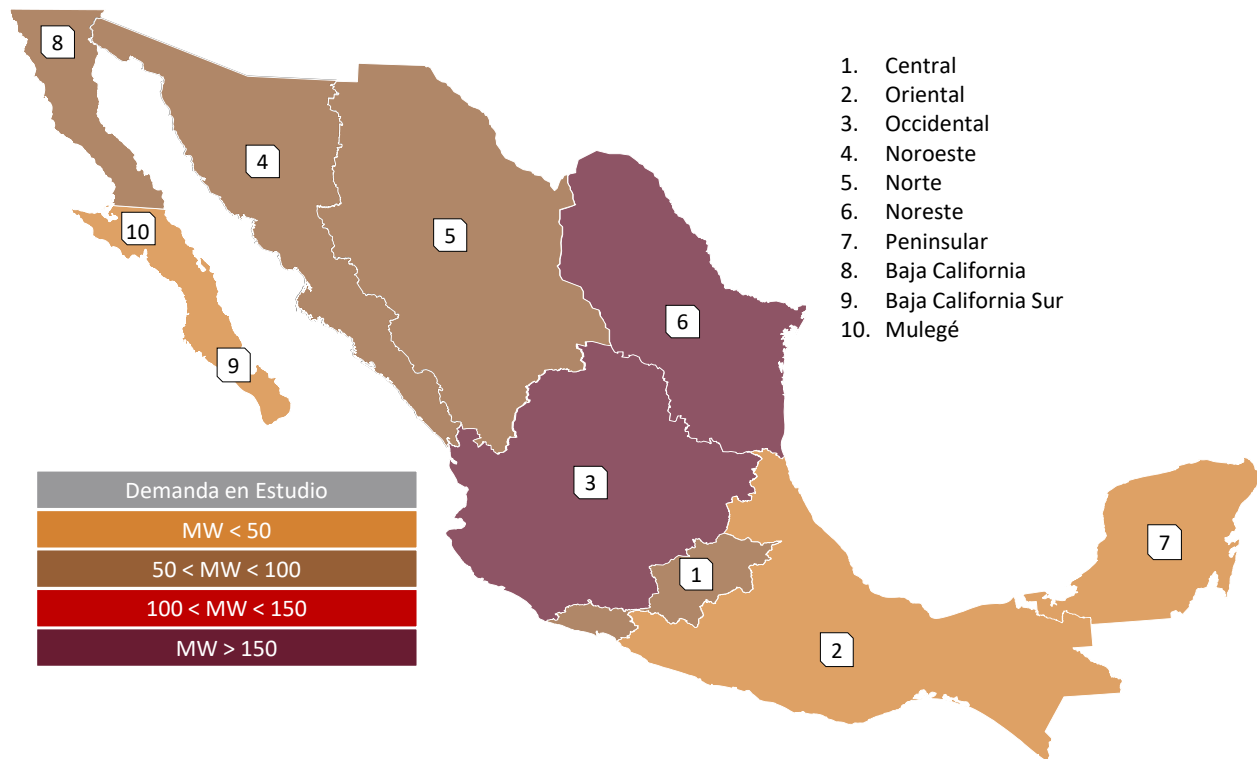
### **Capacidad de Centros de Carga en etapa de Estudios de Conexión 2021- 2023**

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 2021<sup>48</sup>, la capacidad de carga contratada en fase de estudio es de aproximadamente 880 MW. Las GCR que concentran la mayor capacidad de carga en fase de estudio son Occidental, Noreste y Baja California con el 33%, 25% y 11%, respectivamente. En la Figura 6.19.1 se muestra la capacidad de carga en etapa de Estudio en el ámbito geográfico de cada una de las GCR.

<sup>48</sup> SIASIC-CENACE, información al cierre de enero 2021.

Figura 6.19.1. Capacidad de carga en etapa de estudio por GCR



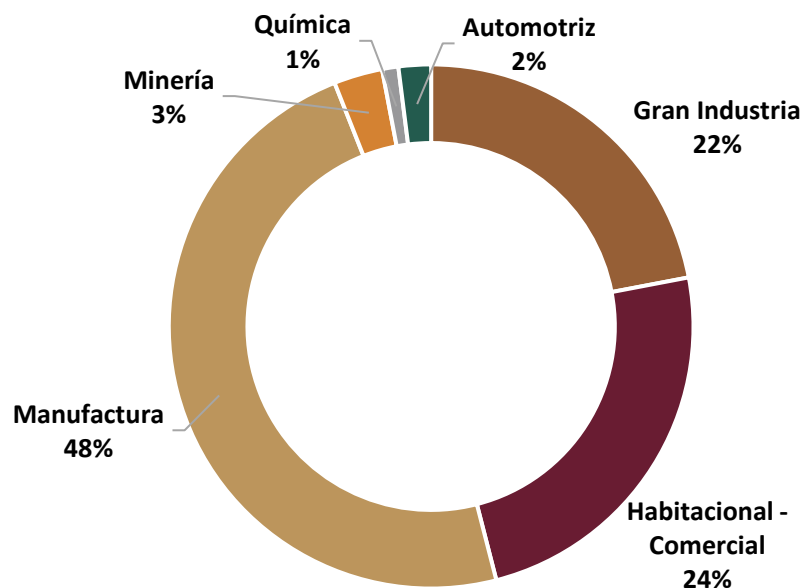
La capacidad de carga contratada en fase de estudio en el periodo 2021-2023 equivale aproximadamente al 1% de la Capacidad de generación en etapa Estudio en el mismo periodo, sin embargo, este dato solo es como referencia, ya que por la diferencia en la ubicación de los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas no podría establecerse una relación directa; asimismo resaltar que las solicitudes en estudio no tienen prelación.

El 62% de la capacidad de carga en fase de estudio corresponde a solicitudes nuevas y aproximadamente el 20% de la capacidad de carga contratada en estudios corresponde a Centros de Carga existentes que han decidido incrementar su capacidad.

La Figura 6.19.2 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: manufactura superando el 48%, habitacional-comercial con el 24% y gran industria con el 22 por ciento.

Considerando los datos de las solicitudes de conexión mencionadas en el párrafo anterior, para 2022 se podrían conectar al SEN más de 90 % de la capacidad de los Centros de Carga que están en etapa de estudio; de los cuales cerca del 50% de la demanda equivale a Centros de Carga catalogados como manufactura.

Figura 6.19.2. Segmentación por tipo de proceso de Centros de Carga en etapa de estudio de conexión  
2021 — 2023





# 7

## CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO

## VII. Características de los escenarios de estudio

Derivado de la Contingencia Sanitaria de COVID-19, los perfiles de la demanda utilizados para los estudios siguen siendo los de 2019, ya que el comportamiento ocurrido en 2020 no refleja el comportamiento esperado de la demanda en el mediano y largo plazos.

### **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 Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé. 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 h en cada huso horario regional.

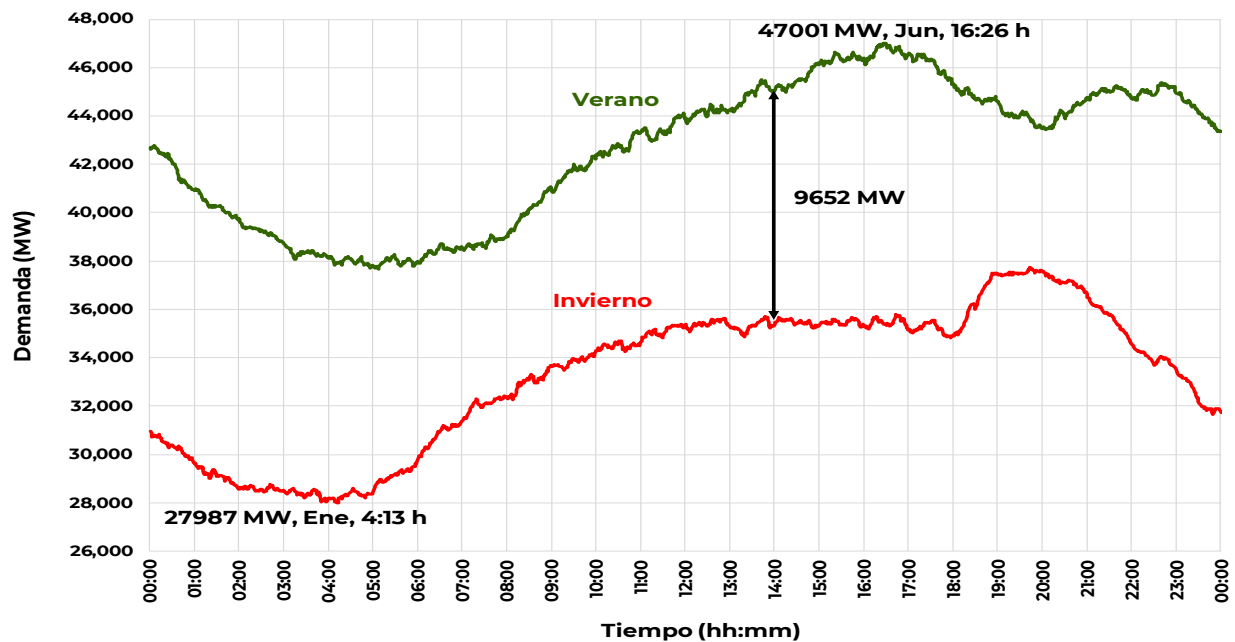
Durante los niveles de demanda máxima, el sistema eléctrico está sometido normalmente a las mayores transferencias de potencia en líneas y

transformación, mayores requerimientos de compensación de potencia reactiva capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa.

En este escenario, es necesario evaluar el comportamiento futuro del sistema eléctrico para determinar y prever congestiones en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas y consecuentemente necesidades de refuerzos en la red de transmisión, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.

En la figura 7.1.1 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 16:26 h, con un valor instantáneo de 47,001 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno aproximadamente 1,624 MW.

Figura 7.1.1. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2019

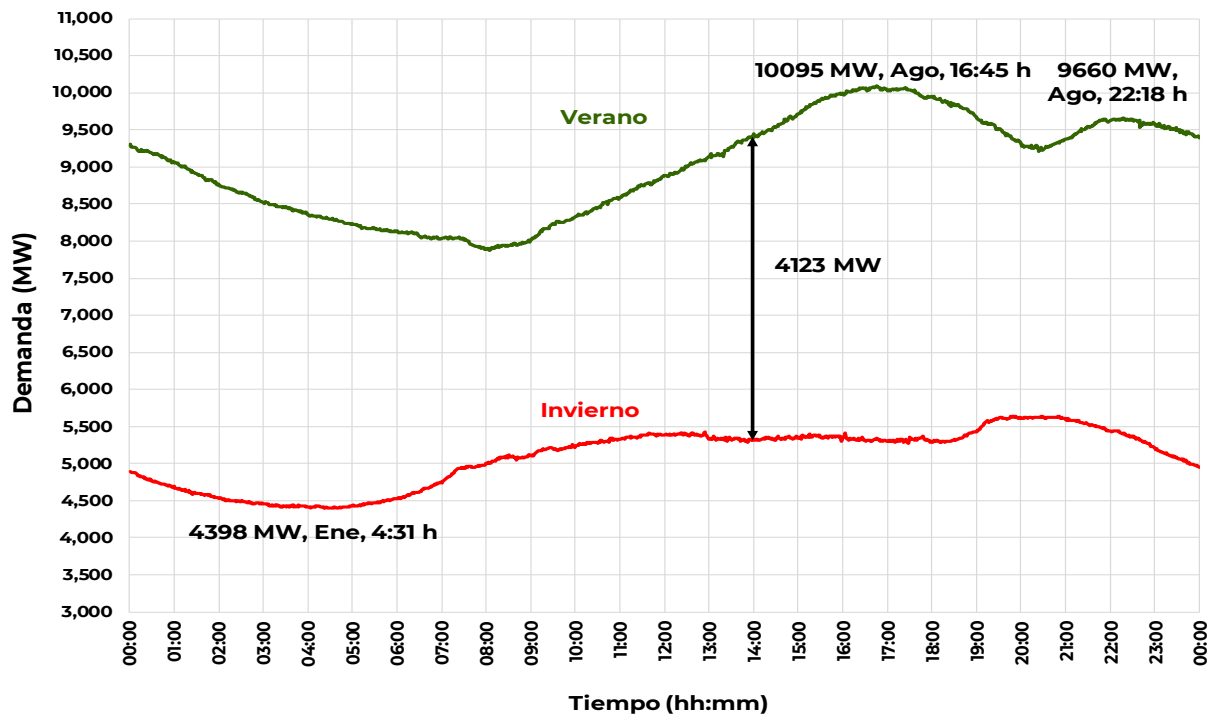


### Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las GCR Noroeste y Norte presentan un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.2.1. Considerando la integración gradual de generación solar que alcanza su magnitud máxima al medio día para después iniciar su declive hasta cero MW al ocultarse el sol.

Al tener cero generación solar en la demanda máxima nocturna, se desprende la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica en estas dos GCR, 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 de transmisión.

Figura 7.2.1. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2019



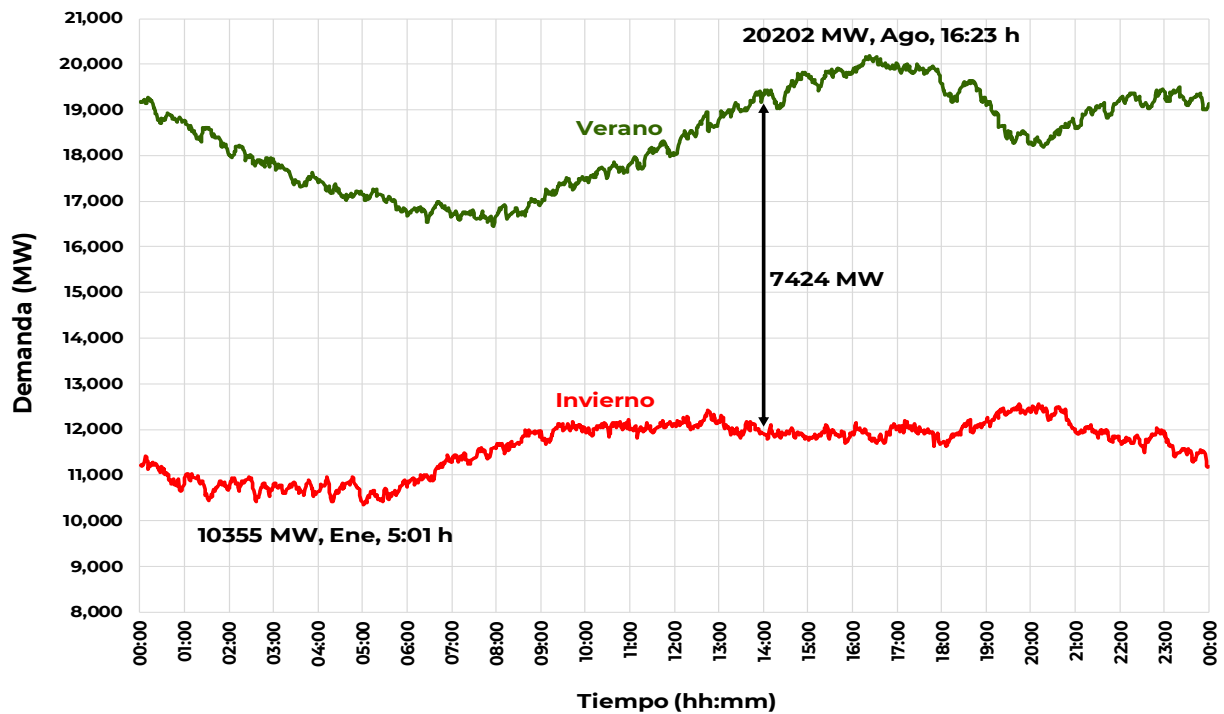
### **Demanda máxima nocturna de verano, GCR Noroeste, Norte y Noreste**

Similar al periodo mencionado en el punto anterior, la demanda máxima coincidente de estas tres GCR presenta un pico por la tarde superior al pico nocturno; el pico vespertino se alcanzó a las 16:23 h con una magnitud de 20,202 MW. En la figura 7.3.1 se muestra el comportamiento de la demanda durante las 24 horas de un día de verano e invierno. El rizado que se observa se debe al comportamiento intermitente de las cargas de hornos de arco eléctrico

en la GCR Noreste. También, durante el pico nocturno al tenerse fuera la generación solar se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia con efectos en la factibilidad de congestionamiento de la red de transmisión, en la carga en transformadores y en la regulación de voltaje principalmente. Del análisis correspondiente se derivarán las necesidades de infraestructura de la RNT y las RGD, así como, requerimientos de características flexibles en las Centrales Eléctricas que se vayan interconectando al SIN.



Figura 7.3.1. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte + Noreste en el verano e invierno de 2019



### **Demanda máxima de verano, Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur**

Las estadísticas muestran que la demanda máxima instantánea de verano de los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur se presentó en los meses de septiembre y agosto, entre las 16:00 y 18:00 h respectivamente. En 2019 la demanda

máxima de verano del sistema Baja California fue en septiembre, con una magnitud de 2,906 MW, a las 15:54 h, como se observa en la figura 7.4.1.

En la figura 7.4.2 se muestra el comportamiento de la demanda de verano del sistema Baja California Sur, que ocurrió en julio a las 16:07 h, con un valor de 539 MW.

Figura 7.4.1. Perfil real de la demanda del Baja California en el verano e invierno de 2019

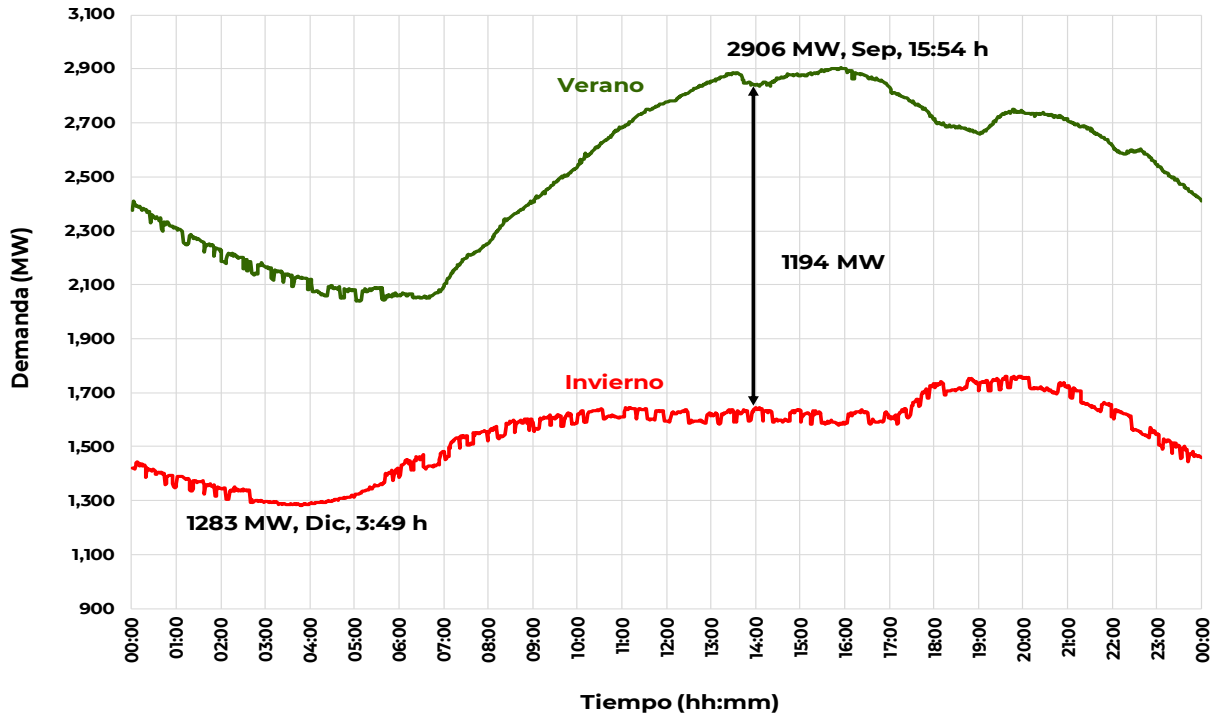
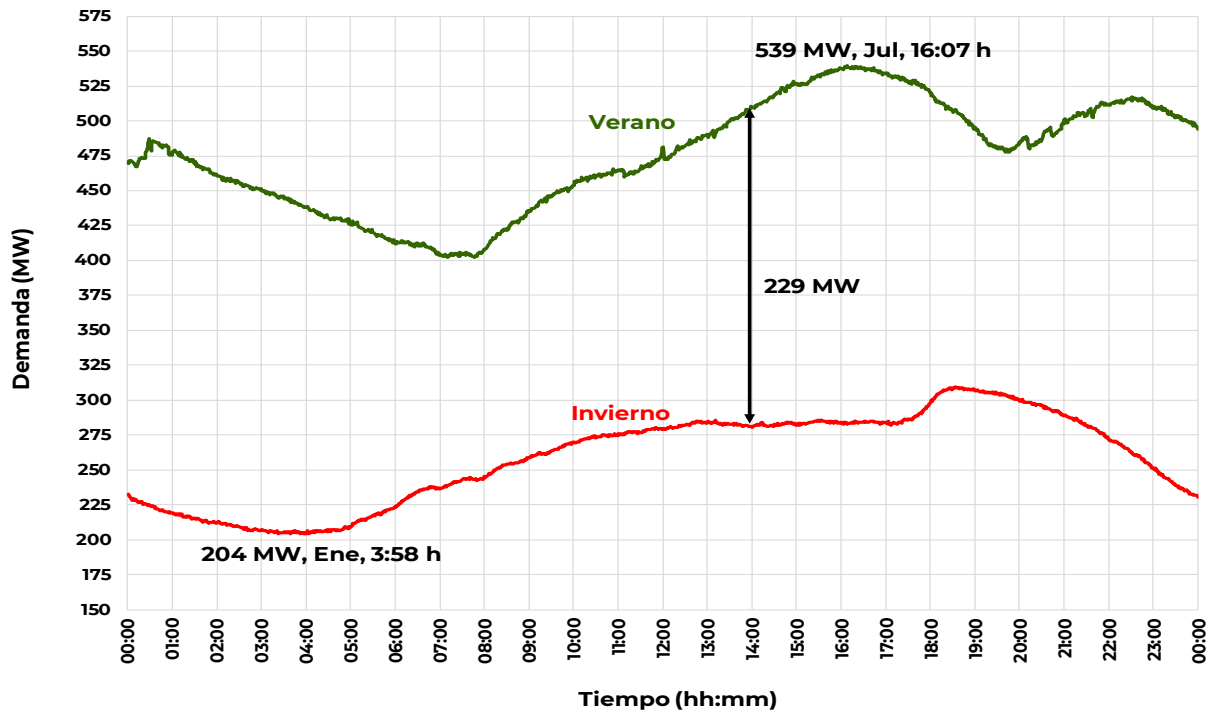


Figura 7.4.2. Perfil real de la demanda del Baja California Sur en el verano e invierno de 2019



## **Demanda máxima de invierno**

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurre la demanda máxima anual de la GCR Central y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas; la demanda de esta zona representa el 18% 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 plan indicativo de generación.

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 7.1.1 en trazo color rojo se presenta el perfil de la demanda del SIN en invierno 2019; se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:44 h.

## **Demanda mínima de invierno**

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. En el 2019 se presentó alrededor de las 4:13 h. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas

mínimas y reducción en el despacho de generación termoelectrica (consumiendo, 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 7.1.1, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 27,987 MW, que representan el 59.5 % 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 el incremento de generación solar durante la tarde 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 de transmisión y transformación principalmente.

A nivel SIN en el 2019 se presentó una reducción en la demanda de 9,652 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h, como se muestra en la figura 7.1.1.

---

Para las tres GCR del Norte dicha reducción entre la demanda de verano e invierno de las 14:00 h, fue de 7,424 MW como se muestra en la figura 7.3.1.

El mismo comportamiento se presentó en los Sistemas Interconectados de Baja California y Baja California Sur, con reducciones de 1,194 MW y 229 MW, como se ilustra en las figuras 7.4.1 y 7.4.2.

# 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 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 ha instruido 144 proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT, en donde 143 proyectos fueron asignados a CFE Transmisión y uno de ellos, Interconexión Baja California – SIN, sería adjudicado por la SENER a través de una Licitación Pública Internacional; la cual fue cancelada en 2019.

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 2021, 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 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 completa
  - Contingencia sencilla
  - Apertura de red 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 voltaje:
  - Red completa
  - En contingencia sencilla

- Proyectos de modernización que incrementan la Confiabilidad del SEN.
- Proyectos con cambio de metas físicas o indefinidos.

En el cuadro 8.1.1 se presentan los proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT que están

terminados y en proceso constructivo. En el cuadro 8.1.2 se muestran los proyectos que cuentan con recursos asignados vía PIDIREGAS en 2021. En el cuadro 8.1.3 se presenta el orden de prioridad del resto de proyectos y finalmente en el cuadro 8.1.4 se identifican los proyectos cancelados y fuera de cartera 2020 – 2024 de CFE Transmisión.

**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	PI7-NT1	abr-18	feb-20	100	2017
Terminado	El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	dic-19	100	2017
Terminado	Mezquital MVAR (traslado)	P18-MU3	abr-18	feb-21	100	2018
Terminado	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	jun-21	100	2018
En construcción	Potrerillos Banco 4	P16-OC2	abr-19	ago-21	35	2016 y 2017
En construcción	Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	dic-22	0	2017
En construcción	Red Eléctrica Inteligente (REI)	M17-REI	ene-19	dic-23	5	2017
En construcción	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 – 2021	M18-SIN1	dic-19	dic-23	0	2018
En construcción	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	sep-22	5	2018
En construcción	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	feb-22	5	2018
En construcción	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-OR1	abr-19	nov-22	15	2018
En construcción	Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	2	2018
En construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	jul-22	2	2018
En construcción	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	oct-22	2	2018
En construcción	Donato Guerra MVAR (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	dic-21	0	2017
En construcción	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	nov-22	0	2018
En construcción	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	P18-NE8	abr-18	dic-22	4	2018
En construcción	Quilá MVAR (traslado)	P18-NO1	abr-18	nov-21	4	2018
En construcción	El Carrizo MVAR (traslado)	M16-NO1	abr-18	dic-21	0	2017
En construcción	Recreo MVAR	P18-BS6	abr-21	dic-21	4	2018
En construcción	Frontera Comalapa MVAR	PI7-OR9	abr-17	dic-21	5	2017

**Cuadro 8.1.2. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER con recursos PIDIREGAS 2021**

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 1	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	feb-24	0	2018
PIDIREGAS 2	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	abr-23	0	2015 y 2018
PIDIREGAS 3	Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	0	2018
PIDIREGAS 4	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	may-23	0	2018
PIDIREGAS 5	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	feb-24	0	2018
PIDIREGAS 6	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	jun-24	0	2018
PIDIREGAS 7	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	ene-24	0	2019

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
ES1	Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	sep-22	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
1	Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	jul-23	Inicia en 2021	2016
2	Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	nov-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
3	Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
4	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
5	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
6	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	mar-24	Inicia en 2021	2019
7	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
8	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	jun-21	Terminado	2018
9	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-24	Pendiente autorizar	2019
ES2	Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC	oct-23	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
10	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
11	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)	P20-PE3	abr-24	oct-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
12	Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	ago-24	Pendiente autorizar	2019



... Continuación

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
13	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-23	Inicia en 2021	2017
14	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PE1	ene-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
15	Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS2 P15-NO2	abr-17	jun-23	Inicia en 2021	2015
16	Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	abr-23	Inicia en 2021	2017
17	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	feb-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
18	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	dic-22	Inicia en 2021	2018
19	Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
20	Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	jul-23	En revisión de presupuesto	2016 y 2017
21	Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-24	Inicia en 2021	2016 y 2017
22	San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-24	Pendiente autorizar	2019
23	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
24	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	jun-24	Pendiente autorizar	2015 y 2018
ES3	Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
25	Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	dic-23	Inicia en 2021	2015
26	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
27	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
28	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	abr-23	Pendiente autorizar	2018
29	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	nov-23	Pendiente autorizar	2018
30	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-24	Inicia en 2021	2017
31	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	abr-25	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
32	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	ene-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
33	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-23	Pendiente autorizar	2018

... Continuación

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
34	Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-23	Pendiente autorizar	2019
35	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-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
36	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
ES4	Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
37	Tabasco Potencia MVar (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	may-23	Inicia en 2021	2017
38	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
39	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	feb-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
40	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019
41	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
42	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
43	Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	nov-23	Inicia en 2021	2017
44	Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	oct-23	Inicia en 2021	2017
45	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
46	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	abr-23	Pendiente autorizar	2018
47	Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVar)	P17-OR4	abr-21	abr-23	Inicia en 2021	2017
48	Loreto MVar	P17-BS1	abr-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
49	Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	mar-23	Inicia en 2021	2017
50	Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-23	Pendiente autorizar	2018
51	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	jun-23	Inicia en 2021	2018
ES5	Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	ene-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
52	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	jun-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
53	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-24	Pendiente autorizar	2018
54	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	jun-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021

... Continuación

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
55	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	jun-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
56	Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	jul-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
57	Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-22	Pendiente autorizar	2019
58	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-22	Pendiente autorizar	2019
59	SopORTE de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
60	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
61	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
62	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
63	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
64	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
65	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
66	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-25	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
67	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
ES6	Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
68	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	abr-22 y abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
69	Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-19	sep-23	Pendiente autorizar	2018
70	Alvarado II y San Andrés II MVAR	P16-OR2	abr-16	mar-23	Inicia en 2021	2017
71	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-20	ene-23	Inicia en 2021	2018
72	Izúcar de Matamoros MVAR	P16-OR1	abr-16	mar-23	Inicia en 2021	2017
73	Amozoc y Acatzingo MVAR	P17-OR6	abr-18	mar-23	Inicia en 2021	2017
74	Esfuerzo MVAR	P17-OR7	abr-19	mar-23	Inicia en 2021	2017
75	Viñedos MVAR	P19-NO1	abr-20	mar-23	Pendiente autorizar	2019
76	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-OR1	abr-19	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021

... Continuación

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
77	Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
78	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
79	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
80	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
81	Cerro Cañedo MVAR	P20-NO4	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
82	Pericos MVAR	P20-NO5	abr-24	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
83	Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
84	Juan José Ríos MVAR	P20-NO3	abr-24	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021
85	Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-ORI	dic-18	may-23	Pendiente autorizar	2019
86	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-23 a abr-29	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
87	Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	abr-21 a abr-25	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
88	Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-ORI	dic-19	dic-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
89	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
90	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	abr-22	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
91	Modernización de la SE Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-22	Pendiente autorizar	2018
92	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	may-22	Pendiente autorizar	2018
93	Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-22	Pendiente autorizar	2019
94	Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	M20-NO1	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
95	Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	mar-22	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
96	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
97	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021

... Continuación

**Cuadro 8.1.3. 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	Estatus	
98	Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	abr-23	En revisión	2019
99	Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	jul-24	Inicia en 2021	2017
100	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	abr-26	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
101	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-26	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
102	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	jul-24	Se requiere cancelar	2018

**Cuadro 8.1.4. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT instruidos por la SENER cancelados y fuera de cartera 2020 – 2024 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	Estatus	
-	Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	ND	Proyecto pausado	2016
-	Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	ND	Pendiente autorizar	2016 y 2018
-	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	abr-18	ND	Proyecto no instruido a CFE Distribución	2018
-	Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BC1	may-21	ND	Proyecto pausado	2017
<b>Cancelado</b>	Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	Proyecto pausado	2015
<b>Cancelado</b>	Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional	P16-BC1	-	-	-	-
<b>Cancelado</b>	Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BS1	-	-	Proyecto pausado	2017
<b>Cancelado</b>	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015
<b>Cancelado</b>	Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	-	2015

## 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 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 octubre de 2022, según lo comunicado, lo cual 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 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 transformador adicional en la SE Jilotepec Potencia. de relación 230/115 kV. Finalmente, se tiene el soporte en menor medida por parte de la SE Nochistongo con un transformador 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 contingencia sencilla de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20) de la red troncal de 400 kV, se presentan 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) con un monto de sobrecarga del 46.5%.

Por lo anterior, ante contingencia, las LT de 115 kV, asociadas a las Zonas Atlacomulco y Valle de Bravo, son susceptibles a problemáticas de colapso de voltaje y saturación de circuitos en 115 kV. Esto representa afectaciones de cargas del tipo industrial, comercial y residencial, que en su conjunto representa cerca del 6.6% del consumo de energía de la red asociada al ámbito de la GCR Central con un monto de demanda eléctrica que llega a los 612 MW.

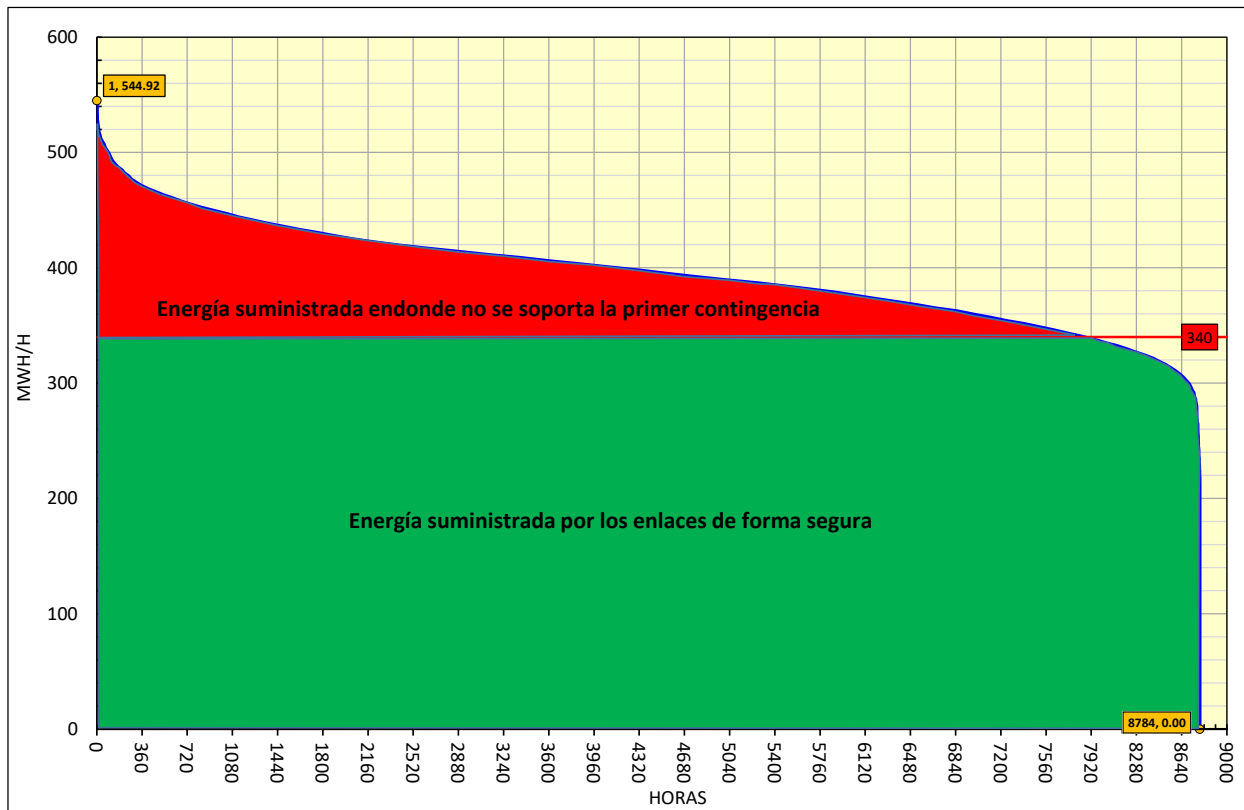
Al diferirse el proyecto instruido hasta octubre de 2022, se realizarán cortes del suministro de energía eléctrica en la zona Atlacomulco, ante la eventual salida de la LT Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20).

En la figura 8.2.1 se muestra la curva de duración de la carga suministrada 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 y Nochistongo durante 2020, en donde se observa que, en aproximadamente 7,900 horas lo

que equivale al 90% del tiempo, se operó en Estado Operativo de Alerta ya que el flujo de transmisión de la red asociada superó los 340 MW.

Figura 8.21. Curva de duración de la energía suministrada por los equipos de transformación de Atlacomulco Potencia, Donato Guerra, Jilotepec Potencia y Nochistongo en el año 2020



### • 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 para octubre de 2023, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

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 líneas 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, lo que 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, 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 establecido actualmente) de la línea Kilómetro 110 – Tulancingo (73T30) con sobrecargas superiores a un 20%. El límite indicado

Por lo indicado, ante falla 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

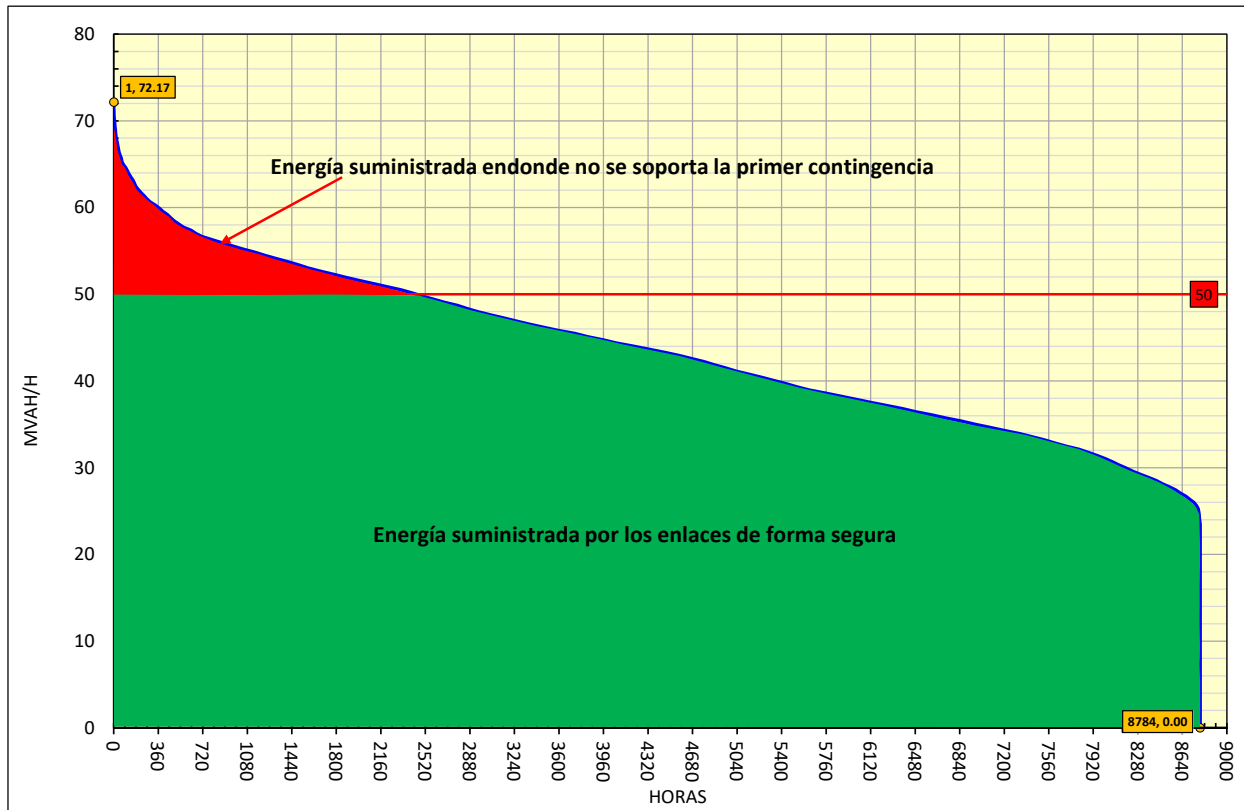
implementado desde finales del 2011, con la operación normalmente abierta del interruptor de amarre (79890) en la SE Tulancingo. La condición adecuada de operación es que se opere con el interruptor cerrado como ocurría en años previos, lo cual permite lograr la Confiabilidad requerida en el sistema eléctrico.

Al diferirse el proyecto instruido hasta octubre de 2023, 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 (no operativos) 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 2020 (valores históricos), en donde se observa que en aproximadamente 2,408 horas que corresponde en aproximadamente un tercio 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 2020



- **Línea de Transmisión Deportiva – Toluca**

Este proyecto 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 por la SENER hacia la CFE para entrar en operación en diciembre de 2022.

Sin embargo, en la última actualización de fechas factibles de los proyectos

instruidos, la CFE le reportó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta julio de 2023, lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

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 que abastece parte del consumo industrial de la zona Toluca que está alimentado 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 subestaciones Atenco y Toluca. Estos centros de consumo satisfacen su demanda principalmente desde las SE Atenco y Toluca, además de la generación local de la Central Hidroeléctrica (CH) Lerma.

Por otro lado, la SE Remedios en 230 kV suministra energía 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 gráfica de la figura 8.2.3 se observa que en el año 2020 se superó el límite de 497 MW, 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. Por otro lado, 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 existente.

Mediante análisis realizados considerando la condición operativa esperada de acuerdo a los pronósticos de crecimiento de la demanda en la

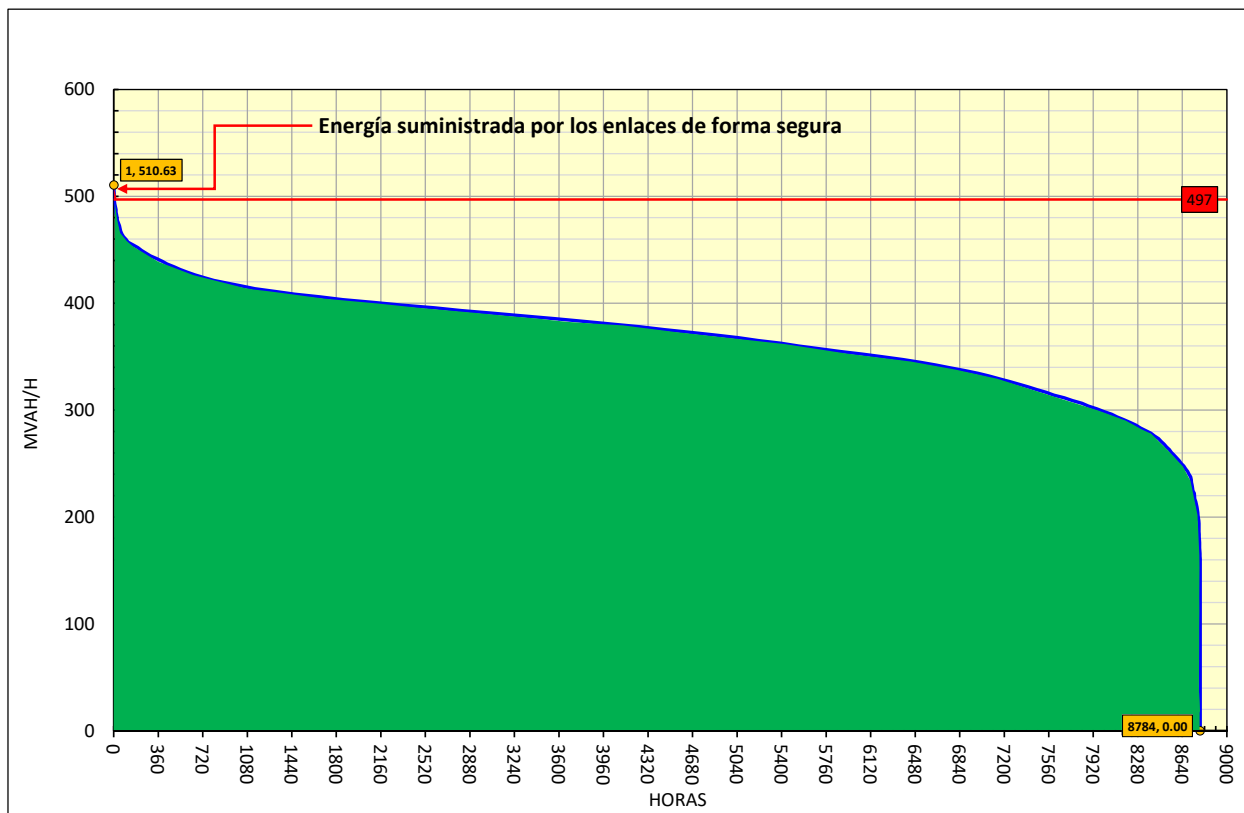
zona, se determinó que ante la contingencia de la LT San Bernabé - Atenco (93490), la red en 230 kV restante no soportaría el flujo de transmisión necesario para alimentar montos de demanda superiores a los 500 MW asociados a las cargas en el nivel de 85 kV de las zonas Toluca y Tenango, así como las correspondientes al corredor Remedios – Atenco de la red en 230 kV de la zona Toluca. Ante el crecimiento pronosticado en años posteriores, se afectará el suministro de energía eléctrica ante contingencia sencilla en la red eléctrica en 230 kV.

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 está instruido.

Al diferirse el proyecto hasta julio de 2023, se corre el riesgo de la afectación de altos montos de carga, 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 muestra el comportamiento que se presentó en el año 2020 en la LT Atenco – San Bernabé (93490) y Toluca -Deportiva (93710), en donde se observa que durante 10 horas del año (aproximadamente), se operó en Estado Operativo de Alerta, debido a que el flujo de transmisión de la red asociada supero 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 2020



## 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 la Zona de Huatulco y la Costa Chica de Guerrero y fue instruido por la SENER en 2019 hacia la CFE Transmisión para entrar en operación en marzo de 2021.

Sin embargo, de acuerdo con la última información proporcionada por CFE Transmisión, estima una Fecha de Entrada en Operación Factible para abril de 2023.

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 son las SE Quemado, Ciénega y Juchitán II. Estos puntos de alimentación se encuentran a grandes distancias de las SE ubicadas en dichas Zonas, las cuales alimentan cargas residenciales, comerciales e industriales, centros turísticos y poblaciones como Huatulco, Puerto Escondido, Pinotepa Nacional y Ometepepec.

Tomando como referencia la SE Pochutla cuya ubicación es el punto de interconexión de las tres fuentes mencionadas, se tiene que las SE Juchitán II, Quemado y la Ciénega se encuentran a una distancia de 215 km, 394 km y 160 km respectivamente.

Debido a las grandes distancias entre las fuentes de energía eléctrica, se tiene una deficiencia de potencia reactiva que permitan el soporte de tensión, por lo que, ante la salida de alguna LT ya sea por falla o mantenimiento, se presentan afectaciones de carga derivado de la acción de esquemas automáticos de tiro de carga como una medida emergente para preservar el funcionamiento del sistema y evitar la ocurrencia de la afectación total de la carga debido a un colapso en la zona.

La contingencia sencilla más severa es 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 asociada.

A través de los años, se ha mostrado latente el riesgo de afectación de carga debido a la magnitud de la demanda. En el año 2020 se tuvo registro que durante 8,759 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 esquemas de desconexión automática de carga (disparo de carga por baja tensión), los cuales, hoy en día se observa que son insuficientes para evitar voltajes fuera de límites permisibles operativos. Así mismo, aun en condiciones de red completa, se tienen problemas de regulación de tensión, poniendo en riesgo el daño de equipos 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 Cuadro 8.3.1. en donde se puede observar que se han presentado 344 eventos de salida de LT y en 220 de ellos, presentaron afectaciones en el suministro de la energía eléctrica

(carga) desde 2014 a 2020. La incidencia de afectaciones de carga continúa agravándose a medida que crece la demanda año con año con su impacto social y económico, siendo una zona de desarrollo turístico.

**Cuadro 8.3.1. Eventos de Disparos (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
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>124</b>	<b>1,454</b>

Derivado de lo comentado previamente, se requiere la construcción de la obra “Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica” y evitar la continua afectación a los usuarios.

Por lo antes mencionado, 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 energía no suministrada derivado del crecimiento natural de la demanda, así como los problemas de control del nivel de tensión a valores operables, incluso en condiciones de red completa.

Finalmente, el proyecto propuesto no está sometido a problemáticas sociales al ampliar o adquirir derechos de paso, lo que facilita el proceso de construcción, este factor es relevante ya

que no se deberán tener 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-ORI 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 Centrales Hidroeléctricas (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y de las Centrales Eólicas 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 para abril de 2020 de acuerdo con la instrucción de SENER hacia CFE.

Sin embargo, en fecha reciente la CFE Transmisión, informó a CENACE que estima una Fecha de Entrada en Operación Factible para noviembre de 2023.

El proyecto consiste en el reemplazo de equipo terminal en subestaciones (transformadores de corriente, trampas de onda) asociado a los 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 Líneas 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 1108 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 eventual falla y salga de operación. Si se considera el flujo de potencia histórico en el año 2020, se puede observar que durante 2534 horas (29% del año), se mantuvo en riesgo de afectación de generación por contingencia sencilla (n-1), esto representa un monto de 665,745 MWh, tal como se muestra en figura 8.3.5.

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 2019 este límite se alcanzó por 1 hora, mientras que para el 2020 estuvo dentro del límite, tal como se muestra en figura 8.3.6.

Figura 8.3.5. Curva característica de Flujo de potencia en el corredor Ixtepec Potencia > Juile durante 2020

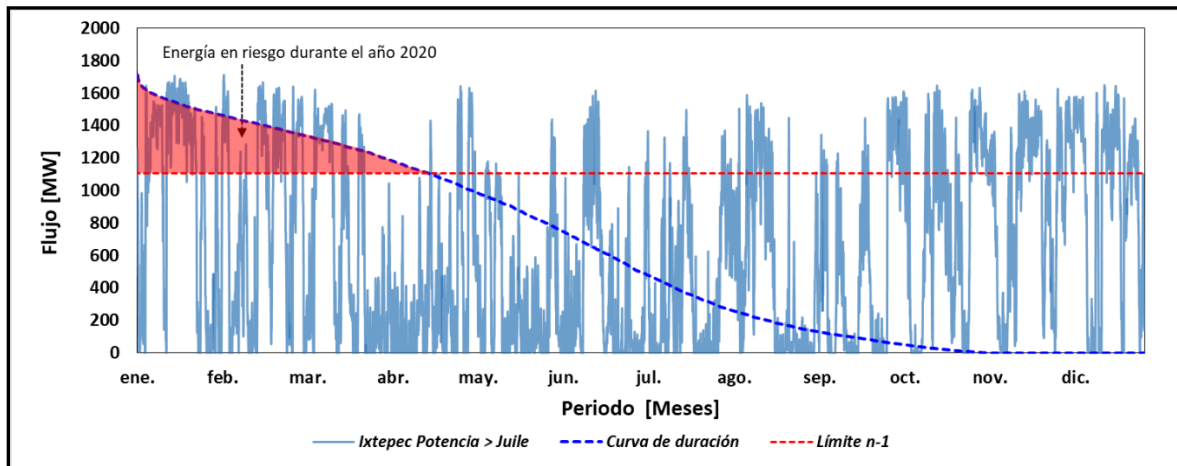
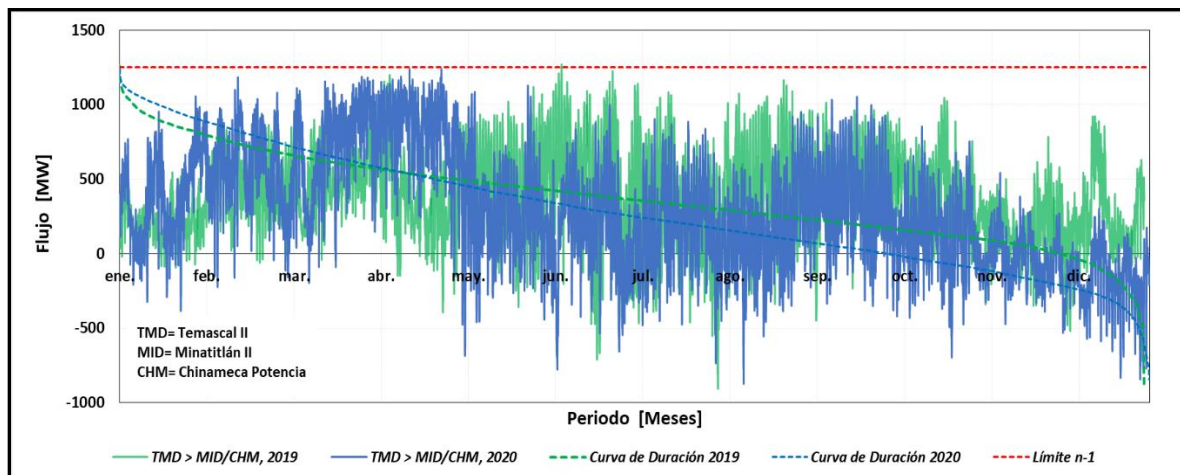


Figura 8.3.6. Curva característica de Flujo de potencia en el corredor Temascal II > Minatitlán II y Chinameca Potencia durante 2019 y 2020



La importancia del corredor de transmisión entre las regiones Coahuila 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 Centrales Hidroeléctricas 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 para considerar la frecuencia de incidencia de fallas que es frecuente, tal como se describe en el cuadro 8.3.2.

Cabe mencionar que el nivel de exigencia de la Confiabilidad en red 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. 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
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>726:38:51</b>	<b>25</b>	<b>428:07:06</b>	<b>20</b>	<b>03:49:32</b>

- **Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas**

Este proyecto con PEM P15-OR1 fue incluido 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 Tapachula Potencia. En figura 8.3.7 se muestra la trayectoria de la línea existente.

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, en fecha reciente CFE Transmisión informó a CENACE que estima entrará en Operación para junio de 2024.

El proyecto instruido permite reducir las condiciones de riesgo que mantiene el estado de Chiapas durante periodos de demanda media y máxima, ya que ante disparo de la única LT en 400 kV que interconecta hacia la Zona Tapachula y parte de San Cristóbal, se presenta desconexión descontrolada de carga o incluso colapso de voltaje en las zonas mencionadas. Por lo cual se requiere realizar cortes de carga que permitan mitigar afectaciones mayores en la zona. Por otro lado, 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).



Figura 8.3.7. Trayectoria de la Línea de Transmisión Angostura – Tapachula Potencia en 400 kV

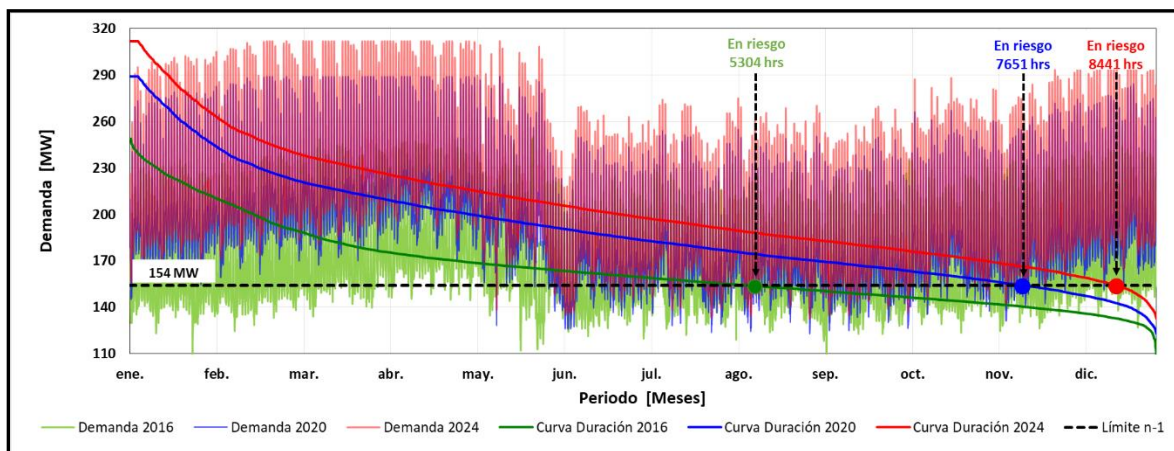


En la figura 8.3.8 se muestra un comparativo del crecimiento histórico y proyectado de la demanda en la zona Tapachula y parte de la zona San Cristóbal.

Como se observa en la figura 8.3.8, el límite para soportar el disparo de la LT Angostura – Tapachula es de 154 MW de demanda, es decir, por arriba de este valor ya se tienen afectaciones al suministro. En el año 2016 se mantuvo en riesgo el suministro por 5304 horas. Del mismo modo, si se toma como referencia el histórico de demanda en el año 2020 se observa que, el tiempo que se mantuvo en riesgo el suministro de energía eléctrica aumentó, notando que alcanzó un total de 7651 horas.

Con una tasa de crecimiento histórica de 1.92% anual de la zona de influencia, trasladada hacia el futuro, se estima que, para junio de 2024, la demanda alcance aproximadamente 311 MW en periodos de demanda máxima, con lo cual se espera que la demanda permanezca por arriba del límite n-1 durante aproximadamente 8441 horas, esto es el 96% del año.

Figura 8.3.8. Comparativa del crecimiento de la demanda en zona Tapachula y parte de San Cristóbal



- **Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco**

El proyecto fue incluido en el PAMRNT 2019-2033 para reforzar el suministro de

la región oriente de la ciudad de Puebla en el nivel de 115 kV.

El alcance del proyecto contempla la construcción de un doble circuito aislado y operado en el nivel de tensión

de 115 kV con longitud aproximada de 0.2 km para entroncar la SE Puebla Dos Mil en la LT Puebla II – 73890 – Guadalupe Analco, también requiere la instalación de dos alimentadores para interconectar la línea nueva con la SE Puebla II, así como la sustitución de equipo terminal en Puebla Dos Mil para incrementar el límite operativo de la Línea Puebla II 73190 Puebla Dos Mil. En figura 8.3.9 se muestra la red eléctrica propuesta.

La SENER instruye en junio de 2019 a la CFE la construcción de este proyecto con fecha factible de entrada en operación de junio de 2020.

Sin embargo, CFE Transmisión informó a CENACE actualiza como Fecha de Entrada en Operación de agosto de 2022.

El diferimiento de la Fecha de Entrada en Operación Factible pone en riesgo el suministro de energía eléctrica a los consumidores residenciales en la región norte y oriente de la Ciudad de Puebla, así como las cargas industriales concentradas en el complejo Puebla Dos Mil.

En PAMRNT 2019-2033 se indicó que los consumidores residenciales mantienen una demanda recurrente de 70 MW, la cual se abastece a través de los bancos de distribución de las subestaciones Puebla Dos Mil y Oriente. No obstante, existen usuarios en alta tensión cuyo consumo habitual es de 30 MW, pero han alcanzado hasta 50 MW en demanda máxima. El comportamiento histórico de la carga se muestra en figura 8.3.10.

Con las características descritas del comportamiento de la demanda, ante la salida de servicio de la LT Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil, por su eventual ocurrencia se presentan degradación en la Calidad de energía (bajo voltaje), exponiendo a todos los usuarios a la afectación de sus equipos por operación continua con niveles deficientes de voltaje, lo cual se agravará al paso de los años con el crecimiento de la demanda.

En la actualidad, el CENACE solo autoriza el mantenimiento de la Línea Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil en condiciones de demanda mínima, sin embargo, se espera que derivado del crecimiento progresivo de la demanda año con año, obligará a que se conceda licencia de mantenimiento en la línea mencionada con afectaciones en el suministro de energía eléctrica.

**Figura 8.3.9. Proyecto Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco**

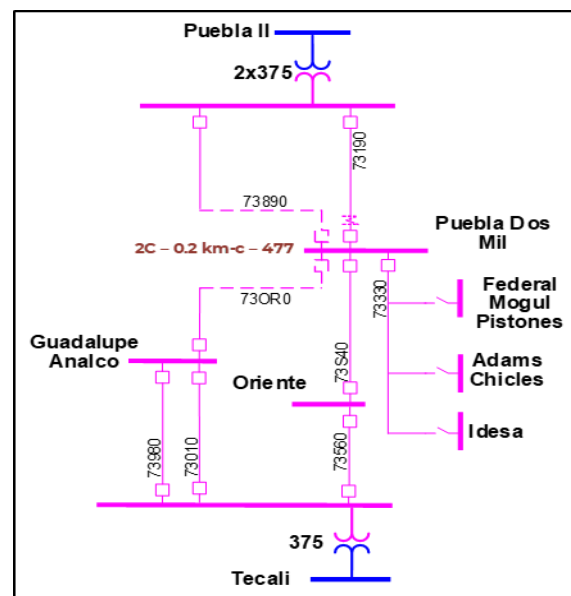
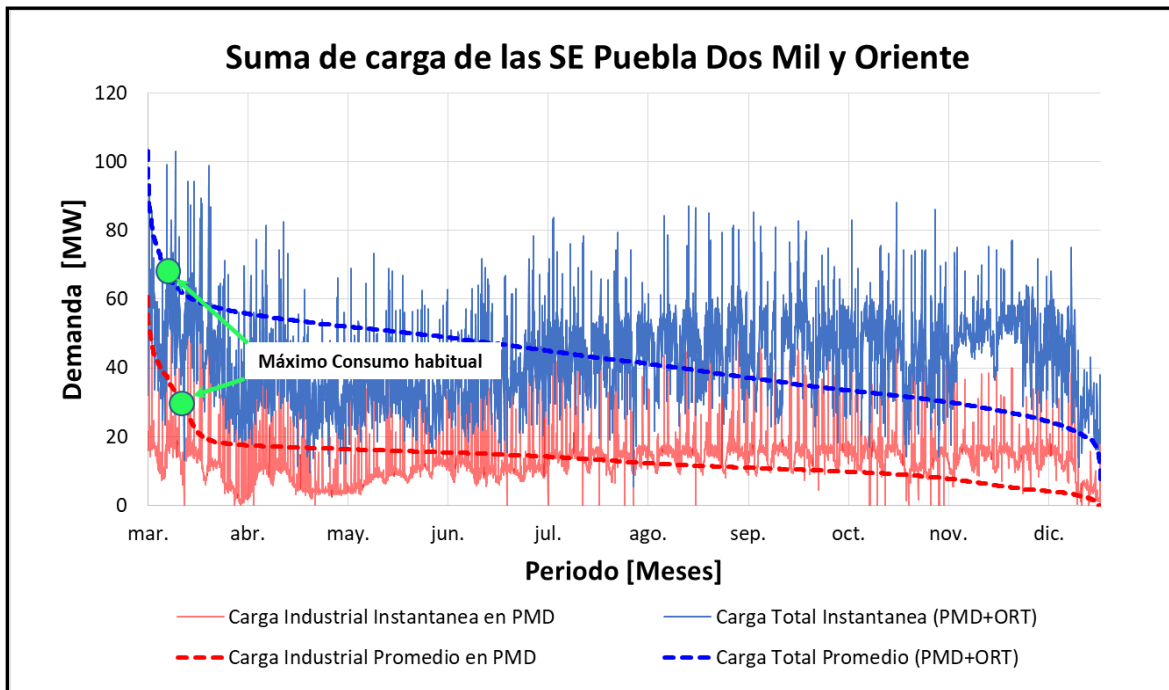


Figura 8.3.10. Comportamiento de demanda en subestaciones Puebla Dos Mil y Oriente de marzo a diciembre de 2020



- **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 subestaciones Laguna Verde y Manlio Fabio Altamirano, así como de la transformación 230/115 kV de las subestaciones Jardín y Veracruz II.

Adicionalmente se cuenta con la generación de la Central de Ciclo Combinado (C.C.C.) Dos Bocas. Esta central debido a su antigüedad y a la indisponibilidad de combustible (gas natural), presenta operación intermitente (salidas no previstas) lo que ocasiona que se sature la transformación 230/115 kV. Asimismo, la transformación 400/230 kV suministra energía hacia las Zonas Oaxaca, Córdoba y Orizaba, razón por la cual,

algunos de estos elementos han alcanzado la saturación en condiciones de red completa derivado del suministro de demanda y alto flujo de transmisión Centro - Sureste.

La obra “P18-ORI Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)” es un proyecto propuesto en el PAMRNT y tiene como objetivo principal aumentar 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 cambia 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 en el ejercicio del PRODESEN 2018-2032. Dicha obra fue

definida con Fecha de Entrada en Operación Factible de abril del 2022.

Sin embargo, CFE Transmisión informó a CENACE que el proyecto instruido entrará en operación hasta febrero de 2024.

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 subestaciones Jardín y Veracruz II derivando en afectación del suministro de la Ciudad de Veracruz, tal como se observa en la Figura 8.3.11, en donde se muestra que la capacidad nominal del banco de la SE Jardín en condición de red completa, se rebasó por 2 hs en el año 2019 y se mantuvo en su capacidad nominal durante el año 2020 (derivado de la contingencia sanitaria por el SARS-COV2), y se espera que para el 2024 se rebase su capacidad por 9 hs, adicionalmente la carga de los bancos en mención pudiera aumentar de forma significativa en caso de indisponibilidad de la C.C.C. Dos Bocas interconectada en 115 kV, estas condiciones provocarían mayor riesgo de afectación de carga ante contingencia sencilla de

transformadores 230/115 kV y de LT en 115 kV.

De la misma forma, ante contingencia sencilla de transformadores 400/230 kV o de LT en 400 kV, se incurriría en apagones de la Ciudad de Veracruz, afectando en cascada a las Zonas de Oaxaca, Córdoba y Orizaba, como se observa en la Figura 8.3.12, donde se ha rebasado el límite por contingencia de transformador durante un tiempo aproximado de 3772 hs, lo que representa el 43% del año. De acuerdo con la proyección del crecimiento de demanda se estima que para el 2024 se alcance un total de 5382 hs, lo que representa el 61% 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 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 8.3.11. Curva de duración de la carga en bancos de transformación de las Subestaciones Eléctricas Jardín y Veracruz II

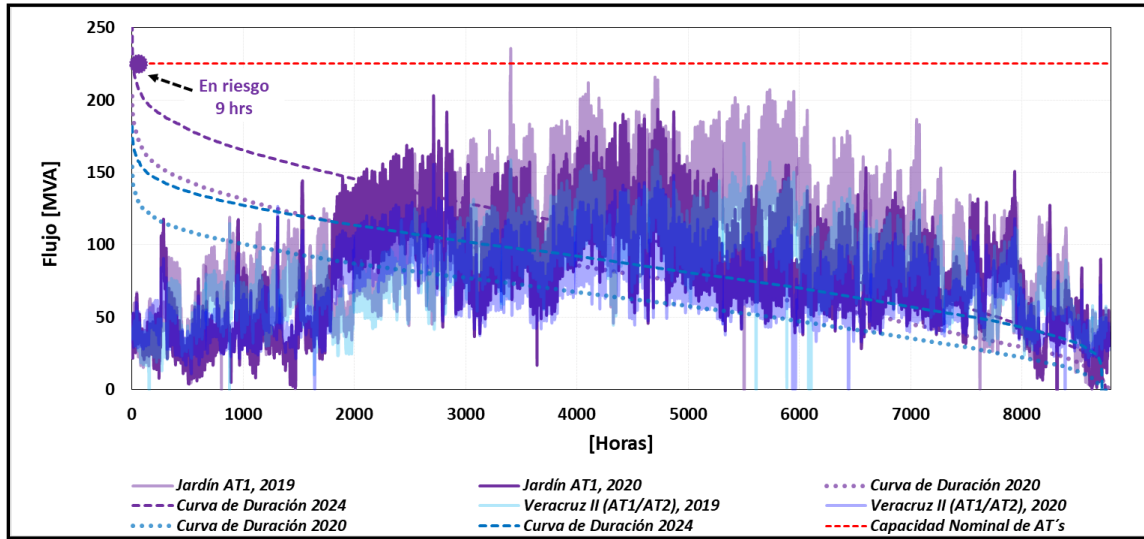
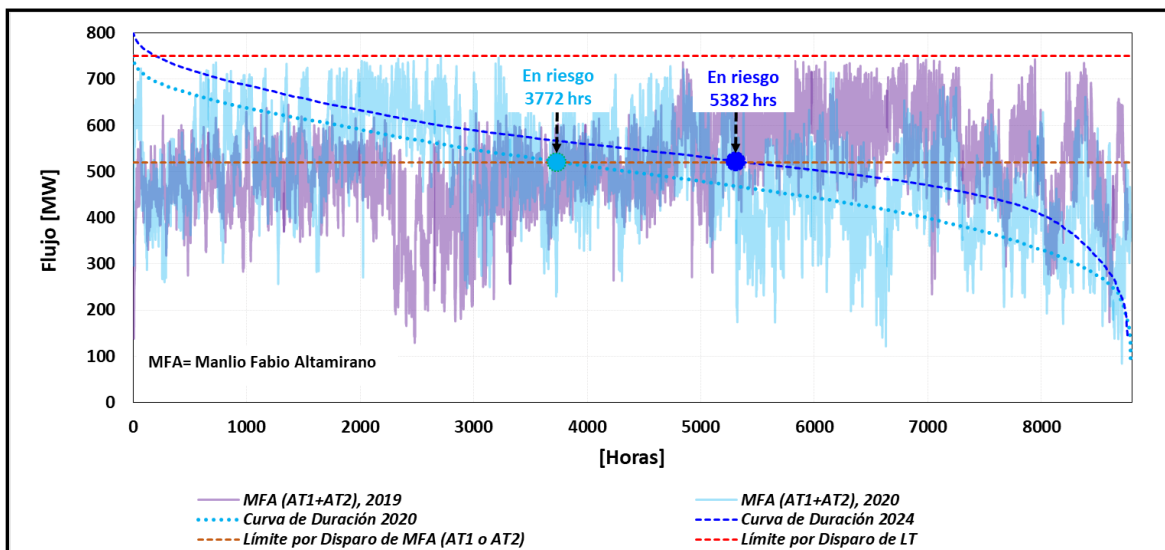


Figura 8.3.12. Curva de duración de límites de carga de los bancos de transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano



## Impacto en la GCR Occidental

### Zona León

En la actualidad se presentan sobrecargas en la transformación que suministra la zona León en condición de red completa, por lo que se requiere realizar estrategias operativas para segregar la red disminuyendo la Confiabilidad de la RNT y con ello solventar las sobrecargas en el transformador 400/230 kV de la SE Potrerillos y en los transformadores 230/115 kV de la SE León III para preservar la continuidad de la demanda de dicha zona.

En los meses de agosto y septiembre de 2020, entraron en operación dos capacitores de 45 MVar cada uno en las SE León III y León IV, lo que ayudó a disminuir el flujo de reactivos a través del banco 400/230 kV de Potrerillos, sin embargo, aun con dichos elementos se alcanzó un valor del 95% de su capacidad nominal en el periodo agosto-diciembre 2020.

Aun aplicando las estrategias operativas en 115 kV, durante el año 2020 se presentaron valores cercanos a la capacidad nominal de los transformadores 230/115 kV de la SE León III. Por lo que, a manera de obra temporal se instaló en octubre de 2020 un banco adicional 230/115 kV en la SE León III, compuesto de fases de reserva de otras SE dentro del ámbito de la Gerencia de Transmisión Occidente, disminuyendo la Confiabilidad de las mismas, 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 ayudó a evitar la segregación de red en 115 kV de la zona León, pero aún se siguen

teniendo valores superiores al 90% de la capacidad nominal en los tres bancos de transformación de la SE León III.

Considerando el crecimiento de demanda pronosticada de la zona León se espera que la estrategia de segregación de red sea insuficiente por lo que se tendrá que recurrir al tiro de carga. Dicha problemática se solventa con el proyecto P16-OC2 Potrerillos Banco 4 instruido por la SENER en el PRODESEN 2016 – 2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2020, actualmente con fecha de término de obra para agosto 2021.

**Cuadro 8.4.1. Energía no suministrada en la zona León en 400/230 kV**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0	0	0
2021	603.87	603.87	73
2022	4,319.85*	4,923.71	403

\* En caso del diferimiento del proyecto

**Cuadro 8.4.2. Energía no suministrada en la zona León en 230/115 kV (Con segregación 115 kV)**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	19.90*	19.90	10

\* 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 al 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 adelantada 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 en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término para noviembre 2023.

### 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; SE Querétaro con dos autotransformadores, 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 autotransformador de 225 MVA.

En el cuadro 8.4.3 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no estén en servicio las obras; P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución) instruida por la SENER en el PRODESEN 2017 – 2031 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para diciembre de 2022 y P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 instruida por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2022, actualmente con fecha de término de obra para mayo del 2023.

**Cuadro 8.4.3. Energía no suministrada en la zona Querétaro**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	20.66	20.66	6
2022	1,449.52	1,470.18	285
2023	12,241.15	13,711.33	1,581
2024	40,855.68*	54,567.00	4,223

\* 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 plazo (220.7 MW) y el incremento de transformación a media tensión (370 MW) para suministro de carga por media tensión, 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 de 115 kV, negar la entrada en operación de los nuevos Centros de Carga o en su caso recurrir a cortes de carga.

**Cuadro 8.4.4. Centros de carga previstos en la zona Querétaro**

Año	SIASIC		Distribución	
	Capacidad	No. proyectos	Capacidad	No. proyectos
2021	146.201	7	150	7
2022	74.5	3	120	6
2023	---	---	10	1
2024	---	---	90	3
<b>Total</b>	<b>220.701</b>	<b>10</b>	<b>370</b>	<b>17</b>

Además, considerando la topología de la red 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 y Conín – San Ildefonso (adicionalmente se presenta sobrecarga de la LT San Ildefonso – 73150 – Marqués Oriente), llegando a ser necesarios cortes de carga de hasta 22.82 MW para el año

2021 ante la contingencia más severa. Mientras que para el año 2022 el monto de corte de carga máximo estimado ante contingencia es de 28.13 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 abril de 2023) y P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4 se considera necesaria la entrada en operación del proyecto P18-OC9 Compensación zona Querétaro (fecha factible de término de noviembre de 2022) para reducir el riesgo de corte de carga para los años 2021 y 2022 mientras se termina la construcción de los proyectos mencionados.

### 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 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 muy delgado y es antigua (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 150% de la capacidad nominal de los bancos de transformación de la SE Irapuato II provocando una salida en cascada ocasionando la 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 en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término para septiembre de 2022.

**Cuadro 8.4.5 Energía no suministrada en la zona Irapuato (sin LT Salamanca – 73130 – Irapuato II)**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	0.50	0.50	1
2022	18.24	18.74	11
2023	39.02*	57.76	25

\* 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 de 115 kV se sobrecarguen LT y se tengan bajos perfiles de tensión y pueda ser necesario el corte de Suministro Eléctrico de la zona. Se estima que a partir del 2021 ante contingencia de LT se presenten sobrecargas en las LT restantes que alimentan la zona de Puerto Interior y en condiciones de red completa en escenarios de demanda máxima se tengan valores por debajo de 0.95 pu en los niveles de voltaje.

Para incrementar la confiabilidad de la zona industrial se consideran los



proyectos P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia-Las Colinas instruido por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para abril del 2023, y P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato instruido por la SENER en el PRODESEN 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para diciembre del 2023.

### 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, su carga a satisfacer 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 2020 los transformadores de la SE Guadalajara I alcanzaron un flujo máximo de 89.43% de su capacidad nominal, mientras que los de la SE Guadalajara II alcanzaron un flujo máximo de 96.43% de su capacidad nominal en condición de red completa.

Ante la contingencia de uno de los transformadores de la SE Guadalajara I o Guadalajara II se tiene el riesgo de

sobrecargas superiores al 100% de su capacidad, como fue el caso del Guadalajara II T-03 que superó su capacidad nominal en el mes de abril 2020 ante falla del transformador en paralelo (Guadalajara II T-04) por lo que se tuvieron que realizar transferencias de carga para disminuir su flujo.

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 podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2 instruida por la SENER en el PRODESEN 2016 – 2030 con fecha factible de entrada en operación abril 2019, actualmente con fecha de término de obra para julio del 2023.

**Cuadro 8.4.6. Energía no suministrada en la zona Metropolitana de Guadalajara**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	0.00	0.00	0
2022	2.78	2.78	2
2023	28.38	31.16	16
2024	239.76*	270.93	131

\* 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 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 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 de 69 kV. El proyecto P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara instruido por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término de obra para junio 2023.

### 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 transformadores de 100 MVA cada uno y La Pila con un transformador de 225 MVA; las cuales alimentan el corredor industrial y la carga residencial de la ciudad de San Luis Potosí.

Durante el año 2020 cada transformador de la SE San Luis Potosí alcanzó un flujo máximo de 90% de su capacidad nominal en condición de red completa; a su vez el transformador de la SE La Pila alcanzó un flujo máximo de 93% de su capacidad nominal lo que conllevará a la aplicación de estrategias operativas para evitar sobrecargas en esta condición.

Adicionalmente, ante la contingencia de cualquiera de los transformadores mencionados anteriormente será necesario el corte de carga para evitar un colapso de la zona en cuestión.

En febrero 2020 se tuvo 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 transformadores 230/115 kV de la SE San Luis Potosí, así como para disminuir el flujo en el corredor de transmisión Aguascalientes Oriente – San Luis Potosí en 230 kV. Sin embargo, dicha obra temporal incrementa el flujo en el transformador de la SE La Pila por lo que la problemática de sobrecarga se transfiere a dicha SE.

En los cuadros 8.4.7 y 8.4.8 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 instruida en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2020, actualmente con fecha de término de obra para febrero de 2022.

**Cuadro 8.4.7. Energía no suministrada en la zona San Luis Potosí (Con obra temporal)**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	1.69	1.69	1
2022	608.58	610.28	113
2023	3,595.18*	4,205.45	548

\* En caso del diferimiento del proyecto

**Cuadro 8.4.8. Energía no suministrada en la zona San Luis Potosí (Sin obra temporal)**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	12.91	12.91	7
2022	343.01	355.92	106
2023	1,268.61*	1,624.53	373

\* En caso del diferimiento del proyecto

## Zona Ixmiquilpan

La zona Ixmiquilpan es alimentada por la SE Zimapán 230/115 kV con un transformador 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 transformador se encuentra ubicado en una cueva se dificulta el mantenimiento de este, sumado a lo anterior, el alto índice de humedad que se presenta incrementa la posibilidad de falla del mismo. Adicionalmente, el terciario del transformador se utiliza para alimentación de servicios propios de la C.H. Zimapán, por lo que el transformador 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 transformador mencionado anteriormente se tiene afectación del total de la carga de la zona, pudiendo recuperar parte de esta a través de los enlaces en 115 kV hacia la SE Boquilla. Sin embargo, debido a la cargabilidad de la red 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 forma temporal del banco de

capacitores de 30 MVar de la SE Colinas de Apaseo hacia la SE Boquilla, esto para evitar los problemas de bajos voltajes principalmente en la SE Acueducto. Lo anterior, demerita la Confiabilidad de la zona Querétaro al retirar un elemento de compensación capacitiva y genera sobrecostos por las obras necesarias para su traslado e instalación temporal, siendo necesarios dichas obras temporales para futuros mantenimientos programados del Zimapán AT-04.

En el cuadro 8.4.9 se muestra un resumen de las fallas del Zimapán AT-04 desde el año 2013 al año 2020 donde al menos se ha presentado una falla por año.

Para solventar la problemática indicada se propuso la obra P17-OC5 Valle de Mezquital instruida en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación para abril de 2021, actualmente con fecha de término de obra para enero de 2023.

**Cuadro 8.4.9. Indisponibilidad del Zimapán AT-04**

Año	Número de fallas	Tiempo de indisponibilidad
2013	3	420 minutos (7 horas)
2014	1	22 minutos
2015	2	378 minutos (6 horas 18 minutos)
2016	1	Falla Transitoria, 1 minuto
2017	2	292 minutos (4 horas 52 minutos)
2018	3	827 minutos (13 horas 47 minutos)
2019	4	1569 minutos (26 horas 9 minutos)
2020	1	201 minutos (3 horas 21 minutos)

## Zona Uruapan-Apatzingán

La red eléctrica de las zonas Uruapan (115kV) y Apatzingán (69 kV) están compuestas de largas LT lo que ocasiona que se presenten bajos perfiles de tensión, teniendo como principal fuente de alimentación la LT Carapan Potencia – 93390 – Uruapan Potencia y la generación hidráulica instalada en la zona.

Las Centrales Eléctricas Cóbano (2x30 MW), Cupatitzio (2x40 MW) y Chilatán (1x19 MW) tienen un despacho típico de la mitad de su capacidad, ya que depende principalmente al uso del agua que se programe para el riego en la región y a los niveles de operación que se tengan en las presas, por los escurrimientos que se hayan presentado.

Para solventar la problemática se han solicitado la instalación de Esquemas de Protección de Sistema (EPS 27) y se propuso el proyecto P15-OC7 Compensación de la zona Apatzingán instruido en el PRODESEN 2015 – 2029 con fecha factible de entrada en operación abril 2018, actualmente con fecha de término de obra para diciembre del 2023. Por lo que se estima, que a partir del año 2021 se presenten perfiles de tensión inferiores a los límites operativos (0.95 pu) en condiciones de red completa ante una alta demanda en la zona.

Adicionalmente, considerando el incremento de demanda en las zonas Uruapan y Apatzingán se identificó que es necesario la inclusión de una nueva fuente ya que, con la red actual, solo es posible suministrar 191 MW para evitar el colapso de tensión en la zona ante contingencia de algún elemento y 232 MW en condiciones de red completa,

considerando que la instalación de compensación reactiva adicional ya no es suficiente para solventar la problemática de tensión.

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 transformadores que la alimentan. Durante 2020 se presentó la sobrecarga del Uruapan Potencia AT-02 230/115 kV debido a la falla de la LT Apatzingán I – 82270 – Cóbano.

Tomando en cuenta el crecimiento pronosticado para el área de influencia, para el año 2022 se tendrán 234 MW de demanda, por lo que a partir ese año la zona se encontrará en riesgo de colapso de tensión en condiciones de red completa. Para incrementar la Confiabilidad de la zona se considera el proyecto P18-OC4 Expansión Zonas Uruapan-Apatzingán instruido por la SENER en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2022, actualmente con fecha de término de obra para enero del 2024.

## 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 transformadores de 100 MVA, cada uno y la SE Santa Fe con un transformador de 225 MVA. Durante el año 2020 los transformadores de la SE San Luis de la Paz II alcanzaron un flujo máximo de 98.33% de su capacidad nominal en condición de red completa. Ante la contingencia de la LT Las Delicias – Santa Fe, la SE Santa Fe queda alimentada desde la SE Querétaro I lo que provoca que el transformador 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 transformadores.

Debido a una licencia en muerto en la red de 115 kV de la zona San Luis de la Paz, se tienen registros de que el transformador de la SE Santa Fe alcanzó un flujo máximo de 89.4% de su capacidad nominal lo que significa que ante contingencias de la red de 115 kV se reduce la flexibilidad operativa de la zona poniendo en riesgo la Confiabilidad de la red eléctrica.

Se esperaba que para el año 2020, se instalaran 90 MW de generación fotovoltaica en la SE San Luis de la Paz II en 115 kV, con lo cual ayudaría a disminuir el flujo por los transformadores durante los horarios de alta demanda de la zona. Sin embargo, dichos proyectos fueron cancelados.

Para autorizar licencias en muerto de los elementos de transformación 230/115 kV en la zona es necesario segregarse la red en 115 kV para evitar posibles colapsos 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 transformadores de la SE San Luis de la Paz II.

En el cuadro 8.4.10 se muestra un resumen de la energía que no podrá ser suministrada en condición de red completa mientras no esté en servicio la obra P19-OC2 San José Iturbide Banco 4 instruida por la SENER en el PRODESEN 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación para abril del

2023, actualmente con fecha de término de obra para mayo del 2024.

**Cuadro 8.4.10. Energía no suministrada en la zona San Luis de la Paz**

Año	ENS (MWh)	Acumulado (MWh)	Horas Acumulado
2020	0.00	0.00	0
2021	2.28	2.28	1
2022	57.85	60.13	32
2023	691.46	751.59	300
2024	2,254.04	3,005.63	986
2025	5,450.19*	8,455.82	2,270

\* 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 758 MW durante 895 horas y ha estado 1,038 horas en Estado Operativo de Alerta en 2020. 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 redespachos necesarios para mantener un flujo dentro de su límite seguro. Para atender esta problemática se considera el proyecto P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro instruido por la SENER en el PRODESEN 2019 – 2033 con fecha factible de entrada en operación julio 2025, actualmente con fecha de término de obra para enero del 2024.

### Zona Aguascalientes-Zacatecas

La red 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 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, se estima que a partir del año 2021 en condiciones de alta demanda se sobrepase 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 instruido en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación abril 2021, actualmente con fecha de término de obra para enero del 2023.

De igual manera, en las zonas de distribución Zacatecas y Fresnillo se tienen altos flujos de potencia reactiva en la red, ocasionando un perfil bajo de voltaje en condición de red 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 2022 en condiciones de Demanda Máxima Coincidente 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 en el PRODESEN 2018 – 2032 se instruyó el proyecto P17-OC9 Compensación capacitiva en la zona Zacatecas, con fecha factible de entrada en operación de abril de 2021, actualmente con fecha de término de obra para junio de 2023.

## Zona Tepic

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, pasando de 3,862 GWh en 2019 a 6,047 GWh en 2020, además de mantener el flujo de energía en dirección a la GCR Occidental el 91.8% del tiempo. 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 20 horas por encima de su límite de transmisión establecido en 2020.

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 – 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.

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. Éste fue instruido en el PRODESEN 2018 – 2032 con fecha factible de entrada en operación de abril de 2019, actualmente con fecha de término de obra para febrero de 2023.



## 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 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 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 lo que, en el PRODESEN 2019 – 2033, la SENER instruyó el proyecto P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío con fecha factible de entrada en operación de diciembre de 2023, actualmente con fecha de término de obra para abril 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.

Adicional a este proyecto, en el mismo PRODESEN se instruyó el proyecto I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al

Centro del País con fecha factible de entrada en operación abril 2025, con el cual se tendrá una conexión en 400 kV entre las GCR Noreste y Central, disminuyendo el flujo de potencia que converge en la zona Querétaro, mejorando también el perfil de voltaje que se ve afectado por la transmisión de energía en esta zona.

## 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 las mismas. 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.

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 2024, actualmente con fecha de término de obra para agosto de 2024.

## Impacto en la GCR Noroeste

Zona Sonora Norte

- **Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA**

Afectaciones:

El enlace asíncrono entre la GCR Noroeste con Tucson Electric Power (TEP) en Estados Unidos de América permite en condiciones de baja demanda en el norte del país exportar energía eléctrica hacia TEP, reduciendo la saturación de energía entre corredores de transmisión de la GCR Noroeste. Con esto se tendría una mejora en el control dinámico de soporte de tensión, mejora en el amortiguamiento positivo ante fallas transitorias para disminuir las oscilaciones en las variables eléctricas, se tendría un enlace internacional para para la compra y venta de energía en el MEM, y el beneficio del respaldo en el suministro de la carga ante emergencias.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016 a CFE, con una fecha de entrada en operación de diciembre de 2018.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto no tiene disponible la fecha de entrada en operación y se encuentra pausado.

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Nogales**

Afectaciones:

La zona Nogales presenta una problemática en las LT con Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS) en 115 kV, de las cuales específicamente 2 han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas ha presentado violaciones con red completa y otra ante contingencia sencilla como se muestra en el Cuadro 8.5.1.

Debido a la problemática de sobrecarga con red 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.

En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Finalmente, la problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2019-2033 e instruido por SENER en 2019 a CFE, con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.



CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

Cuadro 8.5.1. Análisis de contingencias en la Zona Sonora Norte en Líneas de Transmisión en 2024

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	201.9	109.0	70.1	54	Subterráneo
Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales	Nogales -73B00- Industrial San Carlos	134.3	72.5	35.7	54	Subterráneo

### Zona Hermosillo

- **Compensación Reactiva Inductiva en Seri**

#### Afectaciones:

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 Cuadro 8.5.2.

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 agrava al estar fuera de servicio la Central Eléctrica Empalme Dos.

Cuando las Unidades de la Central Eléctrica Empalme Dos se encuentran fuera de servicio o en mantenimiento, no se cuenta con la absorción de potencia reactiva que proporcionan dichas unidades, 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.

Este proyecto 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 abril de 2023.

**Cuadro 8.5.2. Análisis de contingencias escenario de invierno en la Zona Sonora Norte en Subestaciones Eléctricas para 2023**

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Seri en 400 kV	4.7	424.7	414.3
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Empalme Ciclo combinado en 400 kV	2.1	422.1	409.6
Disparo de ½ ciclo en Empalme Dos	Bácum en 400 kV	1.6	421.6	411.7

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos zona Hermosillo**

**Afectaciones:**

La zona Hermosillo cuenta con una red eléctrica que presenta una problemática de sobrecarga en las LTCPS en 115 kV, de las cuales específicamente 12 presentan una cargabilidad de flujo de potencia mayor a su capacidad de transmisión. En el escenario de red completa son cuatro: LT Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, Hermosillo Cuatro – Portales, Hermosillo Cinco – Dynatech y Hermosillo Dos – Portales en 115 kV. Las ocho LTCPS restantes presentan sobrecargas ante contingencia sencilla; los resultados se muestran en el Cuadro 8.5.3.

Debido a la problemática de sobrecarga, con red completa, se tiene una restricción en tres elementos de transmisión que debe ser eliminada mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de red eléctrica para evitar sobrecargar de la

LTCPS, ante contingencia sencilla se producirá una cargabilidad mayor a la capacidad de las LTCPS que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de esquemas de acción remedial, implementando estrategias operativas lo que impacta en el incremento del costo de la energía 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.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

**Cuadro 8.5.3. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Líneas de Transmisión en 2024**

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	287.0	146.4	87.1	51	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Cuatro -73700- Portales	156.4	96.9	72.8	62	Subterráneo, Puente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	202.0	103.0	82.1	51	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	Hermosillo Loma -73770- Hermosillo Misión	198.9	147.2	59.5	74	Subterráneo
Hermosillo Loma -73750- Parque Industrial Hermosillo	Hermosillo Loma -73760- Pueblitos	165.7	126.0	88.7	76	Subterráneo
Hermosillo Cuatro -73060- Río Sonora	Hermosillo Uno -73280- Hermosillo Nueve	112.8	59.8	10.1	53	Subterráneo
Hermosillo Cinco -73100- Dynatech	Hermosillo Uno -73080- Rolando García Urrea	127.0	77.5	9.5	61	Subterráneo
Hermosillo Loma -73160- Hermosillo Dos	Hermosillo Dos -73M20- Portales	108.7	67.4	33.9	62	Subterráneo, Transformador de Corriente
Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso	Dynatech -73D20- Rolando García Urrea	144.6	63.6	43.4	44	Subterráneo
Hermosillo Cuatro - 73060 - Río Sonora	Hermosillo Cuatro - 73070 - Hermosillo Nueve	188.6	109.4	62.9	58	Subterráneo
Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	Hermosillo Loma - 73160 - Hermosillo Dos	136.1	100.7	66.8	74	Subterráneo
Hermosillo Loma - 73770 - Hermosillo Misión	Hermosillo Seis - 73170 - Hermosillo Misión	121.0	77.5	59.5	64	Subterráneo

- **Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza**

**Afectaciones:**

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, 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 tienen altos voltajes en las SE de la zona Costa de Hermosillo.

En 2019 entró en operación la SE Esperanza con red troncal asociada en 230 kV, lo que resuelve 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 y la apertura de LT, entre las principales

acciones remediales, con el objetivo de mantener el nivel de voltaje en las SE de la zona dentro de los límites de operación permitidos afectando la Confiabilidad del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se requiere mantener en operación Unidades de Central Eléctrica cercanas con el objetivo de absorber los excedentes de potencia reactiva y controlar el voltaje en la SE Esperanza; esto se muestra en el Cuadro 8.5.4.

Por lo anterior, se requiere de un dispositivo de compensación inductiva

en la SE Esperanza para mantener el voltaje, en las SE del área de influencia, dentro de los límites de operación permitidos.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta marzo de 2023.

**Cuadro 8.5.4. 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 115 kV	0.25	121	119

- **Viñedos MVAR**

Afectaciones:

Las SE que suministran la demanda en el corredor en 115 kV entre las SE Hermosillo Tres y Santa Ana han registrado un incremento considerable en la necesidad de energía eléctrica en su desarrollo normal, adicionalmente, se presentan continuamente nuevas solicitudes de conexiones de Centros de Carga de índole agrícola y minera.

Las SE Oasis, Porcelanite, Terramara y Viñedos se interconectan mediante el corredor de transmisión en 115 kV y no cuentan con el soporte de voltaje en 115 kV. En escenarios ante contingencia n-1 se presentan voltajes fuera de los rangos de operación permitidos.

La contingencia de disparo de LT, en alguno de los extremos del corredor en

115 kV, deja la carga total conectada de manera radial desde la SE al extremo opuesto de dicho corredor (puede ser la SE Santa Ana o la SE Hermosillo Tres), siendo la Contingencia más Severa el disparo de la LT Hermosillo Tres – 73110 – Viñedos, como se muestra en el Cuadro 8.5.5. Ante esta contingencia, se han implementado EAR que incluyen corte de carga con la finalidad de mantener el voltaje en las SE del área de influencia dentro de los rangos de voltaje permitidos ante contingencias sencillas repercutiendo directamente en la Calidad y Continuidad del servicio.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en marzo de 2023.

Cuadro 8.5.5. Análisis de contingencias en la Zona Hermosillo en Subestaciones Eléctricas en 2024

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Hermosillo Tres -73110- Viñedos	Oasis en 115 kV	12.15	97.1	113.3
	Viñedos en 115 kV	17.45	91.8	113.4
	Porcelanite en 115 kV	4.95	104.3	114.3
	Terramara en 115 kV	14.95	94.3	114.1

### Zona Obregón

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Obregón**

#### Afectaciones:

La zona Obregón cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV y la problemática radica en las LT de 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea y de las cuales específicamente cinco LTCPS han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Dos de ellas presentan sobrecargas en el escenario con red completa y tres LTCPS ante contingencia sencilla; ver Cuadro 8.5.6.

Debido a la problemática de sobrecargas con red completa, se tienen restricciones en elementos de transmisión que debe ser eliminados mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de red

eléctrica para evitar sobrecargar las LTCPS. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad de transmisión que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada del suministro de la demanda en la zona, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá una operación con dependencia de EAR, se implementarán estrategias operativas y se limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

**Cuadro 8.5.6. Análisis de contingencias en la Zona Obregón en Líneas de Transmisión en 2024**

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Bácum -73930- Providencia	244.8	146.9	96.9	60	Subterráneo
Bácum -73930- Providencia	Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	236.9	142.1	85.3	60	Subterráneo
Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos	Providencia -73990- Ciudad Obregón Dos	197.0	130.0	80.2	66	Subterráneo
Ciudad Obregón Cuatro – 73980 - Maniobras Corona	Ciudad Obregón Cuatro – 73970 – Obregón Uno	124.4	73.4	52.0	59	Subterráneo
Ciudad Obregón Tres – 73540 - Banderas	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	135.3	67.7	47.2	50	Subterráneo

• **El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo**

**Afectaciones:**

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la red 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 de Ciclo Combinado 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 por la capacidad limitada de la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial. En escenarios, ante contingencia sencilla de la LT El Mayo – 93610 – Los Mochis Dos, se presentará la necesidad de realizar un redespacho en las Unidades de Central Eléctrica para evitar la sobrecarga de la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial como se muestra en el Cuadro 8.5.7.

La carga en la SE Navojoa Industrial es la de mayor magnitud que se suministra a través del corredor de transmisión en 115 kV, y mediante el proyecto, se

modificará la topología de la red 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 las SE El Mayo y Los Mochis Dos.

Al no contar con el proyecto, se reduce la Confiabilidad en el suministro del corredor en 115 kV en las zonas Navojoa y Los Mochis, afectando el suministro de la carga de las SE Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte. En demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de bajo voltaje en las SE en el área de influencia, por lo cual será necesario la implementación de EAR para mantener la red de transmisión y los voltajes dentro de los límites operativos.

Este proyecto fue propuesto como parte de la Macro Red en el PAMRNT 2018-2032, sin embargo, no fue instruido por SENER y se propuso de forma independiente en el PAMRNT 2019-2033 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 octubre de 2023.

Cuadro 8.5.7. 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**

#### Afectaciones:

La zona Los Mochis cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV, donde la problemática radica en las LT en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea y de las cuales específicamente 2 han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión. Una de ellas presenta sobrecarga desde el escenario con red completa, la segunda 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, asimismo se tendrían sobrecargas en la LT Louisiana – 73230 – Centenario y la LT Louisiana – 73210 – Mochis Centro, como

lo muestra el Cuadro 8.5.8, 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 que afecta la Confiabilidad del sistema eléctrico, de igual manera limitará la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y Conexión de nuevos Centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

Cuadro 8.5.8. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Líneas de Transmisión en 2024

Contingencia	Elemento monitoreado	Sobrecarga (%)	Flujo ante contingencia (MVA)	Flujo sin contingencia (MVA)	Capacidad (MVA)	Clasificación
Louisiana -73220- Compuertas	Louisiana -73230- Centenario	153.8	80.0	60.8	52	Subterráneo
Louisiana -73180- Mochis Las Villas	Louisiana -73210- Mochis Centro	138.5	106.6	69.1	77	Subterráneo

- **El Carrizo MVAR (traslado)**

**Afectaciones:**

El enlace en 115 kV entre la ciudad de Navojoa, en Sonora y Los Mochis, en el estado de Sinaloa, cuenta con un solo circuito con una longitud aproximada de 165 km, en su mayoría es calibre 336 kcmil tipo ACSR. Estas características del enlace en 115 kV dejan en una situación en la que se presentan bajos voltajes a las SE Navojoa Industrial, El Carrizo, El Fuerte y entre las principales del área de influencia.

La contingencia sencilla más severa es el disparo de la LT El Mayo – 73350 – Navojoa Industrial, como se muestra en el Cuadro 8.5.9. Esta contingencia repercute en bajos voltajes en la zona, quedando debajo del límite operativo permitido debido a que quedan conectadas de manera radial desde la SE Los Mochis Dos.

Con la finalidad de mantener el nivel de tensión de operación en las SE El Carrizo y El Fuerte, se requiere adicionar un equipo de compensación capacitiva fija en el área de influencia.

El proyecto consiste en el traslado del banco de capacitores de 15 MVAR de la SE Seis a la SE El Carrizo en 115 kV. Sin el proyecto, se tendrá que operar con dependencia de EAR y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para mantener el perfil de voltaje en el área de influencia, y se limitará la Conexión de nuevos Centros de Carga.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2017-2031 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2017 con una fecha de entrada en operación de abril de 2019.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta diciembre de 2021.



Cuadro 8.5.9. Análisis de contingencias en la Zona Los Mochis en Subestaciones Eléctricas en 2024

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje fuera de límites (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
El Mayo -73350- Navojoa Industrial	Navojoa Industrial en 115 kV	5.05	104.2	115.3
El Mayo -73350- Navojoa Industrial	Carrizo en 115 kV	1.45	107.8	114.6

## Zona Guasave

- **Guamúchil MVAR**

### Afectaciones:

Actualmente, se tienen altos flujos de potencia por la red 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 de Ciclo Combinado en Empalme y Topolobampo que ha propiciado un alto flujo de transmisión en la red eléctrica principal.

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 en el corredor 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 la generación de las Centrales Eléctricas en el norte de Sonora, para evitar sobrecargas en elementos de transmisión. Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla n-1, se presentaría problemática de baja tensión en las SE de la zona, como se muestra en el Cuadro 8.5.10. Por lo cual será necesario la implementación de EAR, para mantener la red 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 junio de 2023.

Cuadro 8.5.10. 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- Ruíz Cortines	Ruiz Cortines en 115 kV	0.05	109.2	114.5
	Bamao en 115 kV	0.15	109.1	111.5

### Zona Culiacán

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Culiacán**

#### Afectaciones:

La zona Culiacán cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV y presenta la problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Ocho de las LTCPS presentarán problemas en cuanto a su capacidad de transmisión y una presenta sobrecarga en el escenario con red completa: Culiacán Cuatro – 73950 – Costa Rica. Las LTCPS restantes se sobrecargan ante contingencia sencilla, como se muestra en el Cuadro 8.5.11. La LT Higuera – 73910 – Culiacán Milenium y la LT Culiacán Milenium – 73470 – Jaime Sevilla Poyastro no fueron consideradas a sustituir debido a que presentan una sobrecarga del 2%, queda conectada en forma radial y tiene un impacto local. La LT Culiacán Tres – 73850 – Tres Ríos se sobrecarga en contingencia de banco de transformación por lo que no se consideró para su sustitución.

Debido a la problemática de sobrecarga con red completa, se tienen

restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante acciones remediales de corte de carga o seccionamiento de red eléctrica para evitar las sobrecargas. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, con una afectación prolongada de carga en el área de influencia, ya que la reposición de un cable de potencia requiere de tiempos largos para su adquisición e instalación.

Por tanto, se tendrá que operar con la dependencia de EAR que actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga. Además, esta problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

Cuadro 8.5.11. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Líneas de Transmisión en 2024

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	133.0	79.8	43.0	60	Subterráneo
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Tres -73880- Isla Musalá	144.4	91.0	63.9	63	Subterráneo
Subestación Culiacán Potencia -73810- Culiacán Dos	Culiacán Uno -73100- Jaime Sevilla Poyastro	159.5	76.6	40.2	48	Subterráneo
La Higuera -73NO0- Costa Rica	Culiacán Cuatro -73950- Costa Rica	126.0	75.6	14.3	60	Subterráneo, TC
Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro	Culiacán Oriente -73J10- Isla Musalá	122.1	67.2	40.3	55	Subterráneo

- **Quilá MVar (traslado)**

Afectaciones:

Actualmente las SE Costa Rica, Quilá y El Dorado se encuentran alimentadas en la zona Culiacán de forma radial desde la SE Culiacán Cuatro. Para dar solución a esta problemática se ha programado una nueva LT en 115 kV entre las SE La Higuera y Costa Rica con lo que se garantiza el suministro de la demanda de los poblados de Costa Rica, Quilá y El Dorado.

Sin embargo, con los crecimientos estimados de la demanda en esta región, en el verano se presentarán valores de tensión por debajo del límite operativo en el escenario con red completa y ante contingencias sencillas, siendo las SE Quilá y El Dorado las de mayor afectación ya que seguirían conectados en forma radial de los puntos de suministro.

Por lo anterior, se necesita compensar localmente los requerimientos de potencia reactiva con la finalidad de

mantener el voltaje dentro del rango de operación permitido.

En caso de no tener el equipo de compensación, se tendrá que operar con la dependencia de EAR y se implementarán estrategias operativas que disminuyen la Confiabilidad del sistema eléctrico, afectando carga durante el periodo de alta demanda con la finalidad de operar sin bajos voltajes en la zona, limitando la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos Centros de Carga. Por lo que el traslado del banco de capacitores de 15 MVar proveniente de la SE Culiacán Dos para ser instalado en la SE Quilá resuelve la problemática de suministro en el área de influencia.

Este proyecto fue propuesto en el PAMRNT 2018-2032 e instruido por SENER a CFE Transmisión en 2018 con una fecha de entrada en operación de abril de 2020.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en noviembre de 2021.

Cuadro 8.5.12. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán 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-73790-Juan José Ríos	Juan José Ríos en 115 kV	1.66	107.59	115.59
	Leyva Solano en 115 kV	1.35	107.90	113.02
	Bamoa en 115 kV	1.16	108.09	110.51
	Santa María en 115 kV	0.05	109.20	112.44
Los Mochis Industrial-73280-Ruiz Cortines	Ruiz Cortines en 115 kV	1.21	108.04	113.88
	Guasave en 115 kV	0.13	109.12	112.61
	Hernando Villafañe en 115 kV	0.10	109.15	112.38
	Bamoa en 115 kV	1.27	107.98	110.51
	Santa María en 115 kV	0.19	109.06	112.44
Juan José Ríos-73160-Leyva Solano	Leyva Solano en 115 kV	0.88	108.37	113.02
	Bamoa en 115 kV	0.89	108.36	110.51
La Higuera-73N00-Costa Rica	Costa Rica en 115 kV	0.14	109.11	114.78
	Quila en 115 kV	3.63	105.62	111.58
	El Dorado en 115 kV	5.19	104.06	110.16
Choacahui-A3N30-Culiacán Poniente	Bamoa en 115 kV	0.14	109.11	110.51
Choacahui-A3N00-Culiacán Poniente	Bamoa en 115 kV	0.11	109.14	110.51

- **Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste**

**Afectaciones:**

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 interrupción de mayor capacidad, si no realiza la sustitución de estos, se reduce la Confiabilidad en los equipos instalados en la RNT, aumentando la

probabilidad de fallas permanentes en dichos interruptores y así como una posibilidad de explosión en los equipos, lo que provocaría daños colaterales en los equipos eléctricos instalados en las SE, afectando la Continuidad del servicio.

- **Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)**

**Afectaciones:**

En la zona Culiacán se tienen altos flujos de potencia por la red troncal de norte a sur derivado de la entrada de generación renovable al norte del estado de Sonora y la generación de Ciclos Combinados en Empalme y Topolobampo.

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 contingencia de la LT Culiacán Poniente – A3N50 – La Higuera, lo que limita la transmisión de flujo de potencia en el corredor.

Aunado a lo anterior, se tendría que realizar una modificación al despacho de las Unidades de Central Eléctrica que se ubican al norte de la zona Los Mochis, con el objetivo de evitar la sobrecarga en el banco de transformación de la SE Culiacán Poniente.

Por tanto, si no se cuenta con la obra de Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40) se tendrá una transmisión de potencia limitada entre las zonas Los Mochis, Guasave y Culiacán, no se podrán

evacuar los excedentes de generación de menor costo en la región, incrementando el costo de operación a nivel sistema.

Adicionalmente, en demandas altas y ante contingencia sencilla, se presentaría la problemática de 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 red de transmisión y los voltajes dentro de los límites operativos.

Este proyecto fue propuesto como parte de la Macro Red en el PAMRNT 2018-2032, sin embargo, no fue instruido por SENER y se propuso de forma independiente en el PAMRNT 2019-2033 y fue instruido por SENER a CFE Transmisión en 2019 con una fecha de entrada en operación de abril de 2023.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2023.

**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 Precontingencia (MVA)
La Higuera -A3N50- Culiacán Poniente	Culiacán Poniente ATI	125.7	471.4	284.2

**Cuadro 8.5.14. Análisis de contingencias en la Zona Culiacán en Subestaciones Eléctricas en 2023**

Contingencia	Subestación Eléctrica monitoreada	Voltaje por debajo del límite (kV)	Voltaje Post-contingencia (kV)	Voltaje Pre-contingencia (kV)
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.05	109.20	110.38
Choacahui -A3N30- Culiacán Poniente	El Dorado en 115 kV	0.11	109.14	110.38
Choacahui -A3N30/A3NO0- Culiacán Poniente	Costa Rica en 115 kV	2.19	107.06	108.06
	Quilá en 115 kV	5.30	103.95	105.00
	El Dorado en 115 kV	6.38	102.87	103.93

- **Construcción de una bahía en la SE Culiacán I**

Afectaciones:

En la zona Culiacán, la LT Culiacán Uno – 73420 – La Higuera, tiene una conexión en derivación con la LT Culiacán Uno – 73340 – Tres Ríos a la llegada a la SE Culiacán Uno. Este arreglo en la conexión disminuye la Confiabilidad de la red en 115 kV de la zona Culiacán, ya que se dificulta la coordinación de protecciones asociadas a las LT y se requiere de una protección diferencial de tres puntos. Además, complica la discriminación de fallas al disparar en 3 lados, dificultando el restablecimiento de la carga y disminuye la Confiabilidad al estar fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Zona Mazatlán

- **Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos Zona Mazatlán**

Afectaciones:

La zona Mazatlán cuenta con una red eléctrica en 400 kV, 230 kV y 115 kV y presenta una problemática de sobrecarga en LTCPS en 115 kV que, debido al crecimiento de la ciudad, se realizaron con canalización subterránea. Específicamente cuatro LTCPS han presentado problemas en cuanto a su capacidad de transmisión y una de estas presenta una magnitud de flujo de potencia de 95% de su capacidad

nominal con red completa. El resto de ellas tienen sobrecargas ante contingencia sencillas; ver Cuadro 8.5.15.

Debido a la problemática de sobrecarga, se tendrán restricciones en elementos de transmisión que deben ser eliminadas mediante EAR de corte de carga o seccionamiento de red eléctrica para evitar saturación en los elementos. En contingencia sencilla se produce una cargabilidad mayor a su capacidad que reduce la vida útil del cable y se tiene el riesgo de provocar una falla permanente, lo que afectaría de manera prolongada el suministro 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 actualmente están en proceso de instalación y aplicar estrategias operativas de seccionamiento de red que afecta la Confiabilidad y posibles afectaciones de carga para eliminar la sobrecarga, además, esta problemática limita la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas y conexión de nuevos Centros de Carga.

Este proyecto 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta abril de 2024.

Cuadro 8.5.15. Análisis de contingencias en la Zona Mazatlán en Líneas de Transmisión en 2024

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	165.8	74.6	33.6	45	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán Dos -73K40-SE Villa Unión	148.7	74.4	40.7	50	Subterráneo
Mazatlán Dos -73990- Mazatlán Oriente	Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro	208.5	118.9	89.8	57	Subterráneo
Mazatlán Dos -73K40- SE Villa Unión	Mazatlán Aeropuerto -73K10- SE Villa Unión	130.9	58.9	17.9	45	Subterráneo
Mazatlán Uno - 73560- Mazatlán Centro	Mazatlán Norte -73550- Del Mar	141.5	92.0	3.6	65	Subterráneo

## Impacto en la GCR Norte

### Zonas Moctezuma y Casas Grandes

El proyecto “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 “Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” fue propuesto en el PAMRNT 2020 – 2034 e instruido por SENER en 2021, con una fecha de entrada en operación en abril de 2023.

Sin embargo, CFE Transmisión reportó un atraso en el proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3”. Éste entrará en operación hasta septiembre de 2023 lo cual impactará en la confiabilidad del suministro de la zona Casas Grandes.

Las problemáticas actuales en la zona de influencia son las sobrecargas en los transformadores de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), llegando éstos a 119% y 116% de carga, respectivamente y en el transformador de 100 MVA, 230/115 kV en la SE Moctezuma (AT-99), presentando valores de 107.5% de carga y problemas de bajas tensiones en la red de 115 kV.

Debido al crecimiento de la demanda que se ha presentado en los últimos años en las diferentes zonas, y al pronóstico para los siguientes, se presentarán voltajes inferiores a 0.95 pu y mayores pérdidas eléctricas, principalmente en demandas altas. Lo anterior se debe a la topología de la red conformada por LT de grandes distancias (poco mallada y muy longitudinal), además de que no se cuenta con suficiente margen de compensación para el soporte de voltaje en la región, ocasionando cortes de

carga permanente ante la pérdida de algún elemento de la red.

Actualmente, ante contingencia de una de las LT en 230 kV y/o 115 kV, provoca problemas para la regulación de voltaje en la región ocasionando la operación del EPS 27 (por baja tensión en la red) y ante disparo de transformación ocasiona sobrecargas en los otros transformadores de la región, por encima del límite permitido del 120% de carga, ocasionando la operación de EAR de Disparo Automático de Carga. Estas condiciones de operación se presentan debido a que actualmente no se cuenta con capacidad de compensación ni transformación suficiente, por lo tanto, el problema de sobrecargas en la transformación y bajos voltajes se agudiza con la ocurrencia de contingencias.

No obstante, para la demanda máxima esperada en 2021, no será posible atender solicitudes de incrementos de Centros de Carga o nuevas solicitudes de Conexión en estas regiones, siendo estas solicitudes de conexión condicionadas 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”.

Para el pronóstico de 2023, se espera una demanda de la región Moctezuma-Casas Grandes de 697 MW, por lo cual, se estiman 45,481 MWh de energía no suministrada acumulada en la región, al tener que realizar cortes de carga en el suministro eléctrico en situaciones de sobrecarga en los transformadores de la región.

En las figuras 8.6.1, 8.6.2 y 8.6.3 se muestran las curvas de duración de carga de los transformadores de la



región en la condición de demanda máxima. Los transformadores de la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) operarían al 130% y 126% de carga, respectivamente y el transformador de la SE Moctezuma (AT-99) operaría al 114% de carga.

Además, el tiempo que operaran los autotransformadores de Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99), por arriba de su capacidad nominal es de 2,354 y 2,052 horas respectivamente y en Moctezuma (AT-99) es de 360 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

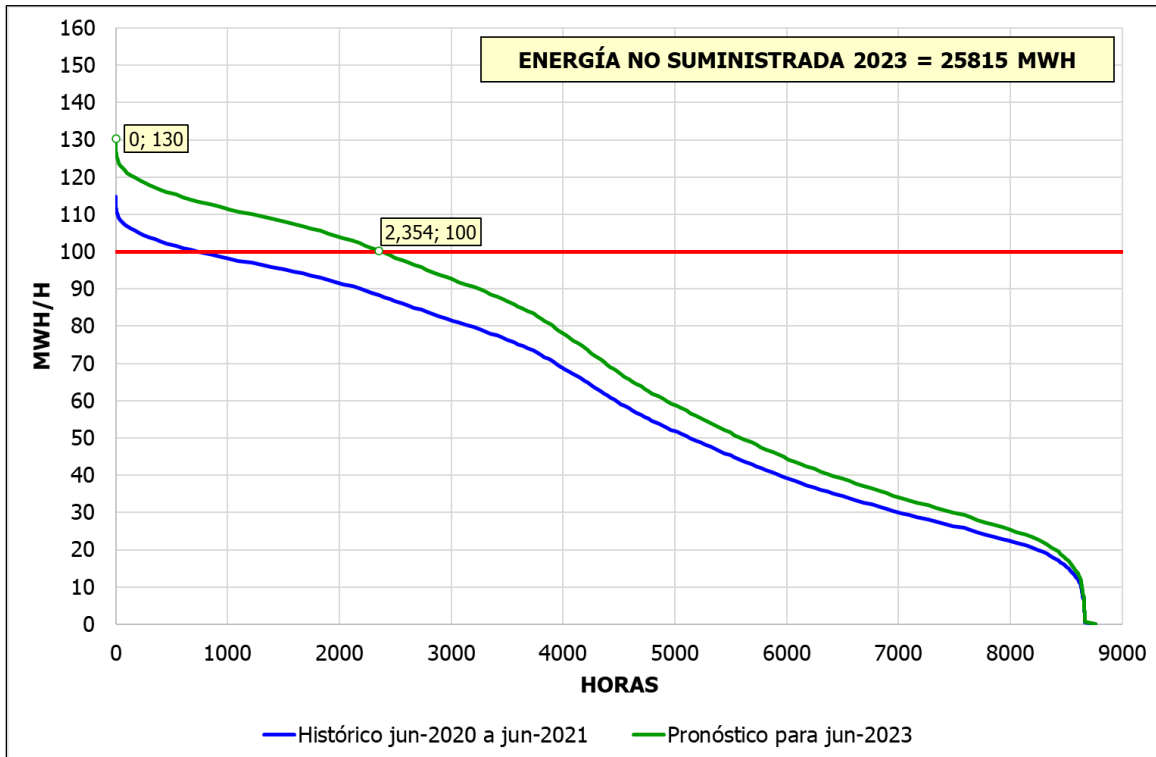


Figura 8.6.2. Curva de duración de la carga de Nuevo Casas Grandes AT-99 en 2023

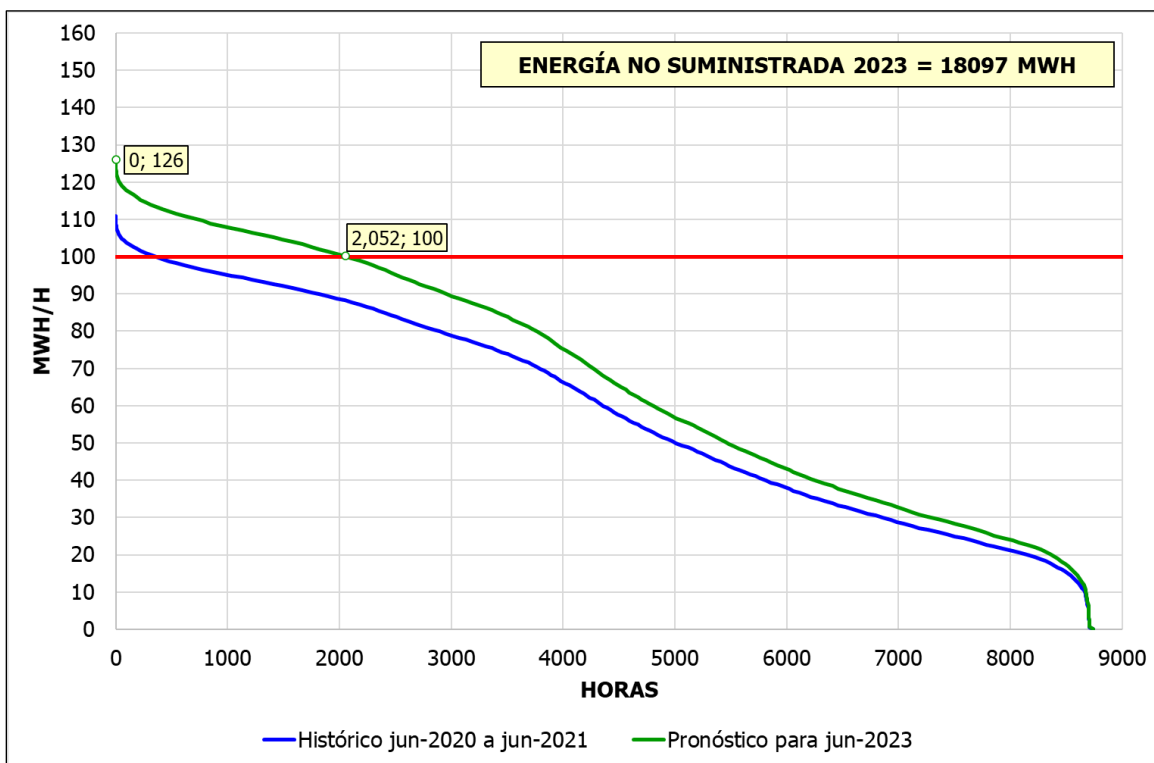
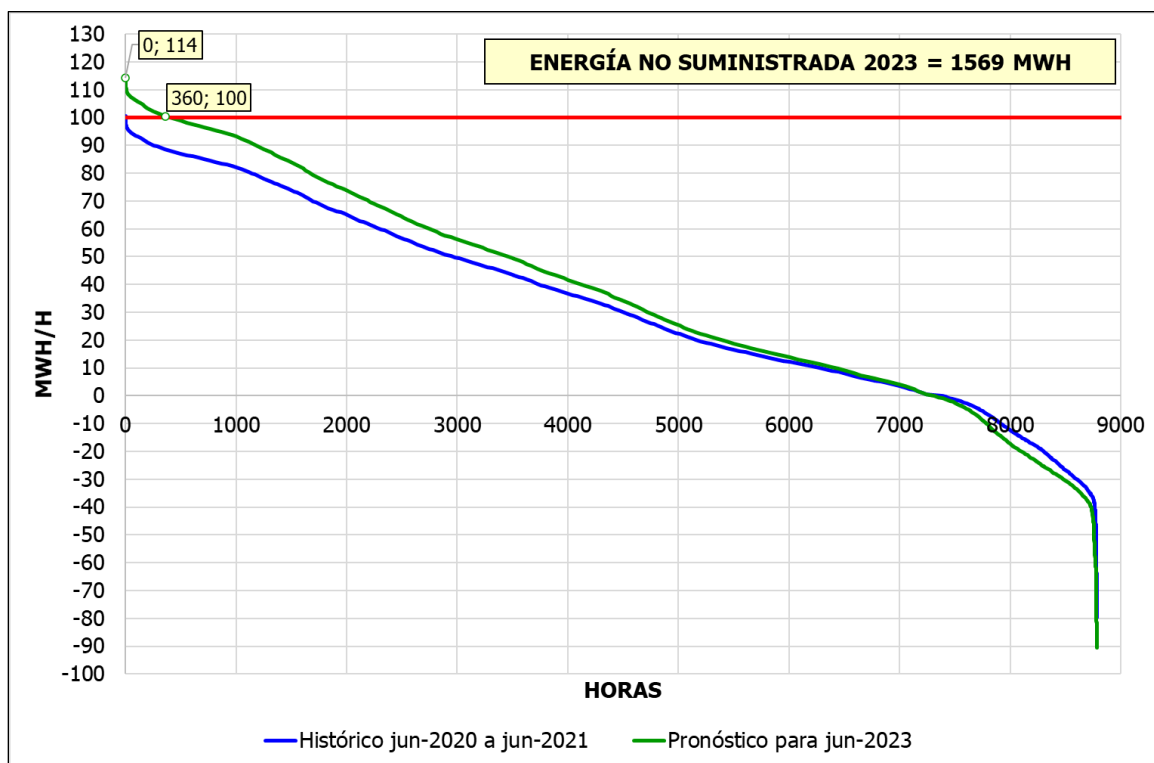


Figura 8.6.3. Curva de duración de la carga de Moctezuma AT-99 en 2023



En el cuadro 8.6.1 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los transformadores en las SE Nuevo Casas Grandes y Moctezuma. En el peor de los casos se puede observar que la falla de un transformador en la SE Nuevo Casas Grandes, se presentan cargas de hasta 226% en el otro transformador en paralelo, y al considerar una falla del

transformador de mayor capacidad en la SE Moctezuma (AT-97), se presentan cargas de 337% en el otro transformador en paralelo.

Ante el retraso de la construcción del proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3”, se implementaron EAR de Disparo Automático de Carga esperando la falla del transformador en paralelo.

**Cuadro 8.6.1. Sobrecarga de transformadores en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) y SE Moctezuma (AT-97 y AT-99) en 2023**

Banco de Transformación (Capacidad MVA)	Flujo de Potencia (MVA)	Contingencia
NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	130	<b>Caso sin contingencia</b>
	226	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	146	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	126	<b>Caso sin contingencia</b>
	224	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	140	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	114	<b>Caso sin contingencia</b>
	120	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	337	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)	224	<b>Caso sin contingencia</b>
	236	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	336	Disparo de MCZ AT-99 - 230/115 kV (225 MVA)

## Zona Chihuahua

El proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)” 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, CFE Transmisión reportó un atraso en el proyecto, este entrará en operación hasta mayo de 2023 lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la zona Chihuahua.

En el último año, los dos transformadores 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 transformadores 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 retraso de la construcción del proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”, se instaló un transformador móvil de 45 MVA, 230/23.9 kV en la SE Chihuahua Norte con el objetivo de reducir la carga en los transformadores de dicha SE. Sin embargo, estos niveles de carga se presentan ya considerando dicho transformador.

Ante un incremento en la magnitud del flujo de potencia en el enlace que existe entre la Zona de Operación Transmisión (ZOT) Juárez y la ZOT Chihuahua, sobre todo en escenarios vespertinos cuando

se cuenta con la aportación de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas, ocasiona que incrementa el flujo de potencia por los transformadores de Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99), debido a que es el punto dónde se recibe la potencia generada de la ZOT Juárez y parte del norte de la GCR Noroeste.

Actualmente, para disminuir la carga de los transformadores en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99), se tiene implementada como estrategia operativa la apertura del interruptor 97000 de la SE Chihuahua Norte, restándole Confiabilidad al SIN. No obstante, no será posible atender solicitudes de incrementos de carga o nuevas solicitudes de conexión de Centros de Carga en la zona de influencia de la SE Chihuahua Norte, siendo estas condicionadas a la entrada en operación del nuevo transformador en Chihuahua Norte de 300 MVA, 230/115 kV y el traslado de un transformador de la SE Chihuahua Norte a la SE Ávalos.

En 2023 se espera una demanda de la zona Chihuahua de 724 MW, por lo cual, se estiman 18,134 MWh de energía no suministrada acumulada en la región, al tener que realizar cortes de carga en el Suministro Eléctrico en situaciones de sobrecarga de los transformadores.

En las figuras 8.6.4 a 8.6.7 se muestran las curvas de duración de carga de los transformadores de la región, en la condición de demanda máxima. Los transformadores de la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) operarían al 126% y 129%, respectivamente y los transformadores de la SE Ávalos (AT-98 y AT-99) operarían al 107% y 110% de carga, respectivamente. Además, el tiempo que operarían los transformadores de la SE Chihuahua Norte, por arriba de su capacidad nominal sería de 941 y 322 horas, respectivamente y en la SE Ávalos sería de 26 y 146 horas, respectivamente, impactando la vida útil de éstos.

Figura 8.6.4. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-98 en 2023

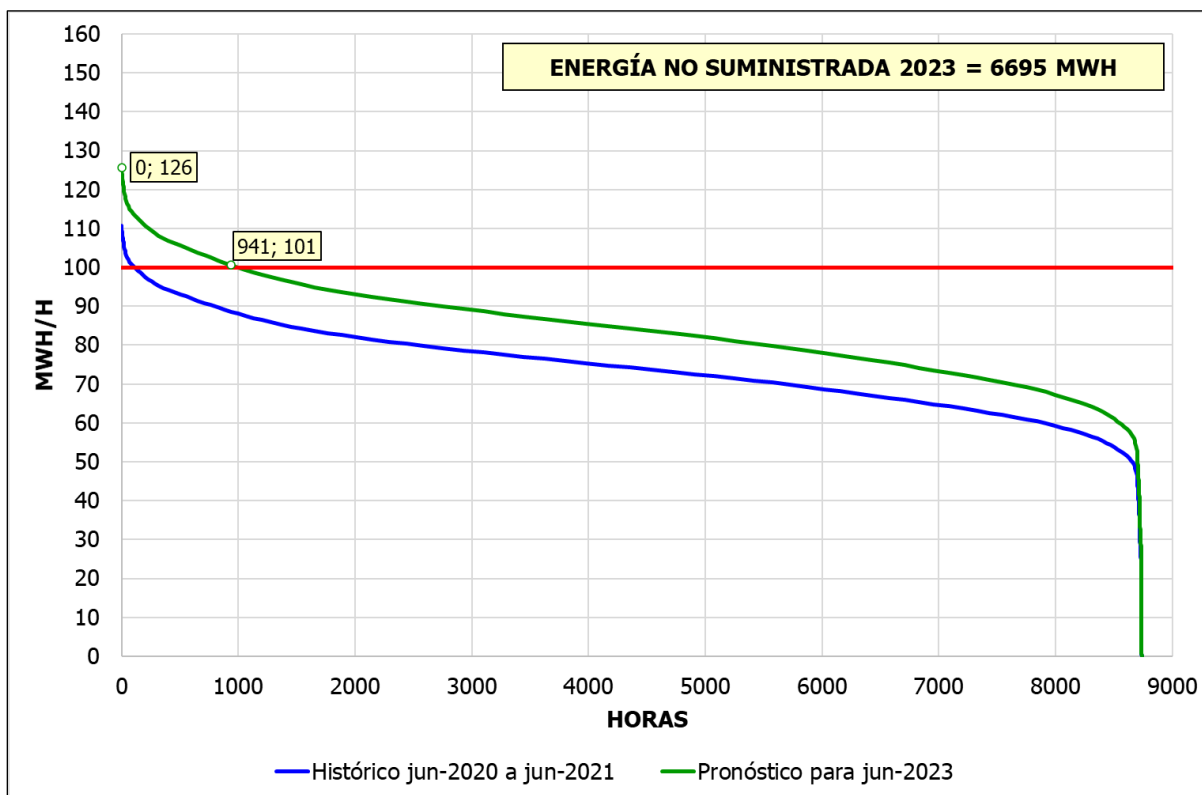


Figura 8.6.5. Curva de duración de la carga de Chihuahua Norte AT-99 en 2023

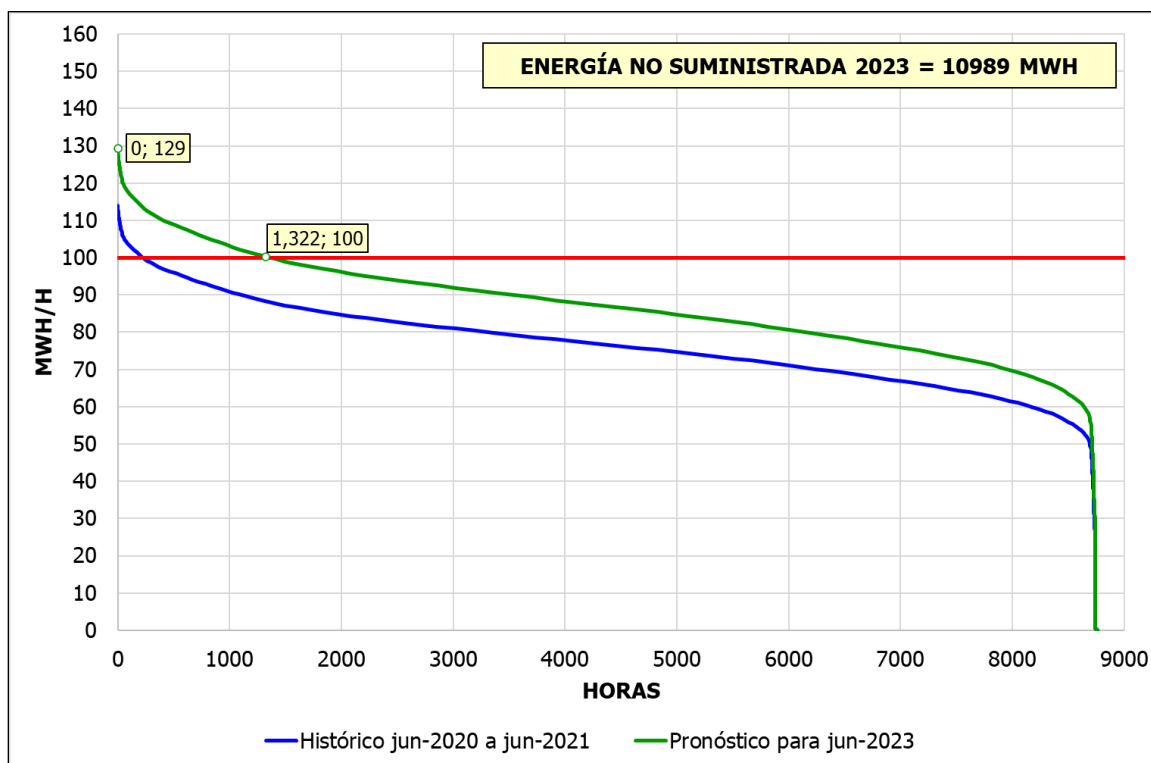


Figura 8.6.6. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-98 en 2023

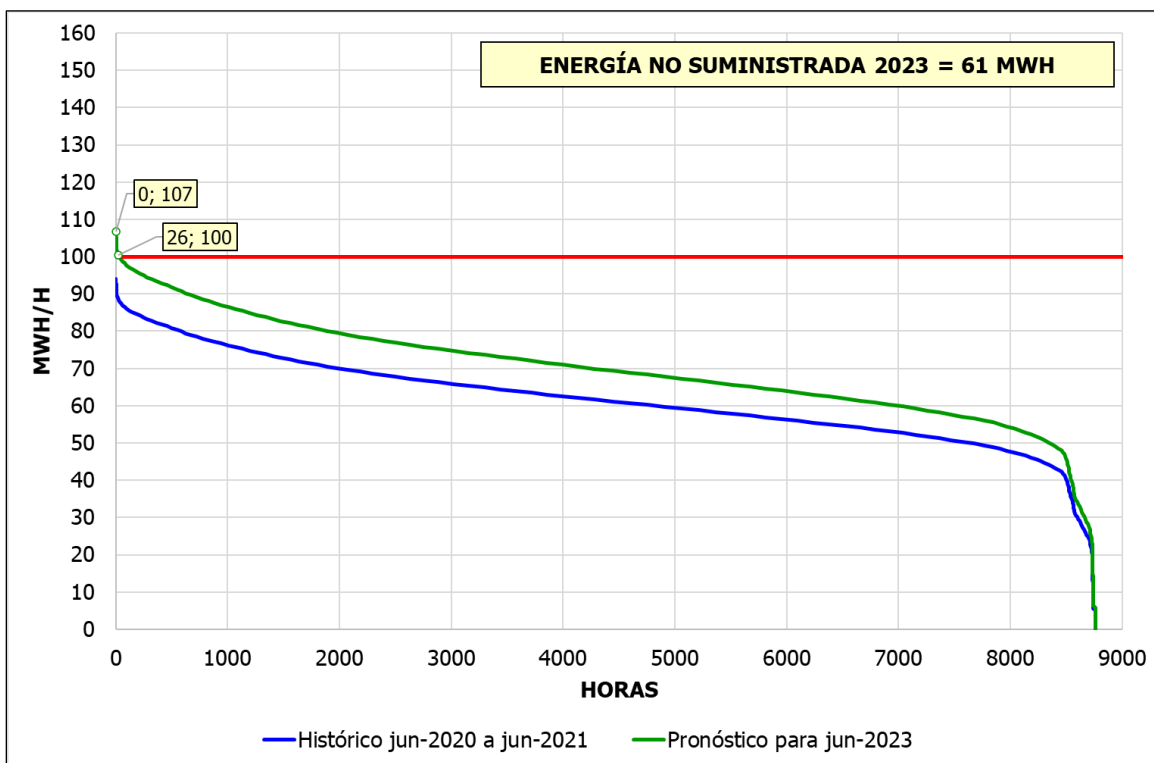
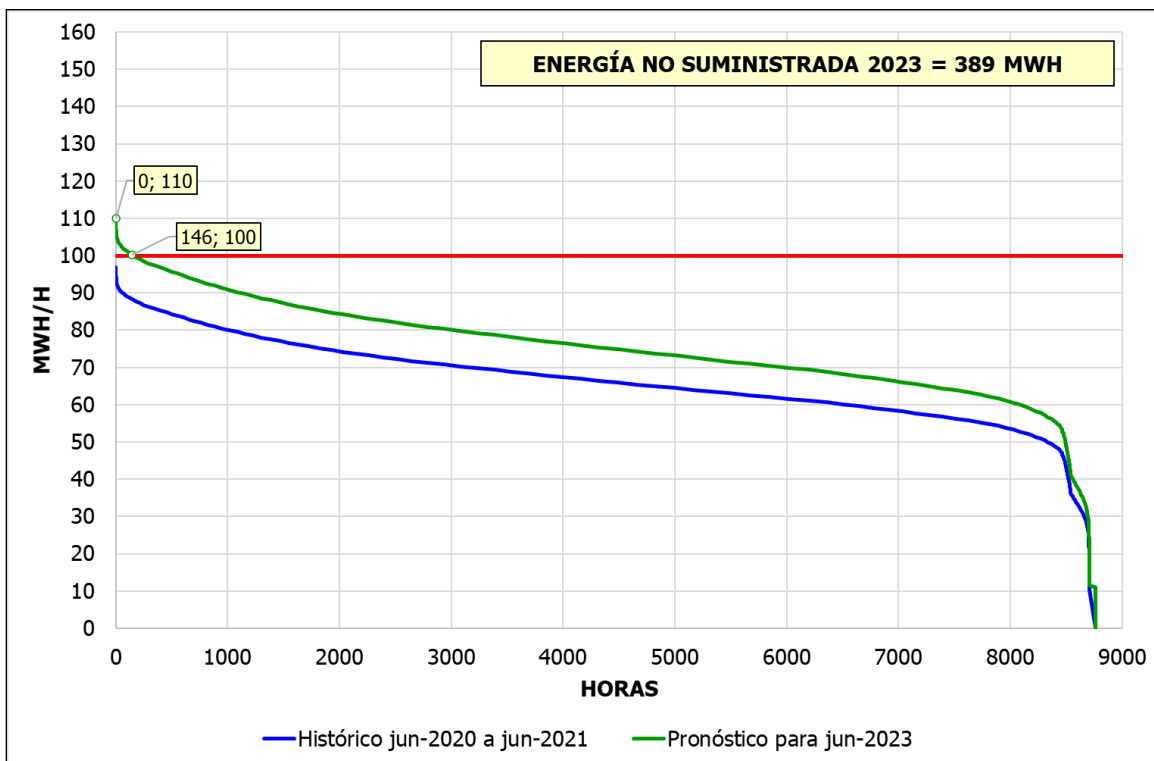


Figura 8.6.7. Curva de duración de la carga de Ávalos AT-99 en 2023



En el cuadro 8.6.2 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los transformadores en las SE Chihuahua Norte y Ávalos. En el peor de los casos, se puede observar que la falla del transformador AT-98 en la SE Chihuahua Norte se presentan cargas de 195% en el otro transformador en paralelo, y al considerar una falla del transformador AT-98 en la SE Ávalos se

presentan cargas de 160% en el otro transformador en paralelo.

Ante el retraso de la construcción del proyecto “Chihuahua Norte Banco 5” y “Ávalos Banco 3 (traslado)”, se implementaron EAR de Disparo Automático de Carga esperando la falla de algún transformador en paralelo.

**Cuadro 8.6.2. Sobrecarga de transformadores en la SE Chihuahua Norte (AT-98 y AT-99) y SE Ávalos (AT-98 y AT-99) en 2023**

Banco de Transformación (Capacidad MVA)	Flujo de Potencia (MVA)	Contingencia
CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>126</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	191	Disparo de CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	174	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	137	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	137	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	142	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
CUN AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>129</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	195	Disparo de CUN AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	183	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	144	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	144	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	149	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>107</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	158	Disparo de AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	138	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	157	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	105	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	95	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV
AVL AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>110</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	160	Disparo de AVL AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	142	Disparo de DDN AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	161	Disparo de CHU AT-99 - 230/115 kV (300 MVA)
	107	Disparo de LT MCZ-A3A70-ENO - 400 kV
	98	Disparo de LT CHU-73110-CUP - 115 kV

## 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 existente y el flujo de potencia que normalmente se transporta por la red troncal sigue la trayectoria Noreste – Occidental – 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, el proyecto tiene fecha factible de término por parte de CFE para abril de 2025.

En la figura 8.7.1 se muestra la curva de duración de flujo del corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro (LT Las Mesas – A3150 – Querétaro Potencia Maniobras y Las Mesas – A3160 – Querétaro Potencia Maniobras), comprendida entre el periodo del 1 de junio de 2020 y el 1 de junio del 2021. De esta figura se aprecia que el flujo ha alcanzado el nivel máximo de 1,973 MW y ha superado alrededor de 55 horas los 1,820 MW, que corresponde a su límite de transmisión de planeación de largo plazo. 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. Para este proyecto, se había estimado una fecha de término para abril de 2023, sin embargo, actualmente CFE reporta una nueva fecha factible de término para diciembre de 2023.

En la figura 8.7.2, se observa la curva de duración de flujo a través de las LT 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 y en la figura se observa que el valor máximo de flujo a través de estas LT ha alcanzado niveles de 1,573 MW y se ha operado arriba de 1,380 MW por más de 75 horas en el periodo del 1 de junio de 2020 al 1 de junio 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 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 1 de junio de 2021

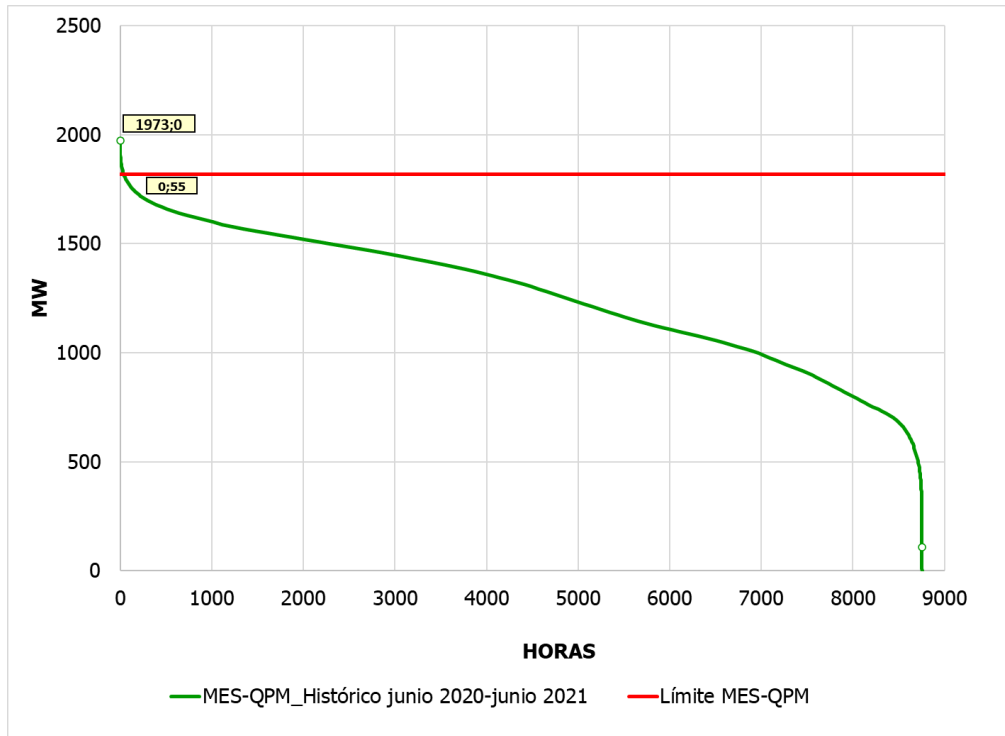
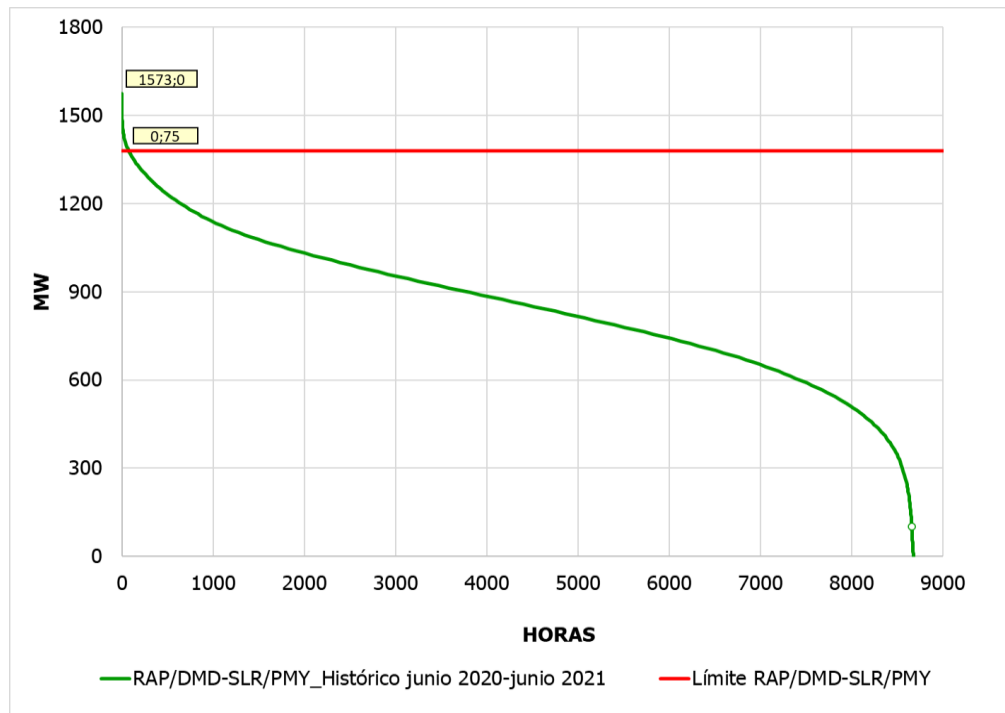


Figura 8.7.2. Curva de duración de flujo de la compuerta Saltillo – Aguascalientes, del 1 de junio de 2020 al 1 de junio de 2021



## 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) cuenta con un gran mallado que interconecta tanto a las SE de 400/115 kV y 230/115 kV como a las Centrales Eléctricas en 115 kV, lo cual proporciona un amplio margen de maniobra que se traduce en Confiabilidad para el manejo de flujos de potencia activa en la red, tanto en condiciones de red completa como ante las contingencias más severas. Sin embargo, los mismos factores que hacen a esta red muy robusta en términos de flexibilidad operativa, también hacen que el nivel de cortocircuito de un gran número de 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 Unidades de Central Eléctrica ya existentes en la ZMM, con lo cual se vería afectada la disponibilidad de contar con Unidades para condiciones de emergencia en caso de disturbios tanto dentro o fuera de la zona.

3.- Limitar la ampliación de la red en la ZMM, con incorporaciones de elementos que se enlazan de zonas adyacentes.

4.- Se cuenta con SE encapsuladas en hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ) 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 colapsos en la red 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, provocarían daños en sus equipos, con lo cual se estaría provocando una afectación prolongada al suministro del Centro de Carga involucrado.

La fecha de término del proyecto reportada por CFE Transmisión es de marzo de 2024.

En cuanto al suministro de la demanda, se tiene instruido el proyecto P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2, el cual no sufre modificaciones en su fecha de entrada en operación (febrero de 2024) por lo que no se observan afectaciones en la Confiabilidad de la zona para este proyecto.

#### Zona Linares

- **Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico - Lajas**

Para la zona Linares, se instruyó el proyecto de refuerzo en la transmisión P19-NE1, el cual consiste en una nueva LT en 115 kV Regiomontano – Ladrillera y tres bancos de capacitores en 115 kV. De acuerdo con las nuevas fechas proporcionadas por CFE Transmisión, estas obras estarían en operación a partir de junio de 2023. 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 de 115 kV, resultando la SE Montemorelos con mayor afectación, la cual, del periodo del 1 de junio de 2020 al 1 de junio de 2021, operó 170 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 necesario dejar fuera de operación el sistema de bombeo de Cerro Prieto (SE Libertad, Huertas, Salitrillo y Cerro Prieto) por no poder brindar el suministro de energía con un voltaje dentro de los rangos de operación establecidos en el Código de Red. La capacidad instalada del sistema de bombes 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 energía no suministrada de 525.6 MWh en promedio.

De igual manera es complicada la desconexión de las LT Lajas – 73580 – Linares o Lajas – 73090 – Ladrillera ya que esto impide alimentar la totalidad de la carga de manera radial desde las SE Tecnológico y Güémez.

En caso de no existir obras de refuerzo en la zona, las problemáticas aquí descritas seguirán agravándose, deteriorando la Calidad y Confiabilidad del servicio a los Usuarios Finales.

## Impacto en la GCR Peninsular

### Zonas Campeche y Carmen

- **Puerto Real Bancos 1 y 2**

El proyecto “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 febrero de 2024 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 transformadores es directamente proporcional a la transferencia de potencia en el enlace Sureste – Escárcega y también al despacho de la Central Eléctrica Campeche. El límite de transmisión en Estado Operativo Normal es de 110 MW, el cual se puede aumentar hasta 195 MW al activarse un EAR de Disparo Automático de Carga (DAC).

Actualmente, ante altos flujos de transmisión Sureste – Escárcega y el despacho de la Central Eléctrica Campeche producen que los bancos de transformación operen al 100 % de su capacidad en red completa, por lo cual es necesaria la sincronización de generación turbogás diésel en la Zona Carmen para descargarlos.

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 bancos de transformación y de no haberse despachado generación turbogás en Carmen, se hubiera alcanzado un flujo por el enlace de 203.8 MW, es decir se hubiera tenido sobrecarga en los bancos de transformación en red 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.

Con la entrada en operación del proyecto de C.C. Valladolid en 2023, con propósito estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional, se reducirá el flujo por el enlace Sureste – Escárcega, por lo que la cargabilidad de los bancos de transformación disminuirá también, sin embargo, no se solventará la problemática de sobrecarga ante contingencia.

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 unidades turbogás 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 turbogás en 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 turbogás en 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 2023 se pronostica una demanda de la Zona Carmen de 134 MW y de la Zona Campeche de 246 MW, por lo cual, sin el despacho de generación turbogás en Carmen los bancos de transformación de la SE Escárcega Potencia operarían al 100 % y 98 %, respectivamente, en red completa considerando un flujo por el enlace Sureste – Escárcega de 500 MW. En caso de retraso en la entrada en operación de C.C. Valladolid, la condición operativa será más severa ya que se podrían presentar sobrecargas superiores al 10 % en dichos bancos de transformación en red 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 turbogás para evitar operar por encima del límite de transmisión del enlace Sabancuy – Carmen y en al menos 280 horas, en

2023, se requerirá del despacho de generación turbogás para evitar dicha condición operativa.

En la figura 8.8.2 se muestra la curva de duración de flujo por los bancos de transformación 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 turbogás se ve reflejada también en los bancos 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 banco 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 bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia considerando el despacho de 33 MW de generación turbogás en Carmen. Se puede observar que la falla del banco paralelo produce sobrecargas de hasta 54 % en el banco de transformación 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.

Figura 8.8.1. Curva de duración de la demanda de la Zona Carmen en 2023

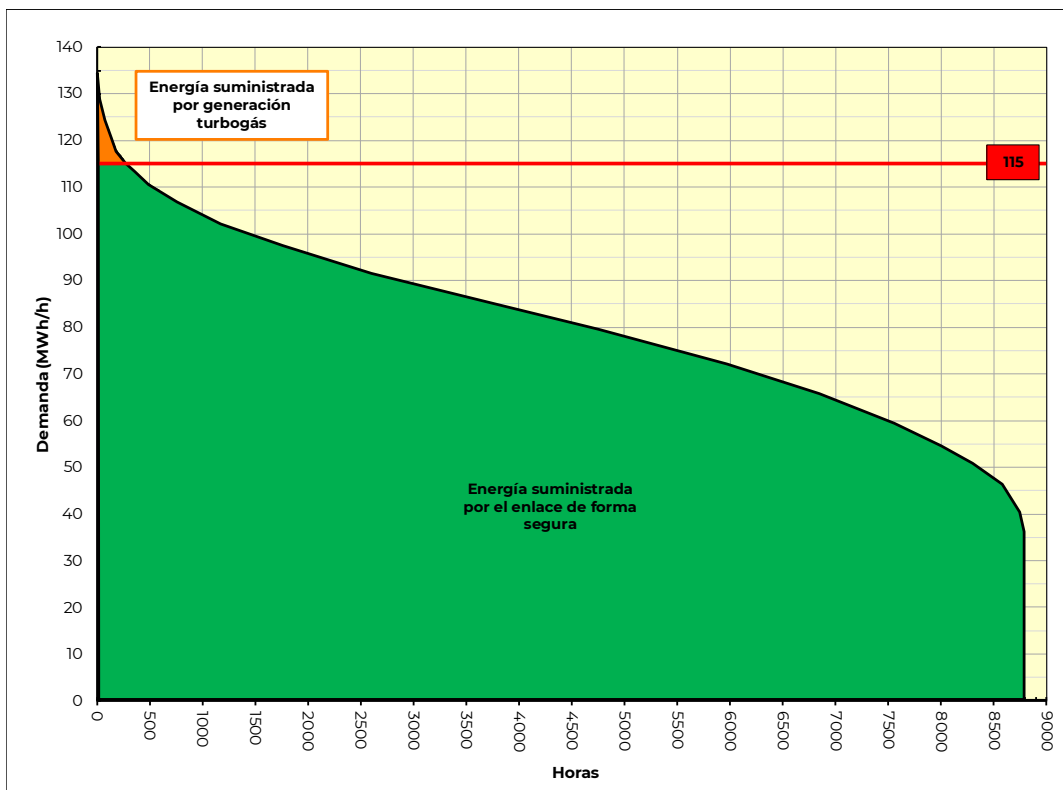
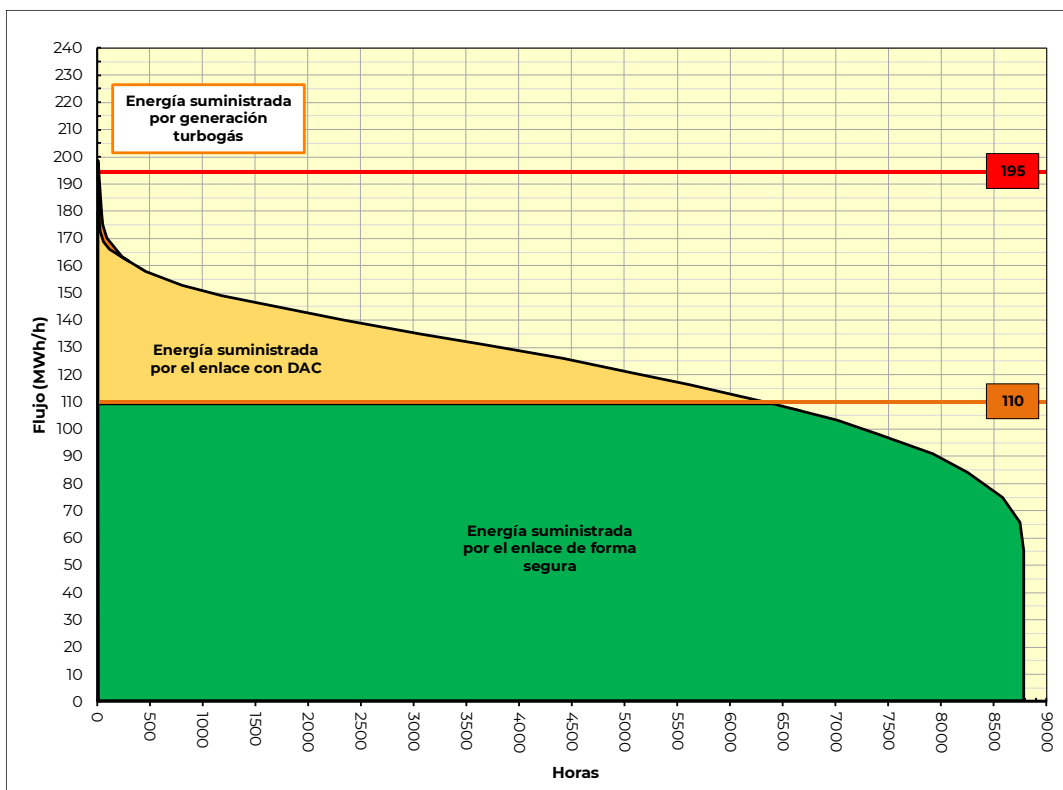


Figura 8.8.2. Curva de duración de flujo del enlace ESA-ATS en 2023



Cuadro 8.8.1. Sobrecarga de bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia en 2023 despachando 33 MW de generación turbogás en Carmen

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Escárcega Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	85.0	<b>Caso sin contingencia</b>
	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	<b>Caso sin contingencia</b>
	153.5	Salida de Escárcega Potencia -AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	117.5	Salida de Lerma-AT8 - 230/115 kV (225 MVA)

## Zona Mérida

### • Chichí Suárez Banco 1

El proyecto “Chichí Suárez Banco 1” fue propuesto desde el PAMRNT 2016-2030 e instruido por SENER en 2016 y reinstruido en 2017 a CFE con una fecha de entrada en operación de 2020. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación hasta julio de 2023 lo cual impactará 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 bancos de transformación 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 bancos de transformación no se cargan de forma uniforme.

Actualmente, durante la condición de verano y ante indisponibilidad de la generación térmica convencional a base de combustóleo (2x84 MW) y turbogás a base de diésel (30 MW) instalada en la SE Mérida II en 115 kV, se opera con flujos superiores al 90 % en el enlace MDA-ATS, alcanzando el 95 % de su capacidad en 2019 y 91 % en 2020. 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. En 2019 se operó con el EAR DAC activado en 2,286 horas (26 % del año) y en 2020 se operó en esta condición 709 horas (8 % del año).

En 2023, se espera una demanda de la Zona Mérida de 800 MW, por lo cual, sin el despacho de generación térmica a base de combustóleo se presentarían sobrecargas en los bancos de transformación 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 como “must-run” 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 Mercado Eléctrico Mayorista.

En la figura 8.8.3 se muestra la curva de duración de flujo del enlace MDA-ATS de 2023, en donde se observa, como ya se mencionó anteriormente, la necesidad de despachar generación térmica en al menos 70 horas del año para evitar la sobrecarga de los bancos de transformación. Cabe mencionar

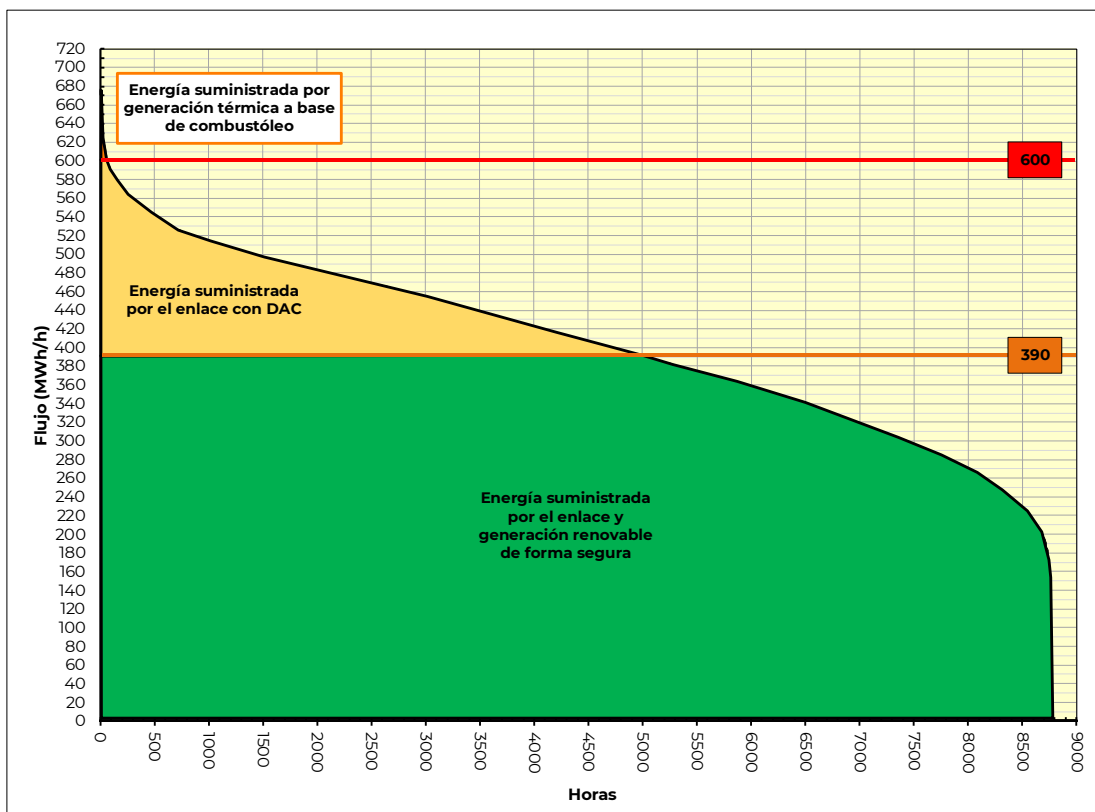


que, en la condición de demanda máxima, considerando el despacho de 100 MW de generación térmica, los bancos de transformación operarían al 100 % en la SE Norte, 94 % en la SE Caucel Potencia y 94 % y 91 % en la SE Kanasín Potencia, respectivamente. Asimismo, en caso de falla o mantenimiento no programado de una de las Unidades de Central Eléctrica (UCE) térmicas, el despacho de 84 MW de la UCE térmica restante y la UCE turbogás de 30 MW apenas sería suficiente para evitar la sobrecarga en red completa de los bancos de transformación. Sin embargo, si durante ese momento se presentara un menor factor de planta de la generación eólica instalada en la zona, se tendría la sobrecarga en el banco de transformación en la SE Norte.

Además, en aproximadamente 5,000 horas (57 % del año) se operará con el EAR DAC esperando la falla del banco de transformación 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 bancos de transformación del enlace MDA-ATS considerando el despacho de 100 MW de generación térmica de la Central Eléctrica Mérida II. Se puede observar que la falla de cualquier banco de transformación produce sobrecargas en los restantes, siendo la mayor sobrecarga, de 53 %, en el banco de transformación 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 Mérida Autotransformadores en 2023



Cuadro 8.8.2. Sobrecarga de bancos de transformación 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)	<b>93.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	149.4	Salida de Norte-AT4 - 230/115 kV (225 MVA)
	103.9	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
	103.5	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	100.9	Salida de C.T. Mérida II U1 o U2
Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>91.2</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	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)	124.5	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
	<b>94.2</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	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)	127.1	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	100.0	Salida de C.T. Mérida II U1 o U2
	<b>99.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	152.7	Salida de Caucel Potencia-AT3 - 230/115 kV (225 MVA)
	110.2	Salida de Kanasín Potencia-AT2 - 230/115 kV (100 MVA)
	109.7	Salida de Kanasín Potencia-AT1 - 230/115 kV (100 MVA)
	105.5	Salida de E.O. Energía Renovable de la Península
	104.0	Salida de C.T. Mérida II U1 o U2

#### Isla Cozumel

- **Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II**

El proyecto “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 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 reinstruyó el proyecto a CFE Transmisión, con una

fecha de entrada en operación de 2024. CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto entrará en operación en abril de 2023.

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 completa debido a problemas de estabilidad de tensión en la red de 34.5 kV en la Isla de Cozumel, se reducía a 30.8 MW y el límite de transmisión ante contingencia de uno de los cables submarinos se disminuía 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 turbogás diésel la mayor parte del año para evitar la sobrecarga de los cables existentes; impactando al Mercado Eléctrico Mayorista.

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 de la isla Cozumel es dependiente de UCE que han cumplido su vida útil y 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 turbogás 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 turbogás este valor hubiera sido de 42.2 MW. En 3,405 horas (39 % del año) se tuvo que despachar generación turbogás como “must-run” para evitar sobrecargar los cables submarinos en red completa. En el 100 % del año, la demanda de la isla Cozumel superó 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 que se han presentado fallas en las UCE de la SE Chankanaab. El 17 de junio de las 19:55 hs a las 20:14 hs 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 hs a las 22:59 hs 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.

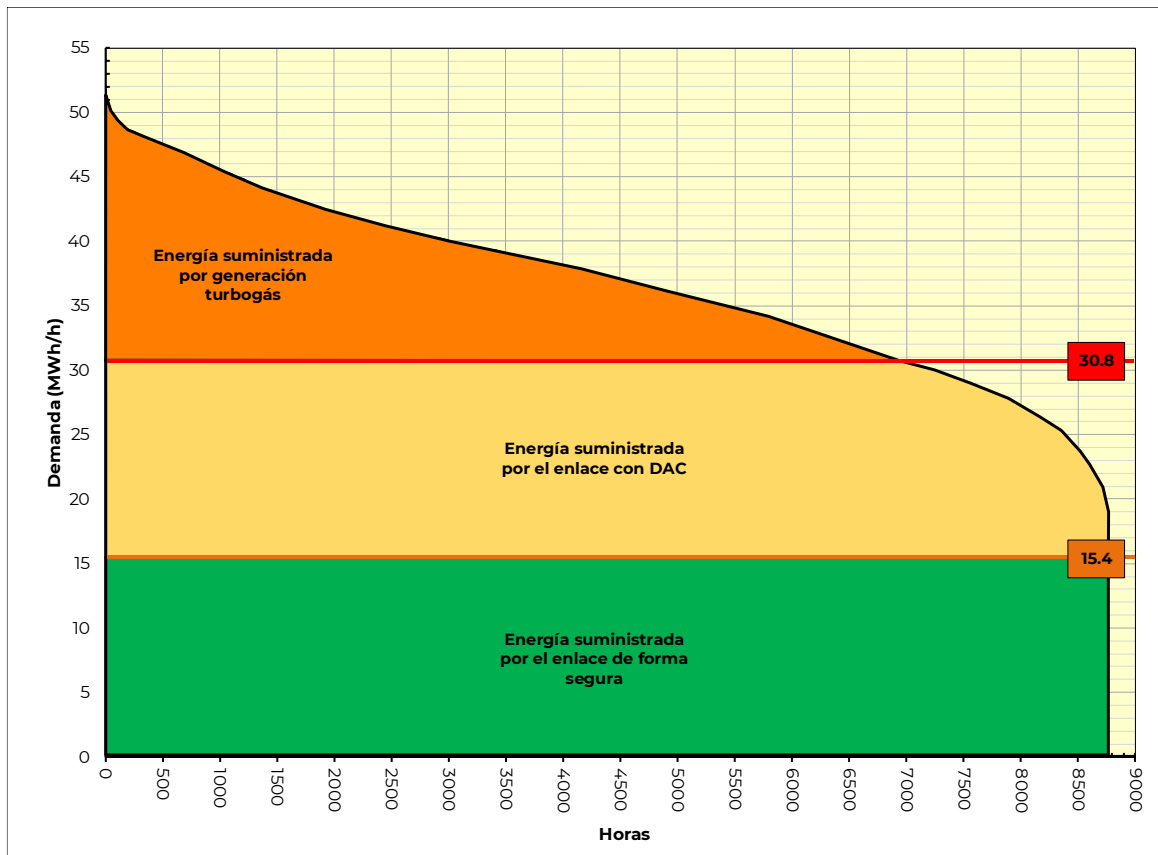
En la figura 8.8.4 se muestra la curva de duración de la demanda de la Isla Cozumel en 2023, sin proyecto, en donde se observa que el 100 % del año se dependerá de la activación del EAR DAC debido a que la demanda mínima de la Isla será aproximadamente de 18 MW. También, en 6,920 horas (79 % del año) se requerirá del despacho de al menos una unidad turbogás de 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 turbogás.

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 desconectaran las UCE turbogás.

Figura 8.8.4. 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 “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 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 abril y octubre de 2024, respectivamente lo cual impactará en la Confiabilidad del suministro de la región.

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 450 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 Centrales Eléctricas con generación turbogás 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 turbogás

compromete el suministro de 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 turbogás 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 turbogás 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.

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 CE C.C. Valladolid, la capacidad de transmisión del enlace Valladolid – Cancún, sin generación turbogás, aumentará tan solo a 928 MW, es decir un beneficio aproximado de 53 MW en comparación a la condición sin la CE C.C. 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 CE C.C. Valladolid, existe debido a que no se tiene suficiente capacidad de transmisión en 400 kV y de transformación entre la red de 400 kV, 230 kV y 115 kV. Por tanto, en la condición de verano de 2024 se tendrían sobrecargas en red completa en los bancos de transformación de la SE Playa del Carmen (2x100 MVA, 230/115 kV) y ante diversas contingencias de los bancos de transformación de las SE Riviera Maya (375 MVA, 400/230 kV y 375 MVA, 400/115 kV), Nizuc (2x100 MVA, 230/115 kV) y Balam (2x225 MVA, 230/115 kV).

Se estima que con un despacho de 90 % (472.5 MW) de la CE C.C. Valladolid III en 230 kV y del 100 % de la CE C.C. Valladolid en 400 kV, los enlaces Valladolid – Cancún y Dzitnup Riviera operarían con flujos de 1,142 MW (límite de transmisión de 928 MW) y 679 MW (límite de transmisión de 550 MW con EAR); haciendo que la generación turbogás esté sincronizada como “must-run” para disminuir el flujo por estos enlaces y así evitar las sobrecargas en la transformación y el colapso de tensión ante contingencia.

No obstante, aun despachando 200 MW de generación turbogás, se alcanzaría un flujo de 933 MW y de 524 MW en los enlaces previamente mencionados; operando en Estado Operativo de Alerta ambos enlaces de transmisión. En caso de degradación de la CE C.C. Valladolid III en 230 kV, la sobrecarga del enlace Dzitnup – Riviera Maya se acentuaría, inclusive superando el umbral del EAR DAC.

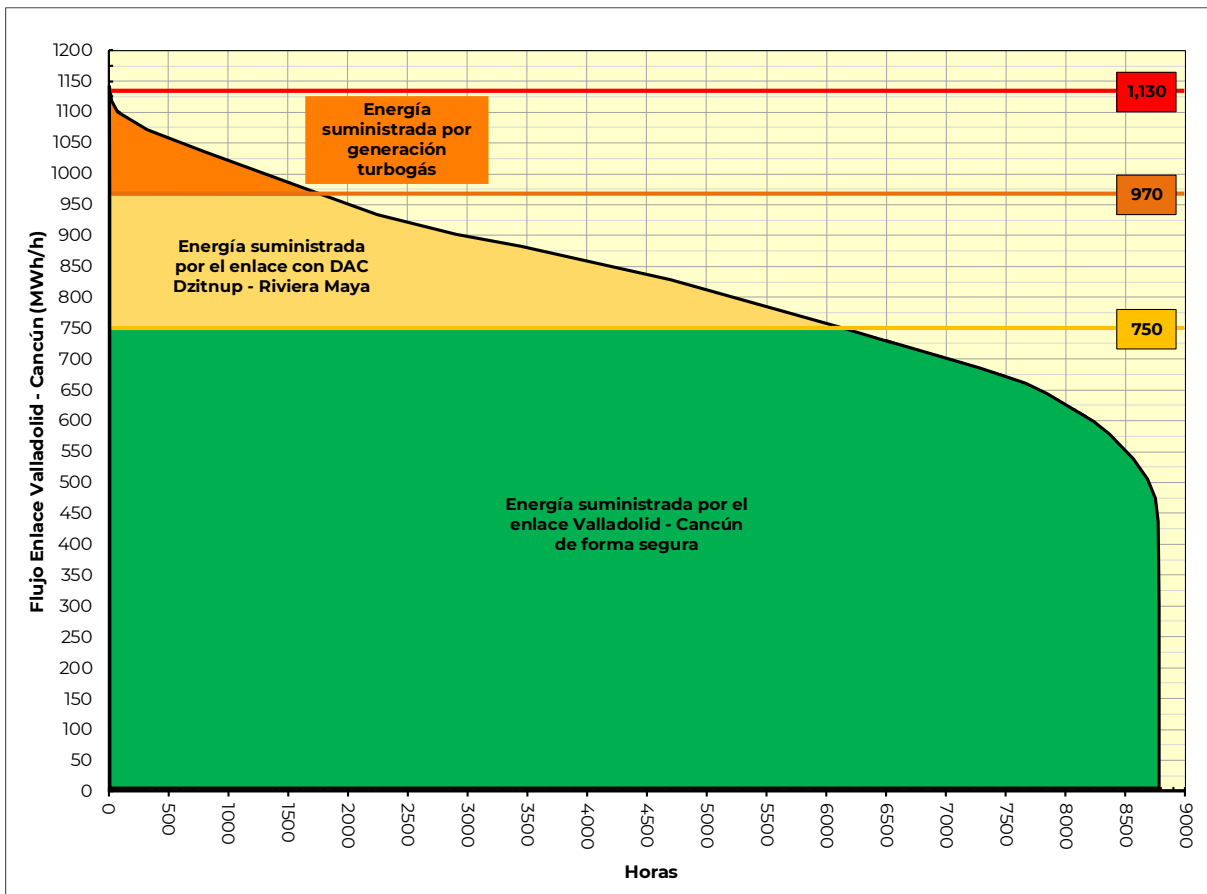
En la figura 8.8.5 se muestra la curva de duración de flujo del enlace Valladolid –

Cancún, en 2024, considerando la CE C.C. Valladolid y el despacho de 90 % de la CE C.C. 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 turbogás en aproximadamente 1,700 horas del año (19 % del año). Con flujos de potencia superiores a 1,130 MW, 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 turbogás existe el riesgo de que el operador tenga que hacer cortes manuales de carga para evitar superar los umbrales establecidos del EAR DAC o para no operar con tensiones inferiores a 0.95 pu en algunas SE.

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 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 SE 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 el colapso de tensión.

Figura 8.8.5. Curva de duración de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024



En el cuadro 8.8.3 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga en LT aun despachando 200 MW de generación turbogás 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 8.8.3. 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 8.8.4 se presenta un análisis de contingencias para mostrar la sobrecarga de los bancos de

transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya despachando 200 MW de generación turbogás en el escenario de



demanda máxima de estas dos zonas. Se puede observar que los bancos de transformación de la SE Playa del Carmen operarían en condición de red completa al 96 % y 90 % de su capacidad aun despachando 48 MW de generación 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 bancos de transformación en la SE Riviera Maya produciría una sobrecarga superior a 20 % en el banco de transformación que se mantendría en operación.

**Cuadro 8.8.4. Sobrecarga de bancos de transformación en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás**

Banco de transformación (Capacidad MVA)	Cargabilidad (%)	Contingencia
Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)	<b>53.7</b> 91.6	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)
Balam-AT2 - 230/115 kV (225 MVA)	<b>50.9</b> 90.4	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Balam-AT1 - 230/115 kV (225 MVA)
Nizuc-AT5 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>59.5</b> 96.9	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Nizuc-AT6 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>60.5</b> 98.5	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Playa del Carmen-AT4 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>95.6</b> 160.8 152.0 120.6 118.6 117.5 116.6 111.5 104.6 102.8 102.1 101.8	<b>Caso sin contingencia</b> 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 Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV Salida de LT Xcalacoco-73R30-Zac Nicté - 115 kV Salida de Valladolid-AT7 - 230/115 kV (166 MVA) Salida de LT Playa del Carmen-73900-Mayakobá - 115 kV Salida de LT Tulum-73ET0-SET5 - 115 kV Salida de CTg Chankanaab - U4
Playa del Carmen-AT7 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>90.0</b> 151.4 148.6 113.6 111.7 110.6 109.8 105.0	<b>Caso sin contingencia</b> 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 Salida de LT Iberostar-73920-Riviera Maya - 115 kV Salida de LT Tulum-73830-Valladolid - 115 kV Salida de LT Iberostar-73910-Mayakobá - 115 kV Salida de LT Xcalacoco-73R30-Zac Nicté - 115 kV
Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)	<b>70.7</b> 131.9	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)
Riviera Maya-T2 - 400/115 kV (375 MVA)	<b>68.8</b> 125.0	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de Riviera Maya-AT1 - 400/230 kV (375 MVA)

En el cuadro 8.8.5 se presentan las problemáticas de bajo tensión en las SE del corredor Playa del Carmen – Tulum en donde se tendrían tensiones inferiores a 0.95 pu en red completa en las SE Akumal II, Tulum, Aktun-Chen y SET5 y ante las contingencias mostradas

se tendría el colapso de tensión 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 colapso de tensión de las SE Kohunlich y Popolnáh.

**Cuadro 8.8.5. Bajas tensiones en las Zonas Cancún y Riviera Maya en 2024 despachando 200 MW de generación turbogás**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
Akumal II (115 kV)	0.93	107.5	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	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*
Tulum (115 kV)	0.93	107.4	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	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*
Aktun-Chen (115 kV)	0.94	108.5	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	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*
Pescadores (115 kV)	0.98	112.7	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	Salida de LT Playa del Carmen-73ET0-Pescadores - 115 kV*
	-	-	Salida de LT Aktun-Chen-73R50-Akumal II - 115 kV*
	0.94	108.0	Salida de LT Valladolid-73830-Tulum - 115 kV
SETS (115 kV)	0.93	107.0	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	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*
Popolnáh (115 kV)	0.99	113.7	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*
Kohunlich (115 kV)	0.99	113.7	<b>Caso sin contingencia</b>
	-	-	Salida de LT Canek-73460-Kohunlich*

\* Ante estas contingencias no se logra convergencia de la simulación; representando físicamente el colapso de las SE

## 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 completa debido a la saturación de los Bancos de Transformación 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 150% en bancos de transformación instalados en la zona, lo que implica acciones de seccionamiento en la red de 69 kV e implementación de esquemas automáticos de corte de carga, que interrumpirían alrededor de 120 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.

Adicionalmente, se presentan sobrecargas en LT en la red 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 las capacidades 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 de la red eléctrica.

En el Cuadro 8.9.1 se presenta el listado de las obras propuestas en la zona

Tijuana en procesos anteriores que se encuentran instruidos por la SENER hasta el año 2023.

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 que el proyecto entrará en operación en junio 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 LT. Sin embargo, CFE Transmisión informa que será hasta julio de 2022 que se dispondrá del proyecto de transformación y en mayo de 2023 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 noviembre de 2023 lo cual 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.

**Cuadro 8.9.1. Obras instruidas de la Zona Tijuana – Tecate**

Proyecto	Zona/GCR	PAM en el que se instruyó
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

### Zona Ensenada

Debido a la topología radial que tiene la infraestructura eléctrica de la zona Ensenada, resulta complejo mantener el voltaje en las SE más alejadas a la ciudad de Ensenada, como son 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 cortes de cargas de gran magnitud con la finalidad de mantener el voltaje de operación dentro de los límites permitidos en las SE al sur de la zona Ensenada. Es necesario realizar acciones remediales que involucra la afectación de carga de las SE mencionadas.

Para dar solución a las problemáticas anteriormente descritas se han propuesto proyectos, en los procesos de PAMRNT anteriores con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la red eléctrica en la zona Ensenada.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos y que se encuentran ya instruidos por la SENER a CFE Transmisión. Ver Cuadro 8.9.2.

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 junio 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 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.

CFE Transmisión reportó a CENACE que el proyecto “El Arrajal Banco 1” entrará en operación hasta febrero de 2024, mientras que el proyecto “Maneadero entronque Ciprés – Cañón” estima su entrada en operación en noviembre de 2023.

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 con fecha de entrada en operación factible de abril de 2024, el cual mantiene su fecha hasta la última información proporcionada por CFE Transmisión.

Con este proyecto se incrementará 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.

**Cuadro 8.9.2. Obras instruidas de la Zona Ensenada**

Proyecto	Zona/GCR	PRODESEN en el que se instruyó
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

### Zonas Mexicali y San Luis Río Colorado

La zona Mexicali presenta alto déficit de generación de potencia reactiva lo que implica el degradamiento en el nivel de voltaje de la mayoría de las SE 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 bancos de transformación con relación de transformación 230/161 kV, ante contingencia de elementos de transformación. La problemática es solventada con seccionamiento de red. Sin embargo, se prevé que, con el crecimiento de carga a futuro, esas acciones sean insuficientes y se requiera implementar disparos automáticos de carga 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 Estados Unidos de América y un protocolo correctivo con el cual se adicionan Unidades de Central Eléctrica de Baja California a los cuales se les compra la energía 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 Estados Unidos de América 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 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 cortar alrededor de 600 MW para mantener el sistema en sincronismo, por tanto, el tener la dependencia a la importación de energía eléctrica de Estados Unidos de América 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 cortes 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 Sistema Baja California que, permitan reducir el déficit de generación, se tendría un nuevo punto de suministro de energía eléctrica alternativo 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, con propósito estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 del rescate de la CFE como palanca de desarrollo nacional se incluyen dos proyectos de generación de Ciclo Combinado para incorporarse al Sistema Interconectado de Baja California.

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 Ciclo Combinado se tendrá suficiencia de potencia reactiva en la zona Mexicali y San Luis Río Colorado y que junto a los proyectos instruidos en el Sistema Eléctrico de Baja California proporcionará la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La zona San Luis Río Colorado no cuenta con Unidades de Central Eléctrica dentro de su zona, por tanto, para atender el Suministro Eléctrico requiere de la importación de energía desde zona Mexicali. Este intercambio de energía se realiza a través de dos LT en 230 kV provenientes de la SE Cerro Prieto Dos y dos LT 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 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 junio 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 octubre de 2023.

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 2022 para este proyecto.

**Cuadro 8.9.3. Obras instruidas de la Zona Mexicali y San Luis Río Colorado**

Proyecto	Zona/GCR	PRODESEN en el que se instruyó
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

**Afectaciones:**

A continuación, se presentan los análisis eléctricos de la infraestructura eléctrica del Sistema Interconectado Baja California, los cuadros mostrados contienen comparaciones en sobrecargas de LT y el comportamiento de los voltajes en las SE ante

contingencias sencillas para el escenario de verano 2023.

En el Cuadro 8.9.4 se observa que los Transformadores con relación de transformación 230/69 kV en las SE Tijuana I y Panamericana Potencia se encuentran sobrecargados desde el escenario con red completa, se aprecian valores mayores al 110% mientras que los

dos transformadores de la SE Metrópoli Potencia se encuentran prácticamente al 100% de su capacidad con red 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 bancos de transformación 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**

Contingencia	Elemento monitoreado	Capacidad (MVA)	Flujo en elemento monitoreado			
			P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Cargabilidad (%)
Red Completa	CNA-63110-RUB - 69 kV	60	-65.2	-1.9	65.3	108.8
	MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)		89.0	30.2	94.0	94.0
	MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)		91.4	31.1	96.6	96.6
	PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)		102.0	15.8	103.3	103.3
	PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)		101.6	15.8	102.8	102.8
	TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)		104.6	30.5	109.0	109.0
	TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)		104.6	20.5	106.6	106.6

Si la situación en red completa es crítica debido a que no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California, 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 LT en el caso de no contar con los proyectos instruidos en 2023 en el Sistema Interconectado Baja California. Se puede apreciar que algunas LT presentan sobrecarga desde el escenario con red 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 contingencias sencillas en el caso de no tener los proyectos instruidos en el Sistema Interconectado Baja California. 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.

El Cuadro 8.9.7 muestra el voltaje en las SE en 2023 en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado ante la contingencia sencilla del CEV en la SE Tecnológico. Se observa un abatimiento de voltaje en

toda la zona Mexicali y requiere de corte de carga.

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 hasta 0.91 pu, requiriendo cortes de carga para mantener el voltaje dentro de los límites de operación permisibles.

En los Cuadros 8.9.8 y 8.9.9 se muestra el comportamiento del voltaje en las SE del Sistema Interconectado Baja California. 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 completa en las SE San Simón, San Quintín y San Felipe, de manera que se presentaría colapso de voltaje 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 Sistema Interconectado Baja California, 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, que dejó al Sistema Interconectado de Baja California sin el aporte de energía eléctrica proveniente del SIN en los escenarios de mayor demanda.



Cuadro 8.9.5. Líneas de Trasmisión con sobrecargas en 2023 sin obras instruidas ante contingencia

Línea de Trasmisión monitoreada	Capacidad (MVA)	Flujo en Línea de Trasmisión monitoreada				Contingencia
		P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
WIS-93660-ROA - 230.0 kV	418	-331.7	0.2	331.7	79.4	<b>Caso sin contingencia</b>
		-441.2	6.9	441.3	105.6	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
		-419.8	-2.0	419.8	100.4	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
WIS-93250-MXI - 230 kV	444	256.7	-22.2	257.6	58.0	<b>Caso sin contingencia</b>
		452.1	-20.3	452.5	101.9	Salida de LT WIS-93620-XCO - 230 kV
WIS-93620-XCO - 230 kV	444	258.8	-2.9	258.8	58.3	<b>Caso sin contingencia</b>
		444.0	-14.9	444.2	100.1	Salida de LT WIS-93250-MXI - 230 kV
WIS-93670-SIS - 230 kV	418	-297.8	6.0	297.9	71.3	<b>Caso sin contingencia</b>
		-456.5	8.0	456.6	109.2	Salida de LT WIS-93660-ROA - 230 kV
MXI-83140-PKD - 161 kV	170	127.7	11.1	128.2	75.4	<b>Caso sin contingencia</b>
		193.0	15.8	193.7	113.9	Salida de LT NZI-83210-SIS - 161 kV
CIP-73110-MND - 115 kV	120	62.1	-0.6	62.1	51.8	<b>Caso sin contingencia</b>
		113.0	16.4	114.2	95.2	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
CNA-63110-RUB - 69 kV	60	-65.2	-1.9	65.3	108.8	<b>Caso sin contingencia</b>
		-90.7	-3.8	90.8	151.3	Salida de LT CES-63570-RUB - 69 kV
GER-63570-CES - 69 kV	72	-51.8	-3.0	51.9	72.1	<b>Caso sin contingencia</b>
		-78.9	-3.0	79.0	109.7	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
CES-63570-RUB - 69 kV	72	-58.0	-6.7	58.4	81.1	<b>Caso sin contingencia</b>
		-85.7	-10.0	86.3	119.8	Salida de LT CNA-63110-RUB - 69 kV
INA-63210-TJI - 69 kV	96	-63.0	-8.5	63.5	66.2	<b>Caso sin contingencia</b>
		-108.8	-15.6	109.9	114.5	Salida de LT TJI-63190-OPT - 69 kV
INA-63190-OPT - 69 kV	96	-48.6	-6.6	49.1	51.1	<b>Caso sin contingencia</b>
		-88.2	-11.6	89.0	92.7	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
PAP-63460-HTR - 69 kV	75	51.4	5.8	51.8	69.0	<b>Caso sin contingencia</b>
		67.1	12.3	68.2	90.9	Salida de TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)
TJI-63190-OPT - 69 kV	96	72.1	14.3	73.5	76.5	<b>Caso sin contingencia</b>
		112.2	22.7	114.5	119.3	Salida de LT INA-63210-TJI - 69 kV
		93.0	19.2	94.9	98.9	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)

**Cuadro 8.9.6. Elementos de Transformación sobrecargados en 2023 sin obras instruidas**

Banco de transformación monitoreado (Capacidad MVA)	Flujo en banco de transformación				Contingencia
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	Cargabilidad (%)	
CIP-AT50 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>87.3</b>	<b>12.5</b>	<b>88.1</b>	<b>88.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	132.7	23.6	134.8	134.8	Salida de CIP-AT70 - 230/115 kV (100 MVA)
	117.5	16.2	118.6	118.6	Salida de LOS-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)
CIP-AT70 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>78.1</b>	<b>11.2</b>	<b>78.9</b>	<b>78.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	126.6	23.3	128.7	128.7	Salida de CIP-AT50 - 230/115 kV (100 MVA)
	105.2	14.5	106.2	106.2	Salida de LOS-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)
CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)	<b>179.6</b>	<b>11.8</b>	<b>180.0</b>	<b>80.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	218.3	14.6	218.8	97.2	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)
LOS-AT20 - 230/115 kV (100 MVA)	<b>68.5</b>	<b>1.8</b>	<b>68.5</b>	<b>68.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	98.5	8.2	98.8	98.8	Salida de CIP-AT50 - 230/115 kV (100 MVA)
LOS-AT30 - 115/69 kV (20 MVA)	<b>12.5</b>	<b>0.7</b>	<b>12.5</b>	<b>62.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	18.9	-0.5	18.9	94.5	Salida de LT HRA-63170-BR - 69 kV
MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>89.0</b>	<b>30.2</b>	<b>94.0</b>	<b>94.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	126.8	48.2	135.7	135.7	Salida de MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)
MEP-T50 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>91.4</b>	<b>31.1</b>	<b>96.6</b>	<b>96.6</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	128.8	48.8	137.8	137.8	Salida de MEP-T30 - 230/69 kV (100 MVA)
PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>102.0</b>	<b>15.8</b>	<b>103.3</b>	<b>103.3</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	155.0	33.5	158.6	158.6	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
PAP-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>101.6</b>	<b>15.8</b>	<b>102.8</b>	<b>102.8</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	154.3	33.4	157.9	157.9	Salida de RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)
RUB-T10 - 230/69 kV (225 MVA)	<b>190.8</b>	<b>32.7</b>	<b>193.6</b>	<b>86.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	215.6	38.0	219.0	97.3	Salida de PAP-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)	<b>194.8</b>	<b>17.6</b>	<b>195.6</b>	<b>86.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	236.1	24.7	237.3	105.5	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
	224.0	22.5	225.1	100.0	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
	240.5	24.1	241.7	107.4	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)
	294.8	34.1	296.8	131.9	Salida de SIS-AT40 - 230/161 kV (225 MVA)
SIS-AT40 - 230/161 kV (225 MVA)	<b>194.8</b>	<b>17.6</b>	<b>195.6</b>	<b>86.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	236.1	24.7	237.3	105.5	Salida de LT WIS-93670-SIS - 230 kV
	224.0	22.5	225.1	100.0	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
	240.5	24.1	241.7	107.4	Salida de CRO-AT50 - 230/161 kV (225 MVA)
	294.8	34.1	296.8	131.9	Salida de SIS-AT30 - 230/161 kV (225 MVA)
TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>104.6</b>	<b>30.5</b>	<b>109.0</b>	<b>109.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	153.8	46.2	160.6	160.6	Salida de TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)
TJI-T20 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>104.6</b>	<b>20.5</b>	<b>106.6</b>	<b>106.6</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	153.4	41.0	158.8	158.8	Salida de TJI-T10 - 230/69 kV (100 MVA)
TJI-T40 - 230/69 kV (100 MVA)	<b>80.2</b>	<b>28.9</b>	<b>85.3</b>	<b>85.3</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	92.6	37.0	99.7	99.7	Salida de LT HRA-63750-FCO - 69 kV

**Cuadro 8.9.7. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante disparo del CEV en la SE Tecnológico**

Contingencia	Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje en SE	
		p.u.	kV
Salida de TEK-CEV	CPD (230 kV)	0.949	218.19
	CPT (230 kV)	0.949	218.22
	APD (230 kV)	0.939	215.92
	TEK (230 kV)	0.944	217.09
	STB (230 kV)	0.947	217.85
	CSC (230 kV)	0.946	217.65
	MXI (230 kV)	0.948	218.03
	CTY (230 kV)	0.939	215.93
	XCO (230 kV)	0.949	218.26
	THO (230 kV)	0.947	217.80
	KEN (230 kV)	0.946	217.68
	VPA (230 kV)	0.944	217.14
	PID (230 kV)	0.926	213.02
	CHQ (230 kV)	0.934	214.83
	SRY (230 kV)	0.930	213.98
	XCE (230 kV)	0.948	218.12
	VIC (230 kV)	0.933	214.55
	LIB (230 kV)	0.927	213.28
	CBC (230 kV)	0.945	217.44
	CBC (230 kV)	0.945	217.44
	RIN (161 kV)	0.949	152.83
	MXI (161 kV)	0.948	152.66
	CTY (161 kV)	0.946	152.38
	NZI (161 kV)	0.944	151.94
	CRO (161 kV)	0.949	152.86
	MOE (161 kV)	0.950	152.89
	PKD (161 kV)	0.946	152.30
	ENT (161 kV)	0.949	152.75
	FEV (161 kV)	0.948	152.70
	CNZ (161 kV)	0.947	152.46
	PID (161 kV)	0.923	148.60
	RZC (161 kV)	0.921	148.31
	HGO (161 kV)	0.919	147.94
	SKW (161 kV)	0.945	152.15
	GTW (161 kV)	0.949	152.81

**Cuadro 8.9.8. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
WIS (230 kV)	0.98	226.3	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.9	
CPD (230 kV)	0.99	226.7	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.8	
CPT (230 kV)	0.99	226.8	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.9	
APD (230 kV)	0.98	225.6	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	215.6	
TEK (230 kV)	0.99	227.3	Caso sin contingencia
STB (230 kV)	0.98	226.1	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.5	
OZA (230 kV)	0.98	226.1	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.7	
CSC (230 kV)	0.98	226.0	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.3	
MXI (230 kV)	0.98	226.2	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.6	
CTY (230 kV)	0.98	225.7	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	215.8	
CRO (230 kV)	0.98	226.2	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	217.0	
XCO (230 kV)	0.98	226.1	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.6	
THO (230 kV)	0.98	226.0	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.5	
KEN (230 kV)	0.98	225.9	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	216.4	
VPA (230 kV)	0.99	226.7	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.94	217.0	
PID (230 kV)	0.96	221.7	Caso sin contingencia Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV Salida de LT SRY-93BCO-LIB - 230 kV Salida de MAQ CPD-06-GT - 13.8 kV Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.93	213.0	
	0.94	216.1	
	0.95	217.9	
	0.95	217.9	
	0.92	211.3	
CHQ (230 kV)	0.97	223.5	Caso sin contingencia Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.91	209.0	
	0.93	213.3	
CNT (230 kV)	0.99	226.6	Caso sin contingencia Salida de MAQ CCM-04-CCG
	0.95	217.4	

... Continuación

**Cuadro 8.9.9. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
SRY (230 kV)	<b>0.97</b>	<b>222.7</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	215.7	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.94	215.4	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
	0.92	212.4	Salida de MAQ CCM-04-CCG
SIS (230 kV)	<b>0.99</b>	<b>227.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	218.1	Salida de MAQ CCM-04-CCG
XCE (230 kV)	<b>1.00</b>	<b>230.6</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	218.1	Salida de TEK-CEV
VIC (230 kV)	<b>0.97</b>	<b>223.3</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.91	208.7	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.93	213.0	Salida de MAQ CCM-04-CCG
LIB (230 kV)	<b>0.97</b>	<b>222.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	214.0	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.94	215.6	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
	0.95	217.6	Salida de LT SRY-93BC0-LIB - 230 kV
	0.95	218.2	Salida de MAQ CPD-06-GT - 13.8 kV
	0.92	211.6	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CBC (230 kV)	<b>0.98</b>	<b>226.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	216.9	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CBC (230 kV)	<b>0.98</b>	<b>226.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	216.9	Salida de MAQ CCM-04-CCG
RIN (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.8</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.2	Salida de MAQ CCM-04-CCG
MXI (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.8</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.1	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CPU (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>158.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.9	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CPC (161 kV)	<b>0.99</b>	<b>159.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	152.4	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CTY (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	150.9	Salida de MAQ CCM-04-CCG
NZI (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	150.4	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CRO (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.3	Salida de MAQ CCM-04-CCG
MOE (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>158.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.4	Salida de MAQ CCM-04-CCG
GOR (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.6	Salida de MAQ CCM-04-CCG
SIS (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>158.3</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.7	Salida de MAQ CCM-04-CCG

... Continuación

**Cuadro 8.9.9. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
PKD (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.4</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	150.8	Salida de MAQ CCM-04-CCG
ENT (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.2	Salida de MAQ CCM-04-CCG
FEV (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.8</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.2	Salida de MAQ CCM-04-CCG
CNZ (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.0	Salida de MAQ CCM-04-CCG
PID (161 kV)	<b>0.96</b>	<b>154.6</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	149.3	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.94	151.2	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
	0.95	152.3	Salida de LT SRY-93BC0-LIB - 230 kV
	0.94	152.0	Salida de LT CPU-83170-RZC - 161 kV
	0.94	151.8	Salida de LT GOR-83150-RZC - 161 kV
	0.93	149.7	Salida de PID-AT20 - 230/161 kV (225 MVA)
	0.95	152.2	Salida de MAQ CPD-06-GT - 13.8 kV
RZC (161 kV)	<b>0.96</b>	<b>154.2</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	152.9	Salida de LT WIS-93660-ROA - 230 kV
	0.93	149.9	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.94	151.4	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
	0.95	152.3	Salida de LT SRY-93BC0-LIB - 230 kV
	0.94	150.8	Salida de LT CPU-83170-RZC - 161 kV
	0.94	150.6	Salida de LT GOR-83150-RZC - 161 kV
	0.93	150.2	Salida de PID-AT20 - 230/161 kV (225 MVA)
	0.94	152.0	Salida de MAQ CPD-06-GT - 13.8 kV
	0.94	152.0	Salida de MAQ CPD-07-GT - 13.8 kV
0.91	146.8	Salida de MAQ CCM-04-CCG	
HGO (161 kV)	<b>0.96</b>	<b>153.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	152.6	Salida de LT WIS-93660-ROA - 230 kV
	0.93	149.4	Salida de LT CPD-93470-CHQ - 230 kV
	0.94	151.0	Salida de LT CPD-93310-SRY - 230 kV
	0.95	152.9	Salida de LT TEK-93290-CTY - 230 kV
	0.95	152.7	Salida de LT ROA-93170-CRO - 230 kV
	0.95	152.7	Salida de LT ROA-93550-CNT - 230 kV
	0.95	152.6	Salida de LT PID-93480-CHQ - 230 kV
	0.95	152.9	Salida de LT PID-93BC0-LIB - 230 kV
	0.94	151.9	Salida de LT SRY-93BC0-LIB - 230 kV
	0.94	150.6	Salida de LT CPU-83170-RZC - 161 kV
	0.93	150.4	Salida de LT GOR-83150-RZC - 161 kV
	0.94	151.9	Salida de LT RZC-83160-HGO - 161 kV
	0.93	149.7	Salida de PID-AT20 - 230/161 kV (225 MVA)
0.91	146.5	Salida de MAQ CCM-04-CCG	

... Continuación

**Cuadro 8.9.9. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
KCH (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>158.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.4	Salida de MAQ CCM-04-CCG
SKW (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.3</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	150.6	Salida de MAQ CCM-04-CCG
GTW (161 kV)	<b>0.98</b>	<b>157.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	151.3	Salida de MAQ CCM-04-CCG
SVE (115 kV)	<b>1.01</b>	<b>115.6</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	108.0	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
KON (115 kV)	<b>1.00</b>	<b>115.4</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	107.2	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
SQN (115 kV)	<b>0.97</b>	<b>111.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	107.2	Salida de LT CIP-93680-JOV - 230 kV
	0.89	102.4	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.91	104.9	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.92	105.6	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
	0.93	106.8	Salida de LT SVE-73120-KON - 115 kV
	0.93	106.8	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.93	106.8	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
SMN (115 kV)	<b>0.96</b>	<b>110.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	108.8	Salida de LT PJZ-93140-LOS - 230 kV
	0.93	106.7	Salida de LT CIP-93680-JOV - 230 kV
	0.88	101.7	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.91	104.3	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.91	105.0	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT SVE-73120-KON - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
TRI (115 kV)	<b>0.99</b>	<b>114.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.92	106.1	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.95	108.8	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.93	107.5	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.93	107.5	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
MIN (115 kV)	<b>0.97</b>	<b>111.4</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	108.2	Salida de LT CIP-93680-JOV - 230 kV
	0.90	103.3	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.93	106.4	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.93	106.9	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
	0.94	107.8	Salida de LT SVE-73120-KON - 115 kV
	0.89	102.6	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.89	102.6	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV

... Continuación

**Cuadro 8.9.9. Subestaciones Eléctricas con voltajes fuera de rango de operación permitido en 2023 sin obras instruidas ante contingencia**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
<b>ENT (115 kV)</b>	<b>0.98</b>	<b>113.0</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.92	105.2	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.94	108.2	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.95	108.7	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
	0.91	104.5	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.91	104.5	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
<b>SAF (115 kV)</b>	<b>0.96</b>	<b>110.8</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.95	109.1	Salida de LT PJZ-93140-LOS - 230 kV
	0.93	107.5	Salida de LT CIP-93680-JOV - 230 kV
	0.89	102.4	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.92	105.6	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.92	106.2	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
	0.93	107.1	Salida de LT SVE-73120-KON - 115 kV
	0.88	101.6	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
	0.88	101.6	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
<b>MNI (115 kV)</b>	<b>0.99</b>	<b>113.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.92	105.9	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.95	108.8	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.92	105.3	Salida de LT MNI-73420-SMT - 115 kV
<b>COE (115 kV)</b>	<b>0.99</b>	<b>114.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.92	105.6	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.94	108.0	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.94	108.6	Salida de LT EPC-73380-MND - 115 kV
<b>SMT (115 kV)</b>	<b>0.99</b>	<b>113.5</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.92	106.0	Salida de LT CIP-73180-KON - 115 kV
	0.95	108.8	Salida de LT EPC-73380-SVE - 115 kV
	0.92	105.3	Salida de MAQ SMT-01-EO - 0.6 kV
<b>ONG (69 kV)</b>	<b>1.01</b>	<b>69.9</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	64.1	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV (20 MVA)
<b>VLP (69 kV)</b>	<b>1.00</b>	<b>69.1</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.94	65.1	Salida de LT VLP-63550-LOS - 69 kV
	0.94	64.6	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV (20 MVA)
<b>LOS (69 kV)</b>	<b>1.02</b>	<b>70.2</b>	<b>Caso sin contingencia</b>
	0.93	64.5	Salida de LOS-AT30 - 115/69 kV (20 MVA)



## Impacto en el Sistema Interconectado Baja California Sur

La principal problemática que se presenta en el Sistema Interconectado Baja California Sur está relacionado a la degradación de voltaje ante contingencia sencillas de LT.

Las SE Loreto en la zona Villa Constitución, Santiago en la zona Los Cabos, así como Camino Real, Bledales y Recreo 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, con la finalidad de mantener la Confiabilidad de la red eléctrica.

A continuación, se presentan los proyectos propuestos para el Sistema Interconectado de Baja California Sur 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 los proyectos de compensación entrarán en operación en junio de 2023.

Los proyectos de compensación “Loreto MVar”, “Camino Real” y “Recreo MVar” fueron propuestos desde el PAMRNT 2018-2032 e instruidos por SENER en 2018 a CFE Transmisión, con una fecha de entrada en operación de 2021. CFE Transmisión estimó la fecha factible en diciembre de 2021 para el proyecto “Recreo MVar” que actualmente se encuentra en proceso de construcción y en mayo de 2023 y septiembre de 2023 para “Loreto MVar” y “Camino Real MVar”, respectivamente.

Cuadro 8.10.1. Obras instruidas en el Sistema Interconectado Baja California Sur

Proyecto	Zona/GCR	PRODESEN en el que se instruyó
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
Recreo 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, Recreo MVAR, y Bledales MVAR)**

Afectaciones:

A pesar de que en la zona La Paz se cuenta con una gran cantidad de Unidades de Central Eléctrica 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 SE

disminuye a valores inferiores a los permitidos en operación.

El Cuadro 8.10.2 muestra el análisis de contingencias y la afectación en SE de la zona La Paz, se observa que, la salida de la LT Olas Altas – Recreo en 115 kV origina bajos voltajes en las SE Bledales y Recreo.

Además, se aprecian bajos voltajes en la SE Camino Real ante la pérdida de la LT Punta Prieta II (Maniobras Pichilingue) - Camino Real o ante la contingencia de la LT San José del Cabo – Monte Real.

**Cuadro 8.10.2. Análisis de contingencias y su afectación en Subestaciones Eléctricas sin compensación reactiva en SE Recreo en 2023**

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
RCO (115 kV)	0.99	113.3	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de LT OLA-73370-RCO - 115 kV
	0.95	109.7	
BLE (115 kV)	0.98	113.1	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de LT OLA-73370-RCO - 115 kV
	0.96	109.9	
CAR (115 kV)	0.98	113.3	<b>Caso sin contingencia</b> Salida de LT CAR-73320-MPC - 115 kV
	0.93	107.0	

- **Compensación capacitiva zona Constitución (Loreto MVAR)**

Afectaciones:

La SE Loreto es la más alejada geográficamente dentro de la zona Constitución, se encuentra aproximadamente a 195 km. de la Central Eléctrica Puerto San Carlos, 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 bajos voltajes en las SE Puerto Escondido y Loreto con red completa y ante contingencia sencillas, provocando que el EAR realice cortes de carga en dichas SE 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 2023

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
LRO (115 kV)	0.92	105.4	Caso sin contingencia
	0.91	104.9	Salida de LT DOM-73250-INS - 115 kV
	0.91	104.9	Salida de LT DOM-73410-INS - 115 kV
	0.91	104.7	Salida de LT GAO-73260-VIO - 115 kV
	0.91	104.7	Salida de LT GAO-73270-VIO - 115 kV
	0.92	105.4	Salida de LT INS-73240-PES - 115 kV
	0.91	104.8	Salida de LT INS-73190-VIO - 115 kV
	0.91	104.8	Salida de LT INS-73210-VIO - 115 kV
	1.55	178.6	Salida de LT INS-7310-SOL - 115 kV
	0.89	102.1	Salida de LT INS-73B50-ING - 115 kV
	0.88	101.5	Salida de LT LAP-73350-VIO - 115 kV
	0.88	101.5	Salida de LT LAP-73460-VIO - 115 kV
	0.92	105.4	Salida de LT LRO-73240-PES - 115 kV

- **Compensación capacitiva zona Los Cabos (Santiago MVar)**

#### Afectaciones

La zona de Los Cabos es la que presenta el mayor crecimiento de las tres zonas eléctricas que se tienen en el Sistema Interconectado Baja California Sur. 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 bajos voltajes en la SE Santiago y Buena Vista (SE futura) ante contingencia sencilla, 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 2023

Subestación Eléctrica Monitoreada (kV)	Voltaje		Contingencia
	p.u.	kV	
SNT (115 kV)	0.97	112.1	Caso sin contingencia
	0.94	108.7	Salida de LT ASJ-73B50-MOR - 115 kV
	0.86	98.4	Salida de LT SJC-73B50-MOR - 115 kV
	0.91	104.2	Salida de ELP-CEV
BUV (115 kV)	0.97	112.0	Caso sin contingencia
	0.88	101.0	Salida de LT SJC-73B50-MOR - 115 kV
	0.92	105.4	Salida de ELP-CEV

---

## **Impacto en el Sistema Interconectado Mulegé**

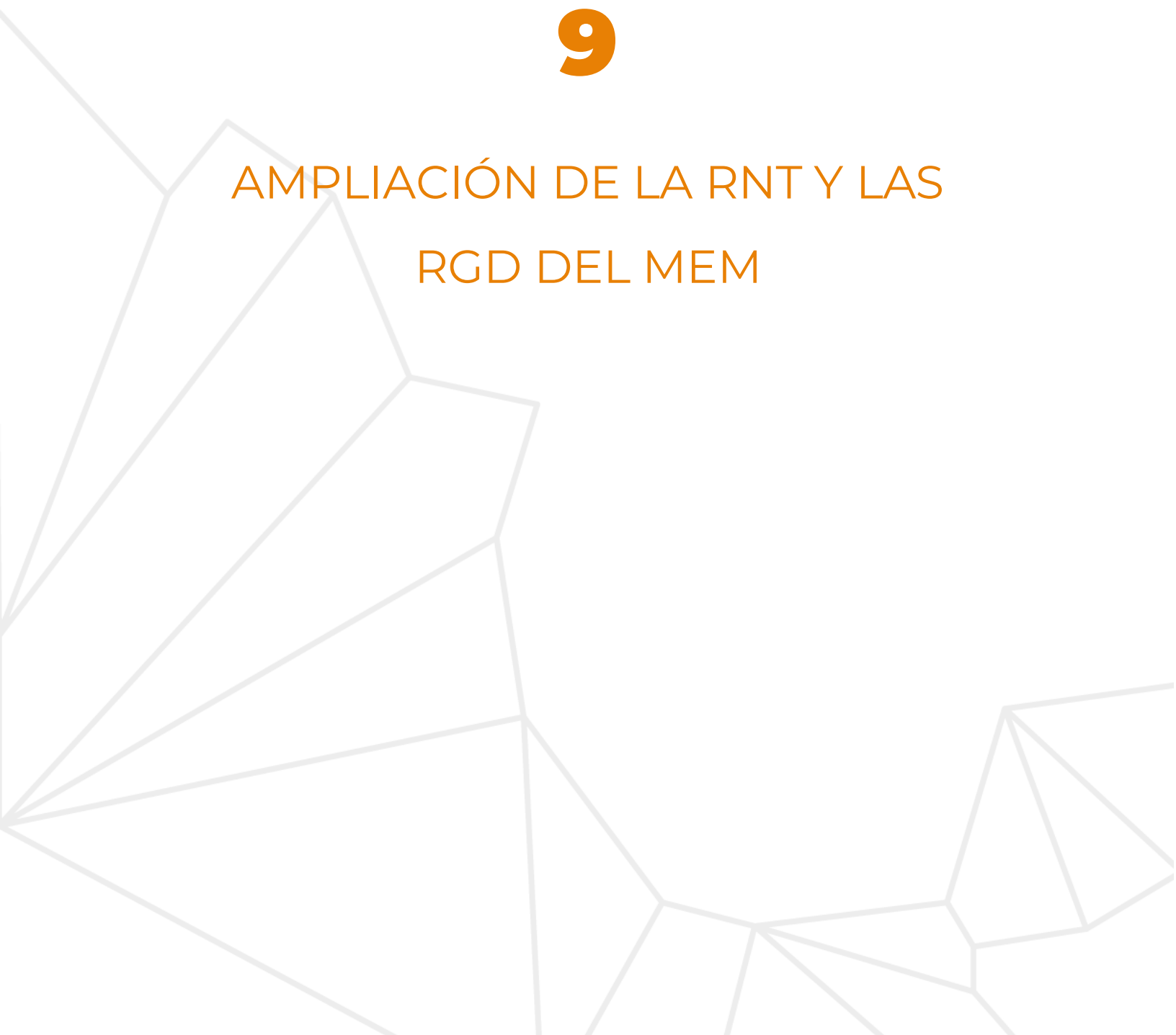
La principal problemática que presentaba el Sistema Interconectado Mulegé ha sido resuelta con la entrada en operación de los proyectos instruidos.

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 febrero de 2021 y el proyecto **“Santa Rosalía Banco 2”** está terminada su construcción y se encuentra en proceso de puesta en servicio.

# 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 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 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 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 Código de Red y las políticas públicas que apliquen; minimizando congestiones, reduciendo pérdidas eléctricas, 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 autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión.

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, 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 Pronóstico de Demanda por Subestaciones (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 la necesidad o no, de posibles 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 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.

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 (2015 a 2021), ordenados de acuerdo con la prioridad definida en el Capítulo VIII y en donde se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión.

**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	Avance constructivo (%)		
Ascensión II Banco 2	P17-NT1	abr-18	feb-20	100	2017	Proyecto terminado
El Habal Banco 2 (traslado)	M16-NO2	abr-19	dic-19	100	2017	Proyecto terminado
Mezquital MVar (traslado)	P18-MU3	abr-18	feb-21	100	2018	Proyecto terminado
Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-18	jun-21	100	2018	Proyecto terminado
Potreriños Banco 4	P16-OC2	abr-19	ago-21	35	2016 y 2017	En construcción
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	P15-OC1	abr-20	dic-22	0	2017	En inicio de construcción
Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-18	sep-22	5	2018	En construcción
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-19	feb-22	5	2018	En construcción
Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1	abr-18	may-23	2	2018	En construcción
Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	jul-22	2	2018	En construcción
Línea de transmisión Atacomulco Potencia – Almoloya	M15-CE2	abr-18	oct-22	2	2018	En construcción
Donato Guerra MVar (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	P15-CE1	dic-15	dic-21	0	2017	En inicio de construcción
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	nov-22	0	2018	En inicio de construcción
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar	P18-NE8	abr-18	dic-22	4	2018	En construcción



... 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	Avance constructivo (%)		
Quilá MVar (traslado)	P18-NO1	abr-18	nov-21	4	2018	En construcción
El Carrizo MVar (traslado)	M16-NO1	abr-18	dic-21	0	2017	En inicio de construcción
Recreo MVar	P18-BS6	abr-21	dic-21	4	2018	En construcción
Frontera Comalapa MVar	P17-OR9	abr-17	dic-21	5	2017	En construcción
Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	feb-24	0	2018	PIDIREGAS
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	P15-PE1	jul-19	abr-23	0	2015 y 2018	PIDIREGAS
Nuevo Casas Grandes Banco 3	P17-NT2	abr-18	sep-23	0	2018	PIDIREGAS
Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-20	may-23	0	2018	PIDIREGAS
Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-21	feb-24	0	2018	PIDIREGAS
Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-21	jun-24	0	2018	PIDIREGAS
Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	ene-24	0	2019	PIDIREGAS
Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega	CFE20-GCC	sep-22	sep-22	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Guadalajara Industrial	P16-OC1	abr-19	jul-23	Inicia en 2021	2016	
Tijuana I Banco 4	P19-BC1	abr-23	nov-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	P15-NO1	abr-20	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	P19-OR3	jun-19	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	P19-NE2	abr-21	mar-24	Inicia en 2021	2019	
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	abr-24	Pendiente autorizar	2019	
Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur	CFE20-PCC	oct-23	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	P19-OC4	abr-23	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	

... Continuación

**Cuadro 9.31. 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	Avance constructivo (%)		
Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)	P20-PE3	abr-24	oct-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	nov-23	Inicia en 2021	2017	
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	P15-BC3 P15-BC4 P15-BC5 P15-BS1 P15-BS3 P15-NO2	abr-17	jun-23	Inicia en 2021	2015	
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	P16-NO2	oct-18	abr-23	Inicia en 2021	2017	
San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE3	abr-23	feb-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	nov-18	dic-22	Inicia en 2021	2018	
Terranova Banco 2	P19-NT1	abr-23	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Chichí Suárez Banco 1	P16-PE2	mar-20	jul-23	En revisión de presupuesto	2016 y 2017	
Zona La Laguna	P16-NT1	abr-23	nov-24	Inicia en 2021	2016 y 2017	
San José Iturbide Banco 4	P19-OC2	abr-23	may-24	Pendiente autorizar	2019	
Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	abr-17	jun-24	Pendiente autorizar	2015 y 2018	
Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid	CFE20-VAC	ene-23 y abr-24	abr-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Compensación Capacitiva Occidente	P15-OC3 P15-OC4 P15-OC6 P15-OC7	abr-19	dic-23	Inicia en 2021	2015	
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	P16-NO1	abr-20	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	P20-NT2	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	abr-23	Pendiente autorizar	2018	
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-21	nov-23	Pendiente autorizar	2018	
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	feb-24	Inicia en 2021	2017	
Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	abr-25	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	

... Continuación

**Cuadro 9.31. 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	Estatus		
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-20	ene-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
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-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado	CFE20-ESL	oct-23	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Tabasco Potencia MVAR (traslado de reactor 9 de Temascal II)	P17-OR3	dic-17	may-23	Inicia en 2021	2017	
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	P18-NE2	abr-19	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-18	feb-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	P19-NE1	abr-18	jun-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2019	
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	oct-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	P17-BC2	abr-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	P15-BC1	abr-17	nov-23	Inicia en 2021	2017	
Kilómetro 110 - Tulancingo	P16-CE1	sep-16	oct-23	Inicia en 2021	2017	
Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	abr-23	Pendiente autorizar	2018	
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAR)	P17-OR4	abr-21	abr-23	Inicia en 2021	2017	
Loreto MVAR	P17-BS1	abr-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	P15-NO3	oct-18	mar-23	Inicia en 2021	2017	
Suministro de energía eléctrica Zona Tlaxcala (antes LT La Malinche - Altzayanca Maniobras)	P18-OR2	jun-20	feb-23	Pendiente autorizar	2018	
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	jun-23	Inicia en 2021	2018	
Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida	CFE20-MDC	ene-24	ene-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	jun-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	

... Continuación

**Cuadro 9.31. 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	Estatus		
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-21	ene-24	Pendiente autorizar	2018	
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	P17-CE2	dic-22	jul-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018	
Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	P19-OR2	jun-19	ago-22	Pendiente autorizar	2019	
Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	P20-NE1	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	P20-OR3	jun-19	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	P20-OC3	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	P20-OC4	abr-25	abr-25	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Obras de Refuerzo C.C.C. Tuxpan Fase I	CFE20-TUC	ene-24	abr-24	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-19	sep-23	Pendiente autorizar	2018	
Alvarado II y San Andrés II MVAR	P16-OR2	abr-16	mar-23	Inicia en 2021	2017	
Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-20	ene-23	Inicia en 2021	2018	
Izúcar de Matamoros MVAR	P16-OR1	abr-16	mar-23	Inicia en 2021	2017	
Amozoc y Acatzingo MVAR	P17-OR6	abr-18	mar-23	Inicia en 2021	2017	
Esfuerzo MVAR	P17-OR7	abr-19	mar-23	Inicia en 2021	2017	
Viñedos MVAR	P19-NO1	abr-20	mar-23	Pendiente autorizar	2019	

... Continuación

**Cuadro 9.31. 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	Estatus		
Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital	P20-ORI	abr-19	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Compensación Capacitiva en Zona Los Cabos	P20-BS1	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán	P20-PE1	abr-20	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul - Chetumal en 115 kV	P20-PE2	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada	P20-BC1	abr-23	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Cerro Cañedo MVar	P20-NO4	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Pericos MVar	P20-NO5	abr-24	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Compensación Dinámica en zona Constitución	P20-BS3	abr-24	abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Juan José Ríos MVar	P20-NO3	abr-24	dic-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2021	
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	P20-OC1	abr-26	abr-26	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	P20-OC2	abr-26	abr-26	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021	
Tlaltzapán Potencia Banco 1	P17-OR2	-	jul-24	Se requiere cancelar	2018	Proyecto el cual su infraestructura eléctrica depende de la red eléctrica asociada al proyecto "Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México"
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA	P16-NO8	abr-19	ND	Proyecto pausado	2016	Fuera de Cartera 2020-2024
Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	I16-NE3	abr-21	ND	Pendiente autorizar	2016 y 2018	Fuera de Cartera 2020-2024
Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	P18-PE1	abr-18	ND	Proyecto no instruido a CFE Distribución	2018	Fuera de Cartera 2020-2024, debido al cambio de alcance del proyecto "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II", ya no sería compatible el proyecto de compensación

... 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	Estatus		
Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	P17-BCI	may-21	ND	Proyecto pausado	2017	Fuera de Cartera 2020-2024
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	P15-OR6	-	-	-	2015	Proyecto cancelado por SENER
Interconexión Baja California - Sistema Interconectado Nacional	P16-BCI	-	-	-	-	SENER canceló la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	P16-BSI	-	-	Proyecto pausado	2017	
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	P15-OR3	-	-	-	2015	Cancelado
Dos Bocas Banco 7	P15-OR5	-	-	-	2015	Cancelado, cambió por proyecto "Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmecca Banco 1)"

### Proyectos instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional

En las figuras 9.3.1 a 9.3.10 se presentan los principales proyectos de la RNT instruidos, así como los proyectos legados, por aportaciones y con cargo al solicitante para cada GCR y para los sistemas eléctricamente aislados.

En dichas figuras se muestran solo aquellos proyectos que se integran a la red troncal de cada GCR.

Figura 9.3.1. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Central

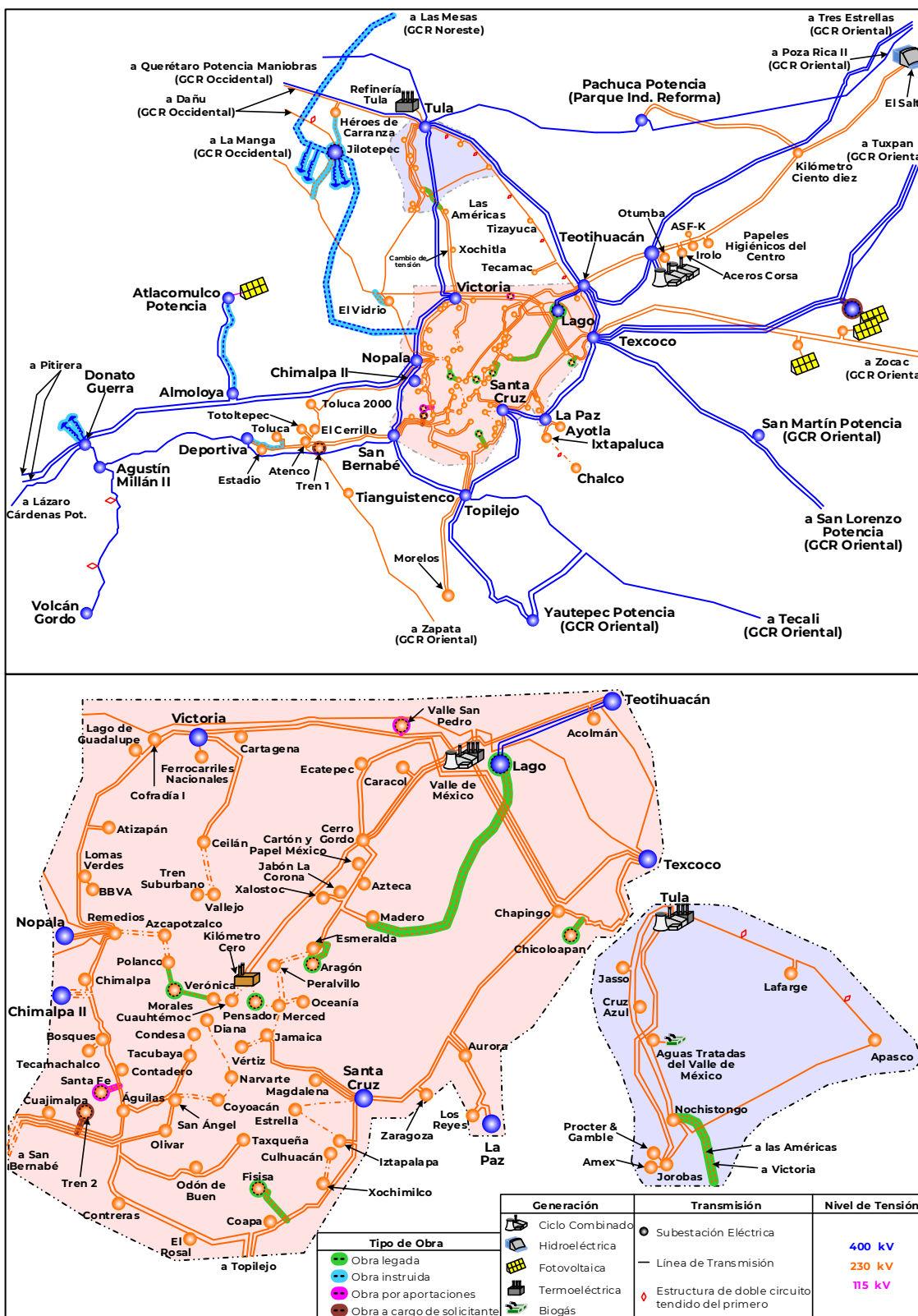


Figura 9.3.2. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Oriental

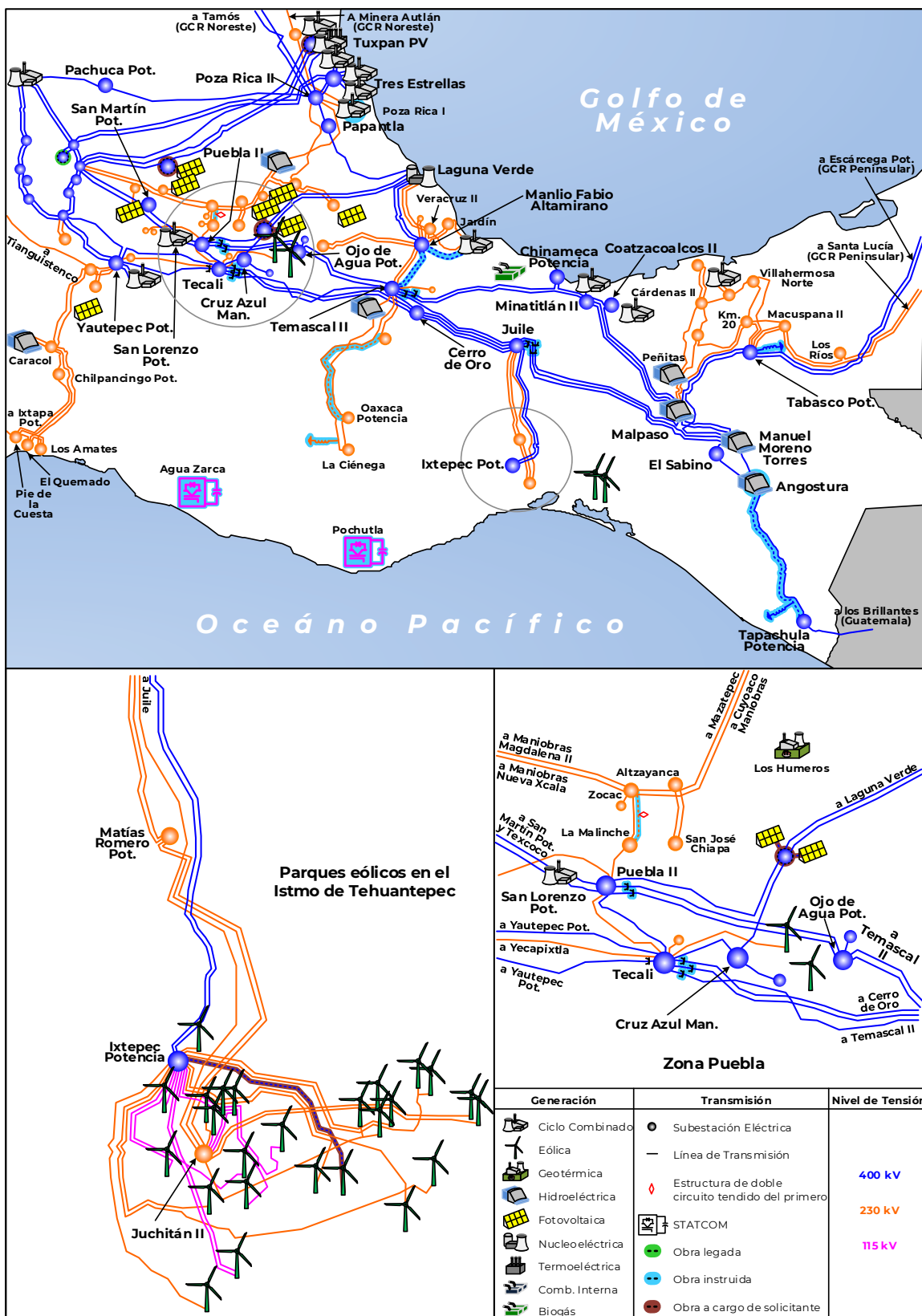




Figura 9.33. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Occidental

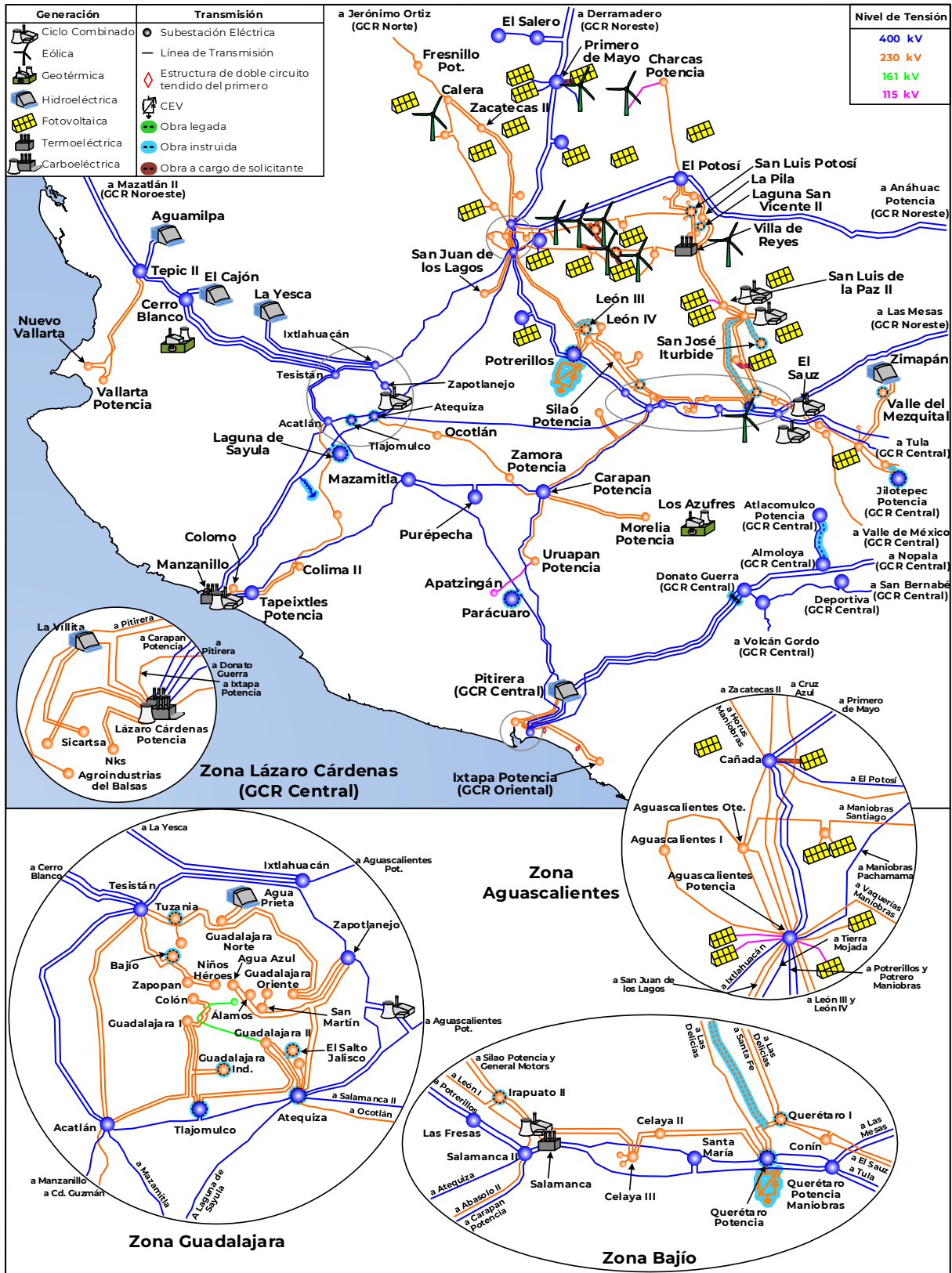


Figura 9.3.4. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noroeste



Figura 9.35. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Norte

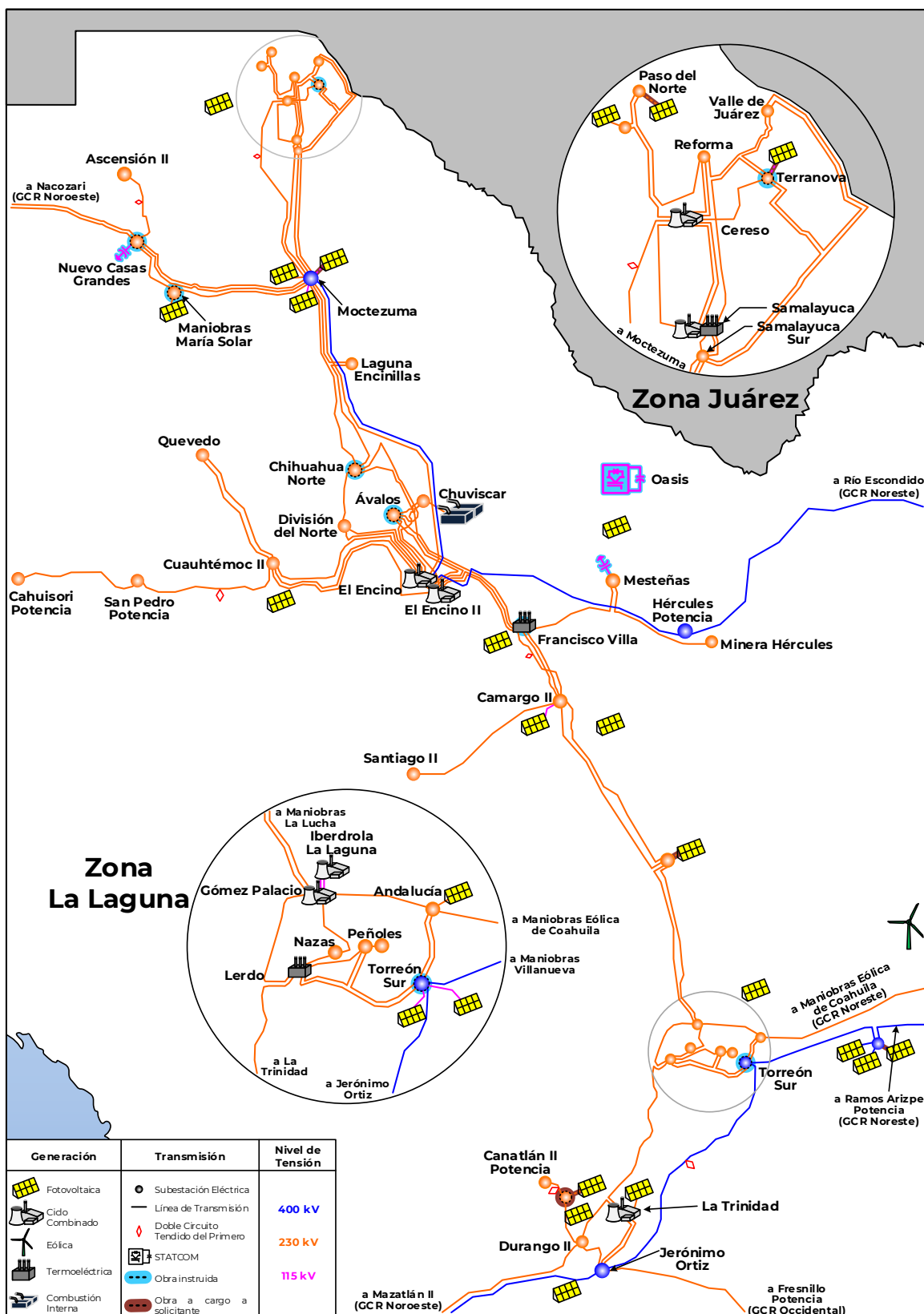


Figura 9.3.6. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noreste

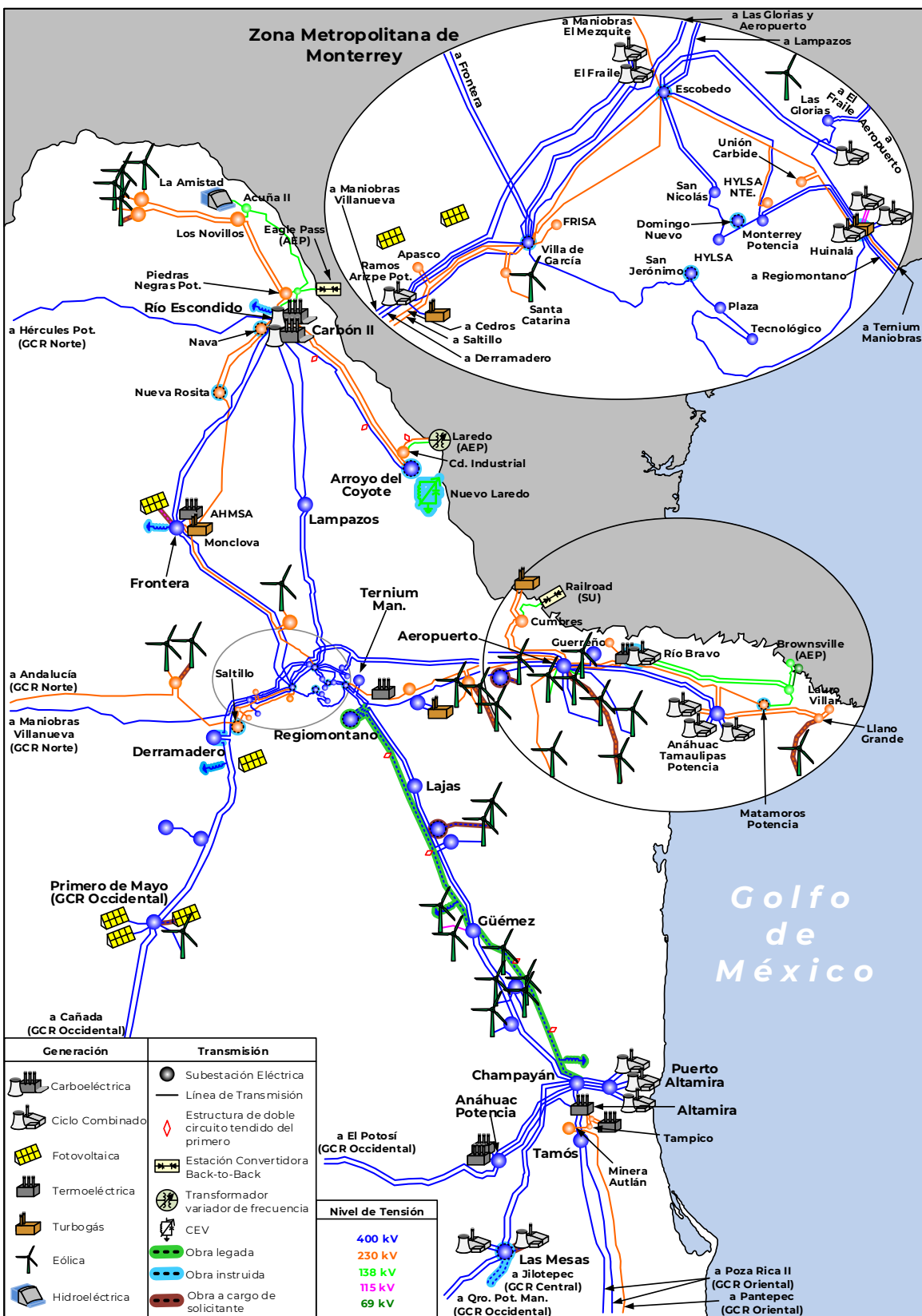


Figura 9.3.7. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Peninsular

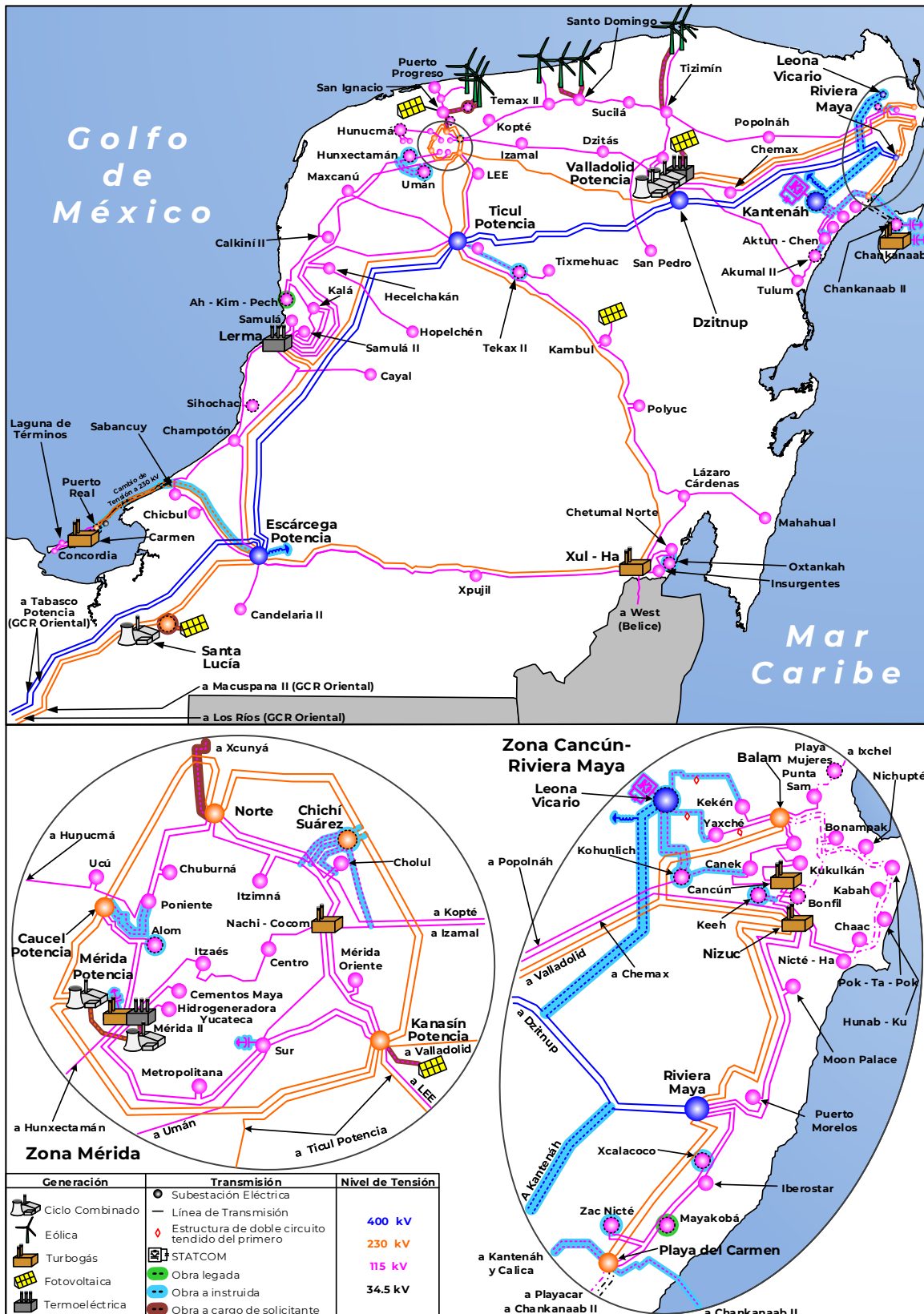




Figura 9.3.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Sistema Interconectado Baja California

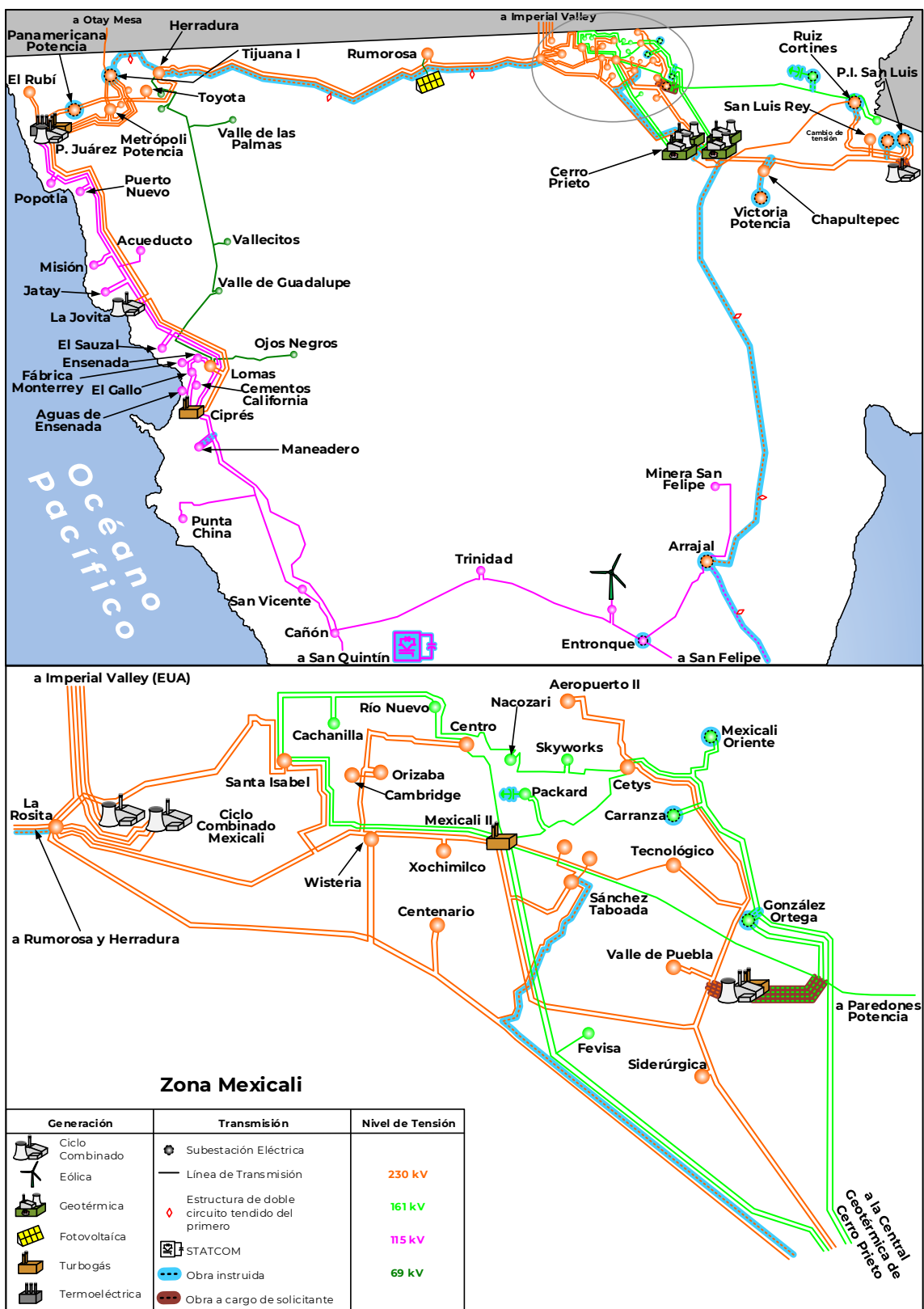


Figura 9.3.9. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Baja California Sur

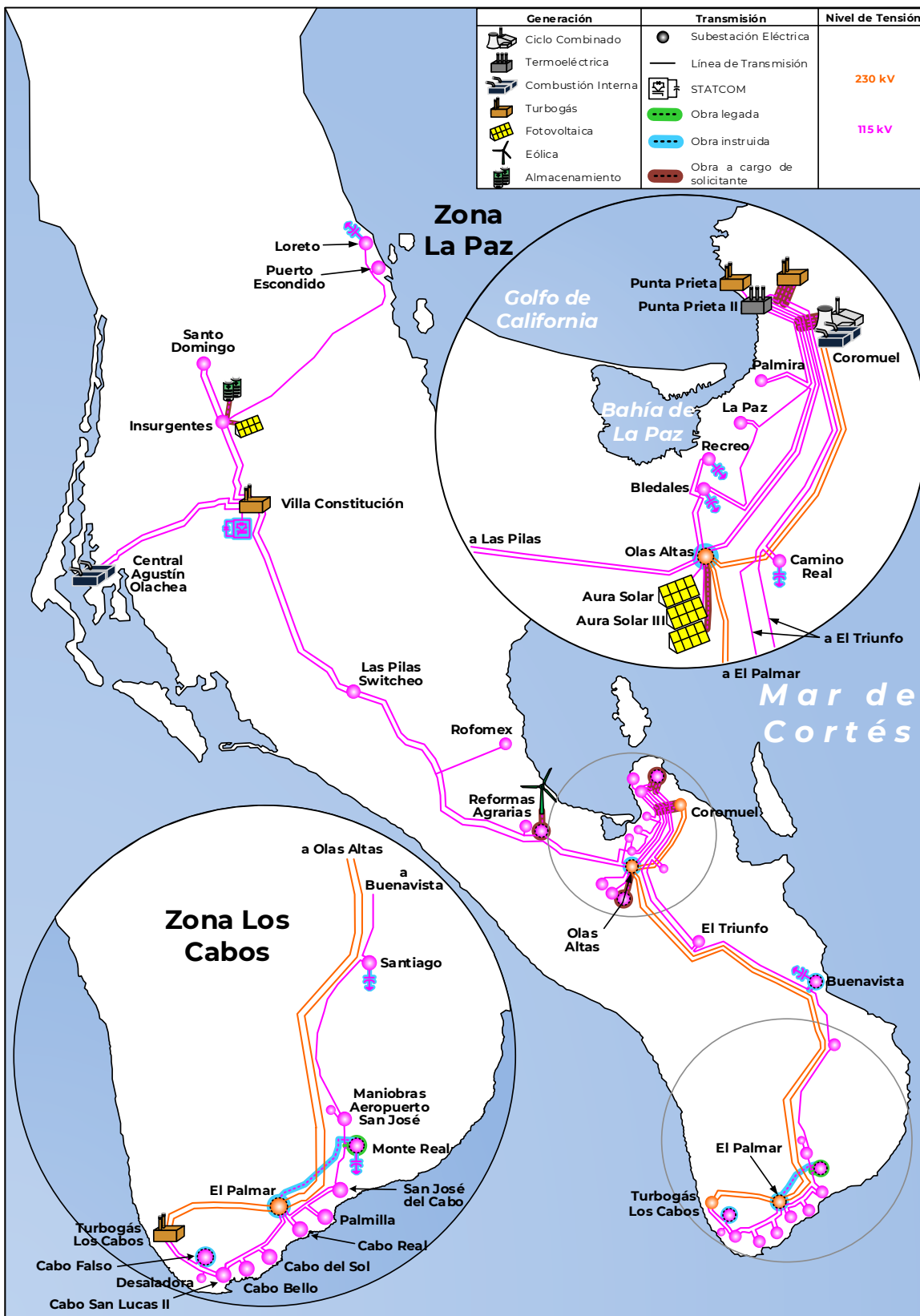
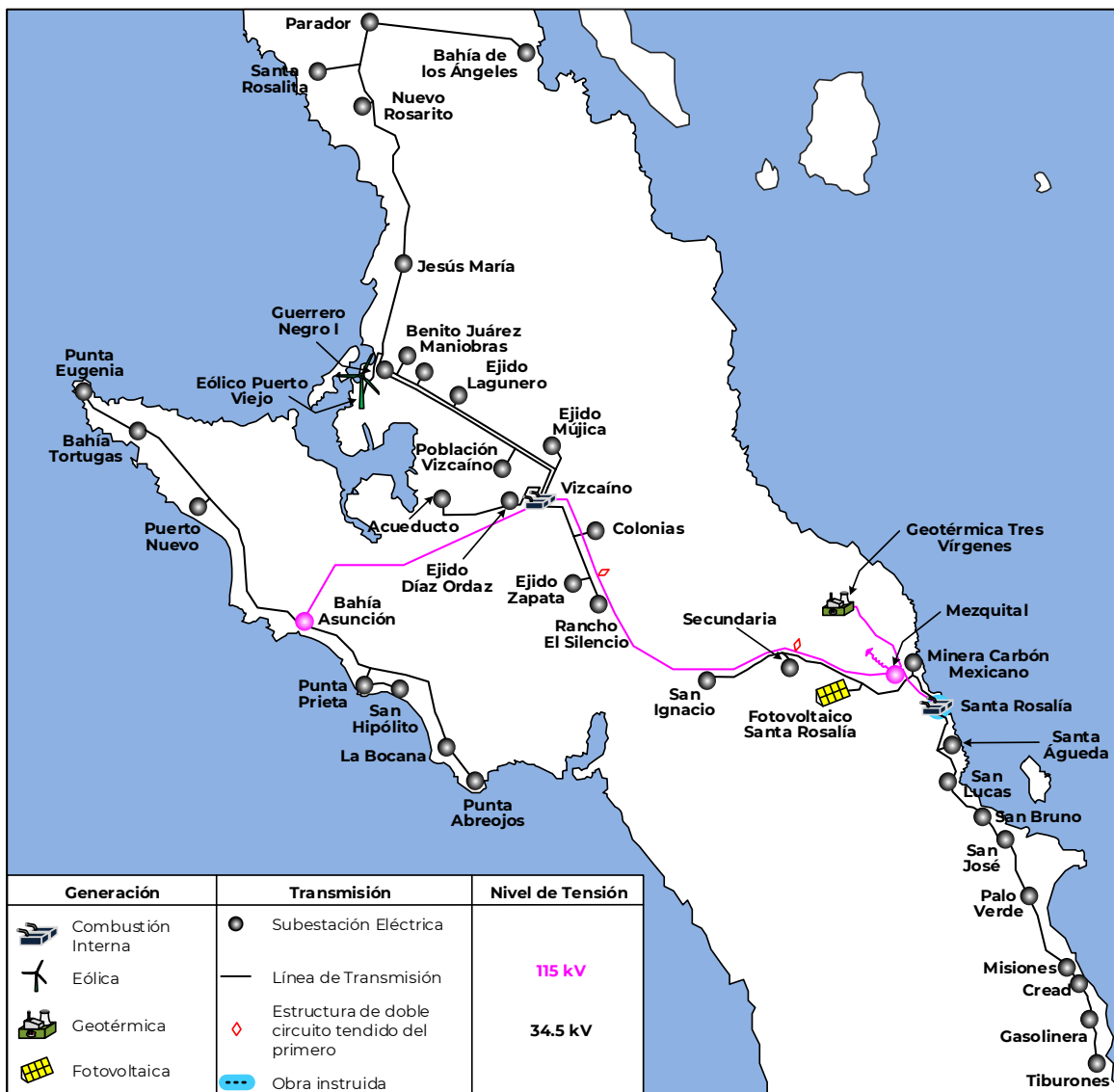


Figura 9.3.10. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Interconectado Mulegé





## Metas Físicas de los proyectos instruidos de Ampliación de la RNT

Los proyectos de ampliación de la RNT<sup>49</sup> instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 3,349.7 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Baja California, Hidalgo, Guanajuato, Estado de México y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 9.3.11 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California la principal contribución proviene de los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” en donde se construyen Líneas de Transmisión para reforzar el enlace de transmisión entre Mexicali y Tijuana, así como refuerzos en las Zonas Mexicali, San Luis Río Colorado y Ensenada.

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 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 de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 1,338.0 km-c, en 230 kV 819.8 km-c y de 161 a 69 kV 1,191.9 km-c.

En 2024 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 1,833.3 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2025 motivada por el proyecto “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”.

<sup>49</sup> 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

Figura 9.3.11. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión instruidas por SENER por Entidad Federativa

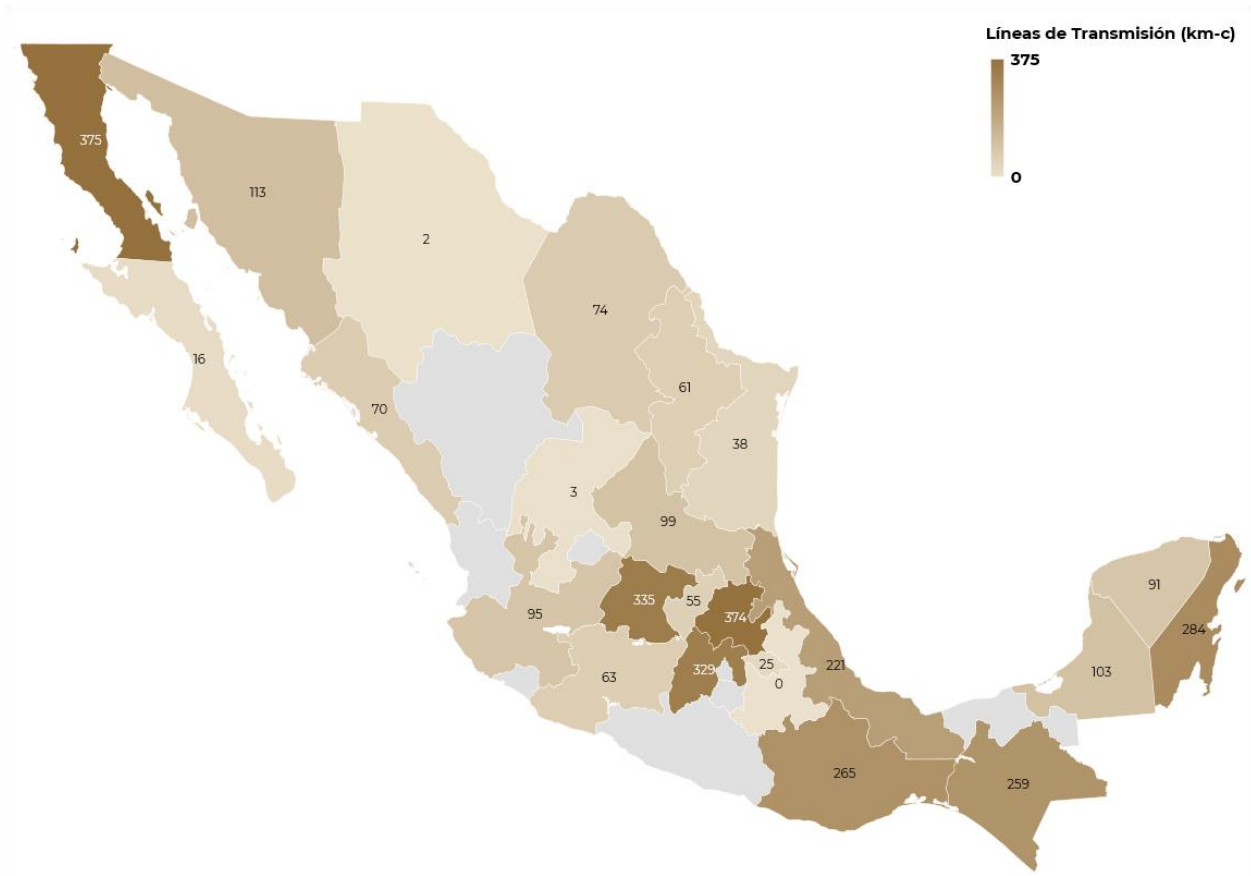
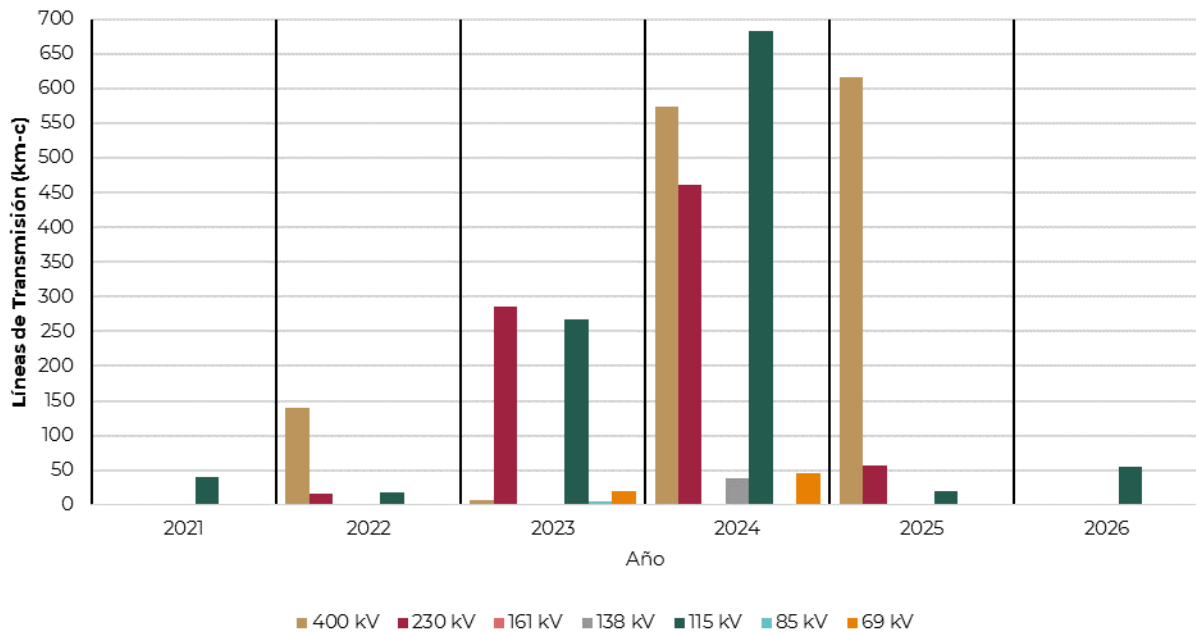


Figura 9.3.12. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión instruidas por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 13,158.2 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Baja California, Guanajuato y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 226.7 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)” y “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa”, los cuales adicionan 1,400 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”, los cuales adicionan 1,300 MVA de capacidad de transformación.

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 “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”, los cuales agregan 1,258.3 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.

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)”, los cuales adicionarán 1,000 MVA de capacidad de transmisión.

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 6,225.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 6,933.2 MVA de capacidad.

En 2024 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 6,908.3 MVA, seguido por 2023 con 2,883.3 MVA.

Figura 9.3.13. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por Entidad Federativa

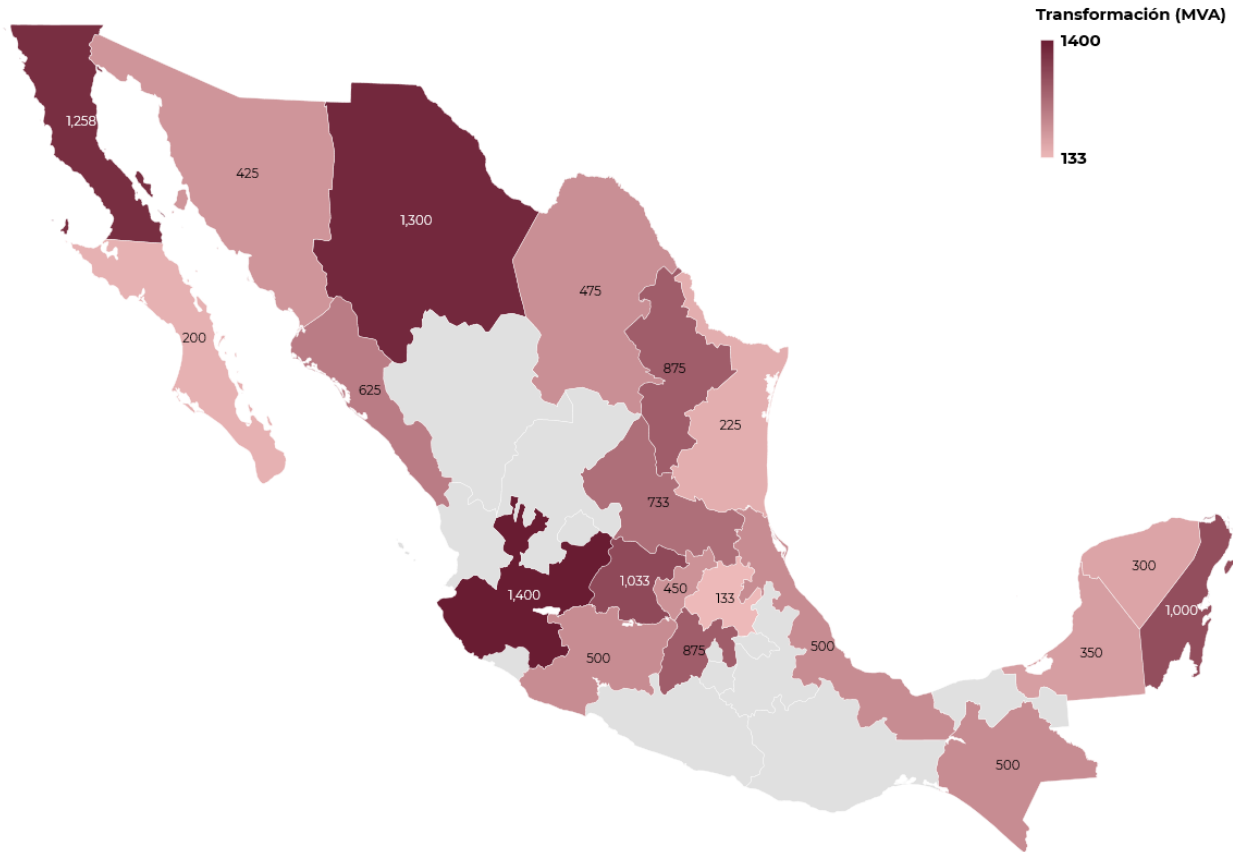
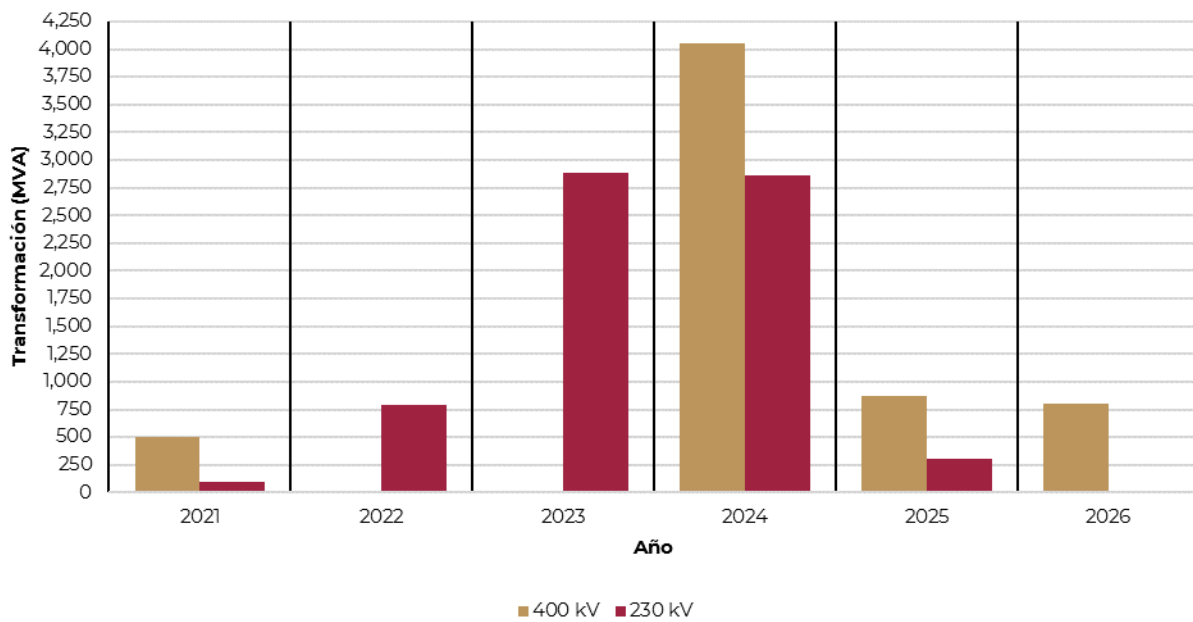


Figura 9.3.14. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 7,369.0 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, Oaxaca, Veracruz, Querétaro y Puebla. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 5.4 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.

Para los estados de Oaxaca, Veracruz y Puebla, el proyecto “M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-

Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco” adiciona 2,171.9 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Finalmente, en el estado de Querétaro se tienen los proyectos “P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío”, “P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro” y “P15-OC6 Compensación Capacitiva Occidente”, los cuales incrementan 667.5 MVAR de compensación de potencia reactiva.

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 3,358.7 MVAR, en 230 kV 808.0 MVAR y en 115 kV 2,620.0 MVAR en total.

En 2023 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 4,721.6 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco”. En 2024 se incrementarán 1,889.3 MVAR.

Figura 9.3.15. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) instruida por SENER por Entidad Federativa

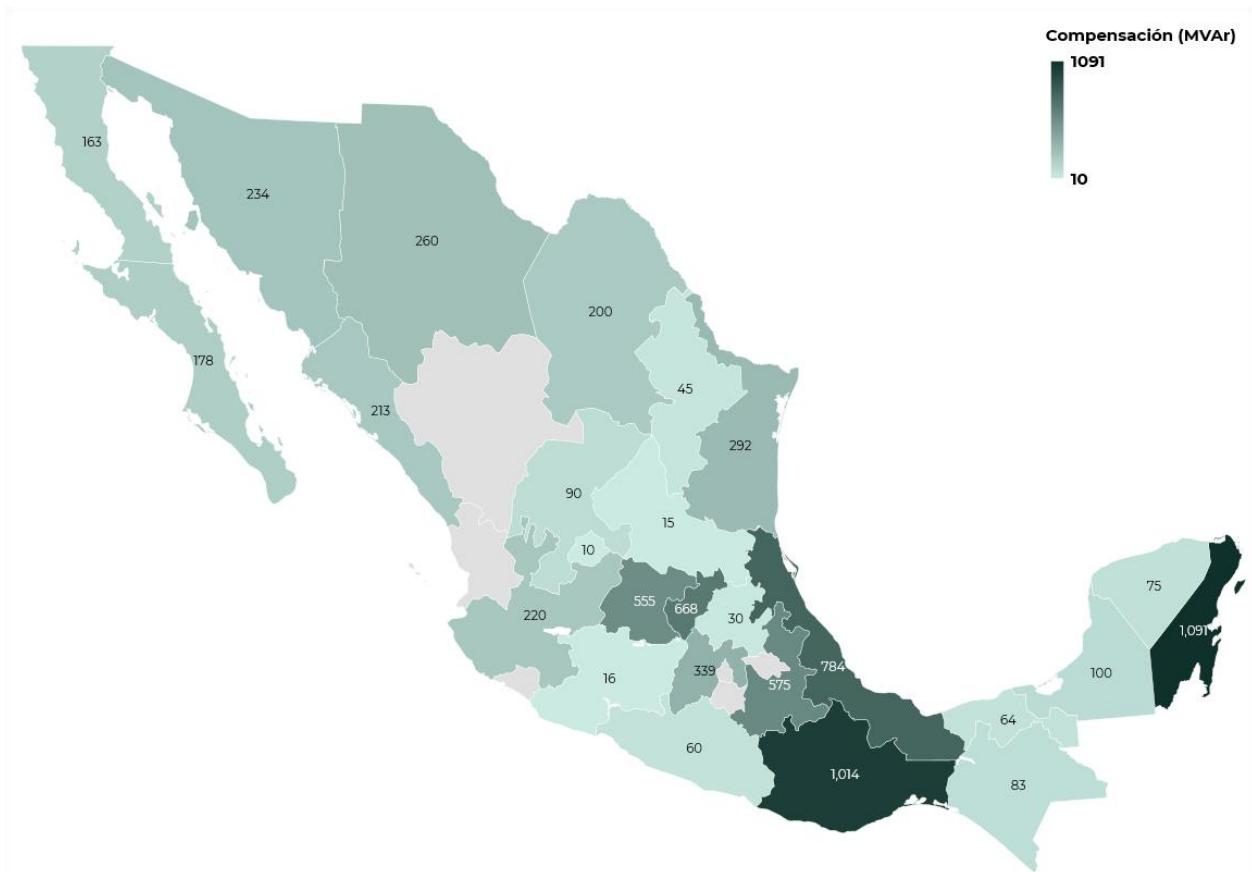
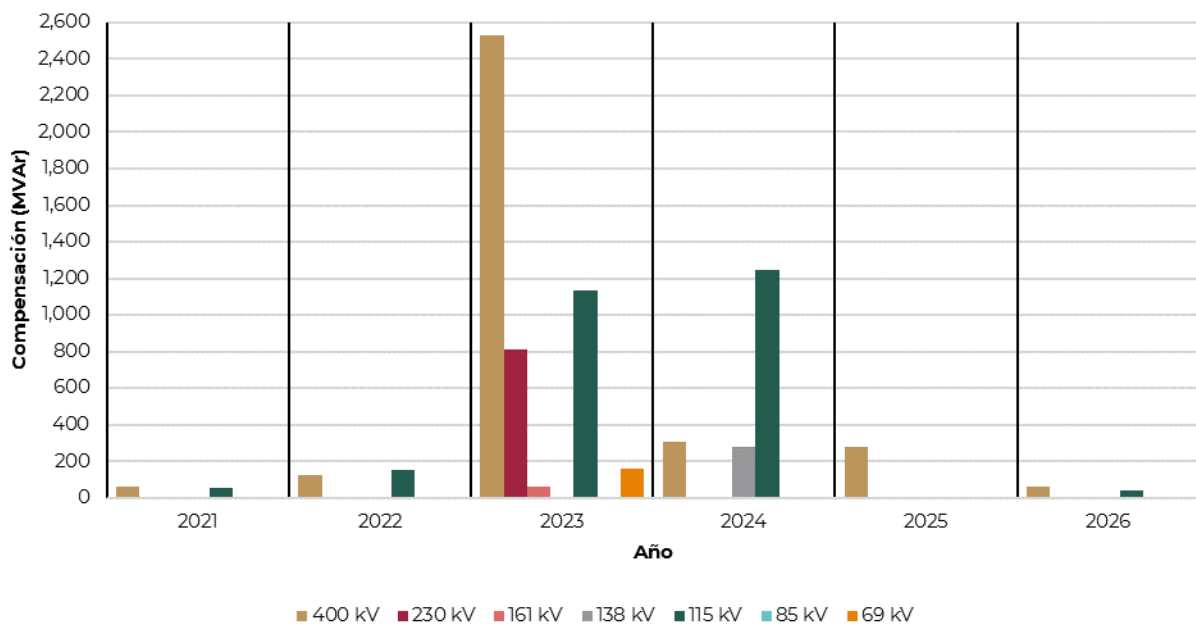


Figura 9.3.16. Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva instruida por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 2021 – 2035, 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-ORI Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Angostura - Tapachula Potencia / 4	400	2	193.5	abr-17	jun-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>193.5</b>			

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Potencia MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-17	jun-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>75.0</b>			

### Compensación Capacitiva Occidente

#### P15-OC3 Compensación de la Zona Guanajuato

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanajuato MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Santa Fe II MVar	Capacitor	115	30.0	abr-19	dic-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>52.5</b>			

#### P15-OC4 Compensación de la Zona León

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Galera MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

#### P15-OC6 Compensación de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Dolores Hidalgo MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
La Fragua MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
La Griega MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
Querétaro Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	dic-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>112.5</b>			

## P15-OC7 Compensación de la Zona Apatzingán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Hueco MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-19	dic-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>8.1</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Playa del Carmen - Chankanaab II / 9	115	1	30.4	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab II - Chankanaab / 12	115	1	2.5	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab II entronque Chankanaab - Cozumel / 12	34.5	1	0.1	jul-19	abr-23	Peninsular
Red de media tensión en la isla Cozumel / 12	13.8	1	18.6	jul-19	abr-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>51.6</b>			

9/ Cable Subterráneo/Submarino; incluye fase de reserva  
12/ Circuito con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6)	2	T	60.0	115/13.8	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab Banco 6 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab II Bancos 1 y 2 (traslado) / 43	2	T	40.0	34.5/13.8	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab Bancos 3 y 5 (traslado) / 44	2	T	30.5	34.5/13.8	jul-19	abr-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>160.5</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr	Capacitor	115	15.0	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	115	7.5	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab II MVAr	Capacitor	13.8	3.6	jul-19	abr-23	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	abr-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>27.9</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Packard MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	jun-23	Baja California
Parque Industrial San Luis MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-17	jun-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>42.0</b>			

### P15-BC4 Compensación de la zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	jun-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>7.5</b>			



### P15-BC5 Compensación de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
México MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	jun-23	Baja California
Río MVAr	Capacitor	69	16.0	abr-17	jun-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>32.0</b>			

### P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-17	jun-23	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>7.5</b>			

### P15-BS2 Compensación de la zona La Paz

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bledales MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-17	jun-23	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>12.5</b>			

### P15-NO2 Compensación de la zona Guasave

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guamúchil II MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-17	jun-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Potreriños - San Roque / 3	115	2	8.0	abr-19	ago-21	Occidental
Potreriños entronque León I - Ayala	115	2	32.0	abr-19	ago-21	Occidental
<b>Total</b>			<b>40.0</b>			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potreriños Banco 4	4	T	500.0	400/115	abr-19	ago-21	Occidental
León III Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	ago-21	Occidental
<b>Total</b>			<b>600.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) /25	230	4	4.5	abr-19	jul-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) /3	69	2	4.5	abr-19	jul-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) /5	69	1	1.8	abr-19	jul-23	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas	69	1	2.9	abr-19	jul-23	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuierillas - Álamos	69	2	9.0	abr-19	jul-23	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales	69	1	1.7	abr-19	jul-23	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán	69	2	0.2	abr-19	jul-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>24.6</b>			

3/ Tendido del primer circuito

5/ Recalibración

25/ Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-19	jul-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

T. Transformador

## P16-NT1 Zona La Laguna

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Oriente - Abastos	115	1	10.0	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur entronque Revolución - Allende	115	2	21.0	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Takata /5	115	1	5.3	abr-23	nov-24	Norte
Takata - Torreón Oriente /5	115	1	5.2	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras /5	115	1	5.0	abr-23	nov-24	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal /5	115	1	7.2	abr-23	nov-24	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente /5	115	1	13.4	abr-23	nov-24	Norte
<b>Total</b>			<b>67.1</b>			

5/ Recalibración

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-23	nov-24	Norte
<b>Total</b>			<b>375.0</b>				

AT. Autotransformador

## P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia	230	4	1.2	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Cholul /41	115	4	7.6	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Itzimná /13	115	4	7.6	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Izamal /13	115	4	16.0	mar-20	jul-23	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté /41	115	4	6.0	mar-20	jul-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>38.4</b>			

13/ Tendido del tercer y cuarto circuito

41/ Tendido del primer y segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chichí Suárez Banco 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	jul-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Donato Guerra MVar (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-15	dic-21	Central
<b>Total</b>			<b>63.5</b>			

### P16-CE1 Kilómetro 110 – Tulancingo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kilómetro 110 - Tulancingo	85	1	4.2	sep-16	oct-23	Central
<b>Total</b>			<b>4.2</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Juile compensación serie Bancos 1, 2 y 3 (A3T90, A3040 y A3140) / 21	Capacitor	400	754.1	abr-19	nov-23	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	nov-23	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	nov-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>2,171.9</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Izúcar de Matamoros MVar	Capacitor	115	12.5	abr-16	mar-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>12.5</b>			

### P16-OR2 Alvarado II y San Andrés II MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alvarado II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	mar-23	Oriental
San Andrés II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	mar-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

### P17-OR3 Tabasco Potencia MVar (traslado de reactor 9 de Temascal III)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tabasco Potencia MVar (traslado)	Reactor	400	63.5	dic-17	may-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>63.5</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia / 4	230	2	152.0	abr-21	abr-23	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-21	abr-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>229.0</b>			

3/ Tendido del primer circuito  
4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciénega MVar (reactor de línea 93740)	Reactor	230	28.0	abr-21	abr-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>28.0</b>			

### P17-OR6 Amozoc y Acatzingo MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatzingo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	mar-23	Oriental
Amozoc MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	mar-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>			

### P17-OR7 Esfuerzo MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-19	mar-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

### P17-OR9 Frontera Comalapa MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera Comalapa MVar	Capacitor	115	7.5	abr-17	dic-21	Oriental
<b>Total</b>			<b>7.5</b>			

### P15-OC1 Querétaro I Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	3	AT	225.0	230/115	abr-20	dic-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				

AT. Autotransformador

### P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esperanza MVar	Reactor	13.8	21.0	oct-18	mar-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>21.0</b>			

## P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seri MVar	Reactor	400	116.6	oct-18	abr-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>116.6</b>			

## M16-NO1 El Carrizo MVar (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Carrizo MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	dic-21	Noroeste
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

## M16-NO2 El Habal Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Habal Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-19	dic-19	Noroeste
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador

## P17-NTI Ascensión II Banco 2 (traslado) (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ascensión II Banco 2 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	feb-20	Norte
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVar	Capacitor	115	7.5	abr-18	feb-20	Norte
<b>Total</b>			<b>7.5</b>			

## P15-BCI Maneadero entronque Ciprés – Cañón

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	115	2	6.0	abr-17	nov-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>6.0</b>			

## P17-BCII El Arrajal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Prieto II - El Arrajal /3	230	2	125.0	abr-22	feb-24	Baja California
El Arrajal - San Felipe /3	115	2	50.0	abr-22	feb-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>175.0</b>			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	feb-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>133.3</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Atlacomulco Potencia - Almoloya / 4	400	2	28.0	abr-18	oct-22	Central
<b>Total</b>			<b>28.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Deportiva - Toluca (recalibración) / 5	230	1	11.8	dic-22	jul-23	Central
<b>Total</b>			<b>11.8</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas II	400	2	34.0	abr-17	feb-24	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Temascal II	400	2	196.0	abr-17	feb-24	Oriental
Dos Bocas II entronque J. B. Lobos - Veracruz I (73950)	115	2	14.0	abr-17	feb-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 1) (73V10)	115	4	0.8	abr-17	feb-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Boca del Río - Paso del Toro (tramo 2) (73V10)	115	2	3.0	abr-17	feb-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Veracruz II - Tejar (73490)	115	2	0.2	abr-17	feb-24	Oriental
Dos Bocas II entronque Tejar - Boca del Río (73530)	115	1	0.4	abr-17	feb-24	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II	230	4	0.5	abr-17	feb-24	Oriental
Central Dos Bocas - Dos Bocas II	115	4	0.9	abr-17	feb-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>249.8</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dos Bocas II Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-17	feb-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

T. Transformador

### 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	Gerencia de Control Regional
Zocac - La Malinche / 3	230	2	14.5	jun-20	feb-23	Oriental
Apizaco II - La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	feb-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>24.5</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Irapuato I - Irapuato II (recalibración) / 5	115	2	18.0	abr-18	sep-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>18.0</b>			

5/ Recalibración

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Irapuato II Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-18	sep-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>133.3</b>				

AT. Autotransformador

### P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso – Tepeyac

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conín - Marqués Oriente / 4	115	1	5.0	abr-20	abr-23	Occidental
Tepeyac - San Ildelfonso / 4	115	1	9.5	abr-20	abr-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>14.5</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	ene-23	Occidental
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	ene-23	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	ene-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>3.4</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-20	ene-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>133.3</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huichapan MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	ene-23	Occidental
Humedades MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	ene-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>			

### P17-OC7 Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115	2	15.4	abr-22	abr-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>15.4</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115	1	3.0	abr-20	ene-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>3.0</b>			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVar (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	ene-23	Occidental
Villa Hidalgo MVar	Capacitor	115	22.5	abr-20	ene-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>32.5</b>			

### P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225.0	230/115	abr-20	may-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				

AT. Autotransformador

### P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-19	feb-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>133.3</b>				

AT. Autotransformador

### P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepic II - Cerro Blanco (A3630 y A3590) / 42	400	2	-	abr-18	feb-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>0.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Industrial entronque Fresnillo Sur - Fresnillo Norte	115	1	0.1	abr-21	jun-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>0.1</b>			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras El Saucito MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-21	jun-23	Occidental
Fresnillo Industrial MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-23	Occidental
Jerez MVAr (incremento)	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-23	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>67.5</b>			

### P18-OC4 Expansión de las Zonas Uruapan y Apatzingán

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-21	ene-24	Occidental
Parácuaro - Pradera	115	1	21.2	abr-21	ene-24	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	ene-24	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	ene-24	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	ene-24	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	ene-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>63.0</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	ene-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

T. Transformador



Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huacana MVar	Capacitor	69	8.1	abr-21	ene-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>8.1</b>			

### P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	nov-23	Occidental
El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5	115	1	4.0	abr-21	nov-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>54.0</b>			

5/ Recalibración

### P18-OC8 Compensación capacitiva de la Zona Guadalajara

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Castillo MVar	Capacitor	69	18.0	abr-21	jun-23	Occidental
Chapala MVar (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	jun-23	Occidental
Lomas MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	jun-23	Occidental
Mojonera MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	jun-23	Occidental
Pinar MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	jun-23	Occidental
San Agustín MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	jun-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>122.1</b>			

### P18-OC9 Compensación capacitiva de la Zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeroespacial MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	nov-22	Occidental
Campanario MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
Cimatarío MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	nov-22	Occidental
Antea MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	nov-22	Occidental
Querétaro MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
San Ildefonso MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>135.0</b>			

### P18-NO1 Quilá MVar (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quilá MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-18	nov-21	Noroeste
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

### P15-NTI Chihuahua Norte Banco 5

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
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
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

AT. Autotransformador

### P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Casas Grandes Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	sep-23	Norte
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Casas Grandes MVar	Capacitor	115	30.0	abr-18	sep-23	Norte
<b>Total</b>			<b>30.0</b>			

### P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-23	oct-23	Norte
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador

### P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nueva Rosita Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-23	abr-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador

### P17-NE2 Las Mesas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas - Huejutla II	115	1	50.0	abr-21	jun-24	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	jun-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>62.0</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	jun-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Axtla MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

### P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera MVar (habilitación de reactor)	Reactor	400	50.0	nov-18	dic-22	Noreste
Río Escondido MVar (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	dic-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>125.0</b>			

## P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
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
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

## P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy / 4	230	2	63.0	abr-21	feb-24	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	feb-24	Peninsular
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	4	13.2	abr-21	feb-24	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	31.4	abr-21	feb-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>134.8</b>			

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	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Real Bancos 1 y 2	7	AT	350.0	230/115	abr-21	feb-24	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	feb-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>356.2</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero / 12, 14	115	2	8.0	abr-19	may-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>8.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Frontera entronque Industrial - Universidad / 12, 14	115	2	6.0	abr-21	may-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>6.0</b>			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

## P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Potencia Banco 3 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-21	jul-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230	2	8.0	abr-21	oct-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>8.0</b>			

### P16-BS2 Camino Real MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Camino Real MVar	Capacitor	115	12.5	abr-19	sep-23	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>12.5</b>			

### P17-BS1 Loreto MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19	may-23	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>7.5</b>			

### P18-BS6 Recreo MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Recreo MVar	Capacitor	115	12.5	abr-21	dic-21	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>12.5</b>			

### P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	jun-21	Mulegú
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

### P18-MU3 Mezquital MVar (Traslado) (Proyecto Terminado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquital MVar (traslado)	Reactor	115	2.5	abr-18	feb-21	Mulegú
<b>Total</b>			<b>2.5</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Las Mesas - Jilotepec Potencia	400	2	426.0	abr-25	abr-25	Noreste
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	abr-25	Central
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	4.0	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza	230	2	17.0	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México (93110)	230	2	28.0	abr-25	abr-25	Central
<b>Total</b>			<b>665.0</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jilotepec Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-25	abr-25	Central
<b>Total</b>			<b>875.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jilotepec Potencia MVA (reactor de bus 1)	Reactor	400	50.0	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia MVA (reactor de bus 2)	Reactor	400	50.0	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia MVA (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-25	abr-25	Central
Jilotepec Potencia MVA (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-25	Central
<b>Total</b>			<b>275.0</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Puebla Dos Mil entronque Puebla II - Guadalupe Analco (73890)	115	2	0.2	jun-19	ago-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>0.2</b>			

### P19-OR3 Suministro de energía en Huatulco y Costa Chica

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.)/30(Cap.)	jun-19	abr-23	Oriental
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.)/50(Cap.)	jun-19	abr-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>160.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Las Delicias - San José Iturbide	230	2	60.0	abr-23	may-24	Occidental
San José Iturbide - La Fragua	115	1	16.0	abr-23	may-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>76.0</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San José Iturbide Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-23	may-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Las Delicias entronque Querétaro I - Querétaro Potencia	230	2	172.0	abr-23	ene-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>172.0</b>			

## P19-OC4 Compensación Dinámica del Bajío

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potreros CEV	CEV	230	90(Ind.)/300(Cap.)	abr-23	abr-23	Occidental
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90(Ind.)/300(Cap.)	abr-23	abr-23	Occidental
El Marqués MVar	Capacitor	115	30.0	abr-23	abr-23	Occidental
Potreros MVar	Capacitor	115	45.0	abr-23	abr-23	Occidental
Santa Fe MVar	Capacitor	115	45.0	abr-23	abr-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>900.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-20	abr-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>0.4</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Nogales Aeropuerto - Industrial San Carlos /12	115	1	1.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Industrial San Carlos - Nogales /12	115	1	1.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Dynatech - Rolando García Urrea /12	115	1	7.0	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Cinco - Dynatech /12	115	1	1.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis /12	115	1	2.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Portales /12	115	1	0.4	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Dos /12	115	1	5.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Loma - Hermosillo Misión /12	115	1	4.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Loma - Pueblitos /12	115	1	0.1	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Nueve - Hermosillo Cuatro /12	115	1	7.0	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Seis - Hermosillo Misión /12	115	1	3.6	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Uno - Hermosillo Nueve /12	115	1	0.1	abr-19	abr-24	Noroeste
Hermosillo Uno - Rolando García Urrea /12	115	1	9.8	abr-19	abr-24	Noroeste
Portales - Hermosillo Dos /12	115	1	6.5	abr-19	abr-24	Noroeste
Bácum - Ciudad Obregón Dos /12	115	1	4.2	abr-19	abr-24	Noroeste
Bácum - Providencia /12	115	1	0.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Ciudad Obregón Cuatro - Obregón Uno /12	115	1	11.0	abr-19	abr-24	Noroeste
Ciudad Obregón Dos - Providencia /12	115	1	4.1	abr-19	abr-24	Noroeste
Ciudad Obregón Tres - Tetabiate /12	115	1	2.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Louisiana - Centenario /12	115	1	3.6	abr-19	abr-24	Noroeste
Louisiana - Mochis Centro /12	115	1	3.7	abr-19	abr-24	Noroeste
Culiacán Cuatro - Costa Rica /12	115	1	1.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Culiacán Tres - Culiacán Centro /12	115	1	2.2	abr-19	abr-24	Noroeste
Culiacán Tres - Isla Musalá /12	115	1	1.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Isla Musalá - Culiacán Oriente /12	115	1	3.0	abr-19	abr-24	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Uno /12	115	1	5.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Mazatlán Aeropuerto - Subestación Villa Unión /12	115	1	1.2	abr-19	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /12	115	1	10.5	abr-19	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos - Subestación Villa Unión /12	115	1	9.3	abr-19	abr-24	Noroeste
Mazatlán Norte - Del Mar /12	115	1	3.6	abr-19	abr-24	Noroeste
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /12	115	1	2.5	abr-19	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>121.5</b>			

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	Gerencia de Control Regional
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-20	oct-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## P19-NO1 Viñedos MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-20	mar-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

## P19-NT1 Terranova Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-24	Norte
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	400	2	7.2	abr-19	dic-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>7.2</b>			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Derramadero MVAR (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	dic-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>75.0</b>			

## P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-23	feb-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>375.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Regiomontano - Ladrillera	115	2	48.0	abr-18	jun-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>48.0</b>			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ladrillera MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-23	Noreste
Lajas MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-23	Noreste
Linares MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	jun-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>45.0</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Domingo Nuevo entronque Hylsa - Monterrey Potencia	400	2	0.4	abr-21	mar-24	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Félix U. Gómez	115	2	5.2	abr-21	mar-24	Noreste
Domingo Nuevo entronque Nogalar - Fundidora	115	2	5.2	abr-21	mar-24	Noreste
San Jerónimo Potencia - Valles	115	1	2.0	abr-21	mar-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>12.8</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Domingo Nuevo Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	mar-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	68.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	8.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	abr-24	Peninsular
Aktun-Chen - Aventura Palace /12	115	1	1.4	abr-20	abr-24	Peninsular
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	abr-24	Peninsular
Punto de Inflexión Kantenáh - Playa del Carmen /5	115	2	29.1	abr-20	abr-24	Peninsular
Calica entronque Kantenáh - Playa del Carmen	115	2	0.1	abr-20	abr-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>131.1</b>			

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	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh MVar (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	abr-24	Peninsular
Kantenáh STATCOM	STATCOM	115	200(Ind)/200(Cap)	abr-20	abr-24	Peninsular
Balam MVar (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Cancún MVar (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Bonampak MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Riviera Maya MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	Peninsular
Zac Nicté MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>601.6</b>			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo



## P19-BC1 Tijuana I Banco 4

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tijuana I Banco 4 /32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	nov-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

T. Transformador

32/ Transformador con operación inicial en 230/69 kV

## Proyectos de ampliación de la RNT instruidos en 2021

### 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	Gerencia de Control Regional
Nanchital II entronque Coatzacoalcos - Pajaritos II (73040)	115	2	7.2	abr-19	abr-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>7.2</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente	115	1	65.0	jun-19	abr-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>65.0</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Angostura Banco 6 (sustitución)	4	T	500.0	400/115	jun-19	abr-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Reubicación de LT Tlajomulco - Atequiza (A3L90)	400	1	0.1	abr-26	abr-26	Occidental
<b>Total</b>			<b>0.1</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atequiza Banco 6	3	AT	300.0	400/230	abr-26	abr-26	Occidental
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Laguna de Sayula entronque Manzanillo - Atequiza (A3240)	400	2	0.2	abr-26	abr-26	Occidental
Laguna de Sayula entronque Centro Logístico Jalisco - Teocuitatlán (73OCO)	115	2	0.2	abr-26	abr-26	Occidental
Laguna de Sayula entronque Tapalpa - Teocuitatlán (73OCO)	115	2	0.2	abr-26	abr-26	Occidental
Laguna de Sayula - Sayula	115	1	28.0	abr-26	abr-26	Occidental
Laguna de Sayula - Centro Logístico (recalibración)	115	1	26.0	abr-26	abr-26	Occidental
<b>Total</b>			<b>54.6</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna de Sayula Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-26	Occidental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna de Sayula MVAR (traslado)	Reactor	400	60.0	abr-26	abr-26	Occidental
Tuxpan MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-26	abr-26	Occidental
Tecolotlán MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	Occidental
Mezquitán MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	Occidental
Tecomates MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-26	abr-26	Occidental
<b>Total</b>			<b>97.5</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
El Salto Jalisco entronque Guadalajara II - Atequiza (93730)	230	2	0.4	abr-20	abr-24	Occidental
El Salto Jalisco - Castillo	69	1	6.0	abr-20	abr-24	Occidental
El Salto Jalisco - Parque Industrial	69	1	9.5	abr-20	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>15.9</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Salto Jalisco Banco 2	4	T	300.0	230/69	abr-20	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Laguna San Vicente II entronque Maniobras BMW - San Luis Potosí	230	2	7.3	abr-25	abr-25	Occidental
Laguna San Vicente II entronque Laguna San Vicente - San Luis Potosí	230	2	0.4	abr-25	abr-25	Occidental
Laguna San Vicente II entronque La Pila - Maniobras WTC y La Pila - Barracuda	115	4	9.8	abr-25	abr-25	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik	115	1	3.7	abr-25	abr-25	Occidental
Laguna San Vicente II - Logistik (parques industriales)	115	1	4.7	abr-25	abr-25	Occidental
Modernización San Luis Industrial San Luis Potosí	115	1	1.2	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>27.1</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna San Vicente II Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Seis de Abril - Mar de Cortés (Conversión a 230 kV) / 45	230	1	104.0	abr-24	abr-24	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco	230	2	0.1	abr-24	abr-24	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.3	abr-24	abr-24	Noroeste
Oriente entronque Mar de Cortés - Puerto Peñasco	115	2	4.3	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>4.7</b>			

45/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	200.0	230/115	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>200.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	Noroeste
Mar de Cortés MVar (reactor de terciario)	Reactor	138	21.0	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>43.5</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Loma - Derivación Quiroga /3	115	2	13.0	abr-24	abr-24	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 1) /4	115	2	1.5	abr-24	abr-24	Noroeste
Derivación Quiroga - Quiroga (Tramo 2) /12	115	1	1.0	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>15.5</b>			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

12/ Cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Loma Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				

AT. Autotransformador

## P20-NO3 Juan José Ríos MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juan José Ríos MVar	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

## P20-NO4 Cerro Cañedo MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Cañedo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			

## P20-NO5 Pericos MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Subestación Pericos MVar	Capacitor	115	22.5	abr-24	dic-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

## P20-NO6 Incremento en la Confiabilidad de la transformación de la Zona Mazatlán

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Dos Bancos 4 y 5 (sustitución)	7	AT	525.0	230/115	abr-24	abr-24	Noroeste
El Habal Banco 1 (traslado y sustitución)	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>625.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Dos MVar (reactor de barra)	Reactor	400	100.0	abr-24	abr-24	Noroeste
Mazatlán Dos MVar (reactor de terciario)	Reactor	13.8	30.0	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>130.0</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Cereso - Villas del Pitic /12	115	1	4.8	abr-24	abr-24	Noroeste
Hermosillo Uno - Río Sonora /12	115	1	5.9	abr-20	abr-24	Noroeste
Río Sonora - Hermosillo Cuatro /12	115	1	2.8	abr-20	abr-24	Noroeste
Pueblitos - Ladrilleras /12	115	1	0.1	abr-24	abr-24	Noroeste
Tetabiate - Obregón Uno /12	115	1	3.2	abr-24	abr-24	Noroeste
Banderas - Ciudad Obregón Tres /12	115	1	0.5	abr-24	abr-24	Noroeste
Los Mochis Tres - Centenario /4,12	115	1	12.1	abr-24	abr-24	Noroeste
Culiacán Milenium - La Higuera	115	1	2.5	abr-24	abr-24	Noroeste
Jaime Sevilla Poyastro - Culiacán Milenium /12	115	1	3.4	abr-24	abr-24	Noroeste
Culiacán Uno - Tres Ríos	115	1	0.2	abr-24	abr-24	Noroeste
Mazatlán del Mar - Mazatlán Centro /12	115	1	4.4	abr-24	abr-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>39.7</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Oasis STATCOM	STATCOM	115	40(Ind.)/40(Cap.)	abr-20	abr-23	Norte
Mesteñas MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20	abr-23	Norte
El Trébol MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
<b>Total</b>			<b>125.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Maniobras María Solar entronque San Buenaventura - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-23	Norte
Maniobras María Solar entronque Galeana - Casas Grandes	115	2	0.9	abr-20	abr-23	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras María Solar Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-20	abr-23	Norte
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				

AT, Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras María Solar MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
Cavilán MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
Villa Ahumada MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
Valle Esperanza MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
El Capulín MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
Monteverde MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
Vado Santa María MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23	Norte
<b>Total</b>			<b>105.0</b>			

### P20-NE1 Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Laredo CEV	CEV	138	50(Ind.)/200(Cap.)	abr-20	abr-24	Noreste
Falcón México MVar	Capacitor	138	9.0	abr-20	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>259.0</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Matamoros Potencia - Matamoros / 4	138	2	14.0	abr-23	abr-24	Noreste
Matamoros Potencia - Lauro Villar	138	1	24.0	abr-23	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>38.0</b>			

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-23	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Hermoso MVar	Capacitor	138	18.0	abr-23	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>18.0</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Umán entronque Lerma - Hunxectamán	115	2	8.6	abr-20	abr-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>8.6</b>			

### 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	Gerencia de Control Regional
Ticul I - Tekax II	115	1	33.0	abr-23	abr-24	Peninsular
Ticul Potencia - Ticul I / 5	115	1	1.2	abr-23	abr-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>34.2</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	82.0	abr-24	oct-24	Peninsular
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	14.8	abr-24	oct-24	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché /3,12	115	2	7.0	abr-24	oct-24	Peninsular
Leona Vicario - Kekén /3,12	115	2	10.6	abr-24	oct-24	Peninsular
Canek - Kohunlich /5	115	1	5.7	abr-24	oct-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>120.1</b>			

3/ Tendido del primer circuito

5/ Recalibración

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-24	oct-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario MVar (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-24	oct-24	Peninsular
Leona Vicario STATCOM	STATCOM	115	200(Ind.)/200(Cap.)	abr-24	oct-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>466.6</b>			

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	Gerencia de Control Regional
San Quintín STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.)/30(Cap.)	abr-23	abr-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>60.0</b>			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

## P20-BS1 Compensación Capacitiva en la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Monte Real MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	Baja California Sur
Buena Vista MVar	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
El Palmar - Monte Real /3	115	2	16.0	abr-24	abr-24	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>16.0</b>			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Palmar Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-24	abr-24	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

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	Gerencia de Control Regional
Villa Constitución STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.)/50(Cap.)	abr-24	abr-24	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>100.0</b>			

Cap. Capacitivo  
Ind. Inductivo

## CFE20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Escárcega Potencia MVar	Reactor	400	100.0	ene-23	abr-23	Peninsular
<b>Total</b>			<b>100.0</b>			

## CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Poniente - Caucel Potencia (73570) / 5	115	1	4.9	ene-24	ene-24	Peninsular
Poniente - Caucel Potencia (73590) / 5	115	1	4.9	ene-24	ene-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>9.8</b>			

5/ Recalibración

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida II MVar	Capacitor Discreto	115	1x30.0 1x15.0	ene-24	ene-24	Peninsular
Sur MVar	Capacitor Discreto	115	1x30.0	ene-24	ene-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>75.0</b>			

## 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	Gerencia de Control Regional
La Rosita - La Herradura / 3, 7	400	2	112.0	sep-22	sep-22	Baja California
La Herradura - Tijuana Uno / 3	230	2	16.0	sep-22	sep-22	Baja California
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto Cuatro	161	2	0.4	sep-22	sep-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>128.4</b>			

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	Gerencia de Control Regional
Cerro Prieto Dos - Sánchez Taboada / 4	230	2	36.0	oct-23	oct-23	Baja California
Ruiz Cortines entronque Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46	230	2	6.0	oct-23	oct-23	Baja California
Parque Industrial - Ruiz Cortines / 46, 47	230	1	-	oct-23	oct-23	Baja California
Parque Industrial - Hidalgo / 46, 47	230	1	-	oct-23	oct-23	Baja California
Cerro Prieto Uno - Ruiz Cortines / 47, 48	230	1	2.0	oct-23	oct-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>44.0</b>			

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	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ruiz Cortines Banco 1 (traslado)	4	AT	300.0	230/161	oct-23	oct-23	Baja California
Ruiz Cortines Banco 2	3	AT	225.0	230/161	oct-23	oct-23	Baja California
Parque Industrial Banco 3 (sustitución)	1	T	40.0	230/13.8	oct-23	oct-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>565.0</b>				

AT. Transformador  
T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia MVar (traslado)	Capacitor	161	21.0	oct-23	oct-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>21.0</b>			

### CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olas Altas Banco 2	3	AT	100.0	230/115	oct-23	abr-24	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>100.0</b>				

AT. Autotransformador



## 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 2021 – 2035 cuya construcción es fundamental para atender el Suministro Eléctrico en el mediano plazo y solventar las congestiones en los principales enlaces de transmisión de norte al sur del país.

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 de inversión, así como sus indicadores técnicos y económicos de cada una y una conclusión de la alternativa seleccionada.

**Cuadro 9.4.1. Proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2021 – 2035**

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
Noroeste, Norte y Occidental	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	abr-21	2020	Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Nayarit, Zacatecas y Aguascalientes
Central	P21-CE1	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	feb-21	2021	Valle de México Norte y Centro / Ciudad de México y Estado de México
Oriental	P21-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	abr-20	2021	San Cristóbal y Tapachula / Chiapas
	P21-OR2	Suministro de energía eléctrica en Morelos	abr-20	2021	Cuautla y Morelos / Morelos
	P21-OR3	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	abr-20	2021	Xalapa / Veracruz
Occidental	P21-OC1	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	abr-21	2021	Querétaro / Querétaro
	P21-OC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos	abr-21	2021	Los Altos / Jalisco
	P21-OC3	Soporte de tensión para la zona Minas	abr-22	2021	Minas / Jalisco
	P21-OC4	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro	abr-27	2021	Querétaro / Querétaro
	P21-OC7	Incremento en la capacidad de transmisión de la red eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato	abr-24	2021	León e Irapuato / Guanajuato
	P21-OC8	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	abr-22	2021	Tepic y Vallarta / Nayarit y Jalisco
Noroeste	P21-NO1	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	abr-25	2021	Mazatlán / Sinaloa
	P21-NO2	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	abr-25	2021	Culiacán / Sinaloa
	P21-NO3	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	abr-25	2021	Guasave / Sinaloa
	P21-NO4	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	abr-25	2021	Mazatlán / Sinaloa

... Continuación

**Cuadro 9.4.1. Proyectos identificados de ampliación de la RNT en el PAMRNT 2021 – 2035**

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
Noreste	P21-NE1	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	abr-21	2021	Victoria / Tamaulipas
Peninsular	P21-PE1	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	abr-25	2021	Campeche / Campeche
Baja California	P21-BC1	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	abr-25	2021	Tijuana / Baja California
	P21-BC2	Compensación capacitiva en la zona Tecate	abr-25	2021	Tecate / Baja California

En el cuadro 9.4.2 se presentan los objetivos del proceso de planeación del PAMRNT 2021 – 2035, indicando aquellos

que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

**Cuadro 9.4.2. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2021 – 2035 para los proyectos identificados**

Proyectos de Ampliación de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
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	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suministro de energía eléctrica en Morelos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Soporte de tensión para la zona Minas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento en la capacidad de transmisión de la red eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de la SE Mazatlán Tecnológico	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Compensación capacitiva en la zona Tecate	✓	✓	✓	✓	✓	✓

## Principales Proyectos del PAMRNT 2021 – 2035

Con la finalidad de poder cumplir con las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red y que son de observancia en los PAMRNT realizados para cada ejercicio de planeación; en el CENACE se han elaborado estudios técnicos y económicos para identificar las propuestas de ampliación de

infraestructura eléctrica que permitirán atender los criterios generales del Código de Red y los requerimientos del *Manual regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*.

En cumplimiento con el criterio P-28 del Código de Red, 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 2021 – 2035**

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	Noroeste, Norte y Occidental	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	abr-21	2020	Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Nayarit, Zacatecas y Aguascalientes
2	Noreste	P21-NE1	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	abr-21	2021	Victoria / Tamaulipas
3	Occidental	P21-OC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos	abr-21	2021	Los Altos / Jalisco
4	Occidental	P21-OC1	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	abr-21	2021	Querétaro / Querétaro
5	Central	P21-CE1	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	feb-21	2021	Valle de México Norte y Centro / Ciudad de México y Estado de México
6	Oriental	P21-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	abr-20	2021	San Cristóbal y Tapachula / Chiapas
7	Occidental	P21-OC8	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	abr-22	2021	Tepic y Vallarta / Nayarit y Jalisco
8	Oriental	P21-OR2	Suministro de energía eléctrica en Morelos	abr-20	2021	Cuautla y Morelos / Morelos
9	Oriental	P21-OR3	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	abr-20	2021	Xalapa / Veracruz
10	Baja California	P21-BC1	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	abr-25	2021	Tijuana / Baja California

### Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de la RNT

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 1,072.1 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa y Nayarit. En la Figura 9.4.1 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para dichos Estados, la principal contribución proviene del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR

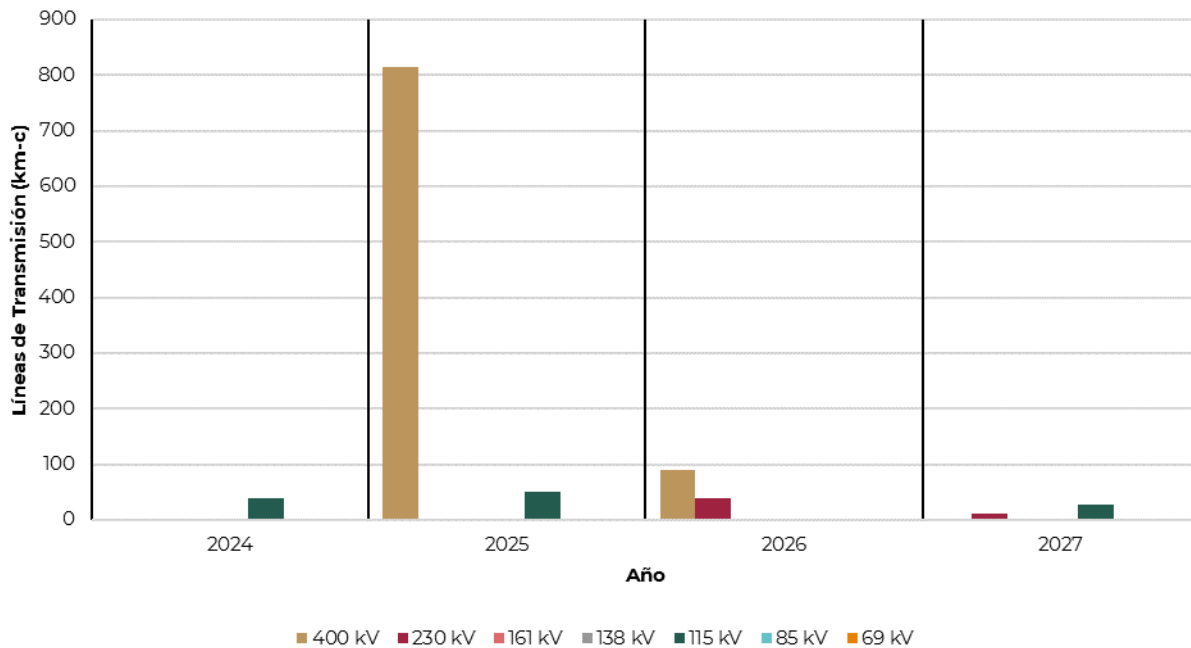
Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”, el cual incrementará 782.0 km-c la longitud de la RNT. También, en el estado de Nayarit se cuenta con el proyecto “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta”, el cual contiene 130 km-c de Líneas de Transmisión.

En la Figura 9.4.2 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 904.1 km-c, en 230 kV 50.7 km-c y de 161 a 69 kV 117.3 km-c. En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 865.0 km-c en ese año.

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



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 2,875 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Sonora, Querétaro, Nayarit y Morelos. En la Figura 9.4.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En cuanto al estado de Sonora, se tiene 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”, el cual incrementa en 600 MVA la capacidad de transformación.

El estado de Querétaro tiene el proyecto “P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro”, el cual considera 525 MVA de capacidad de transformación.

Los estados de Nayarit y Morelos incluyen los proyectos “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta” y “P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos”, los cuales agregan 500 MVA de capacidad de transformación en cada uno de los estados, respectivamente.

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 1,600 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 1,275 MVA de capacidad. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,850 MVA, seguido por 2027 con 525 MVA y finalmente 2026 con 500 MVA.

Figura 9.4.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por Entidad Federativa

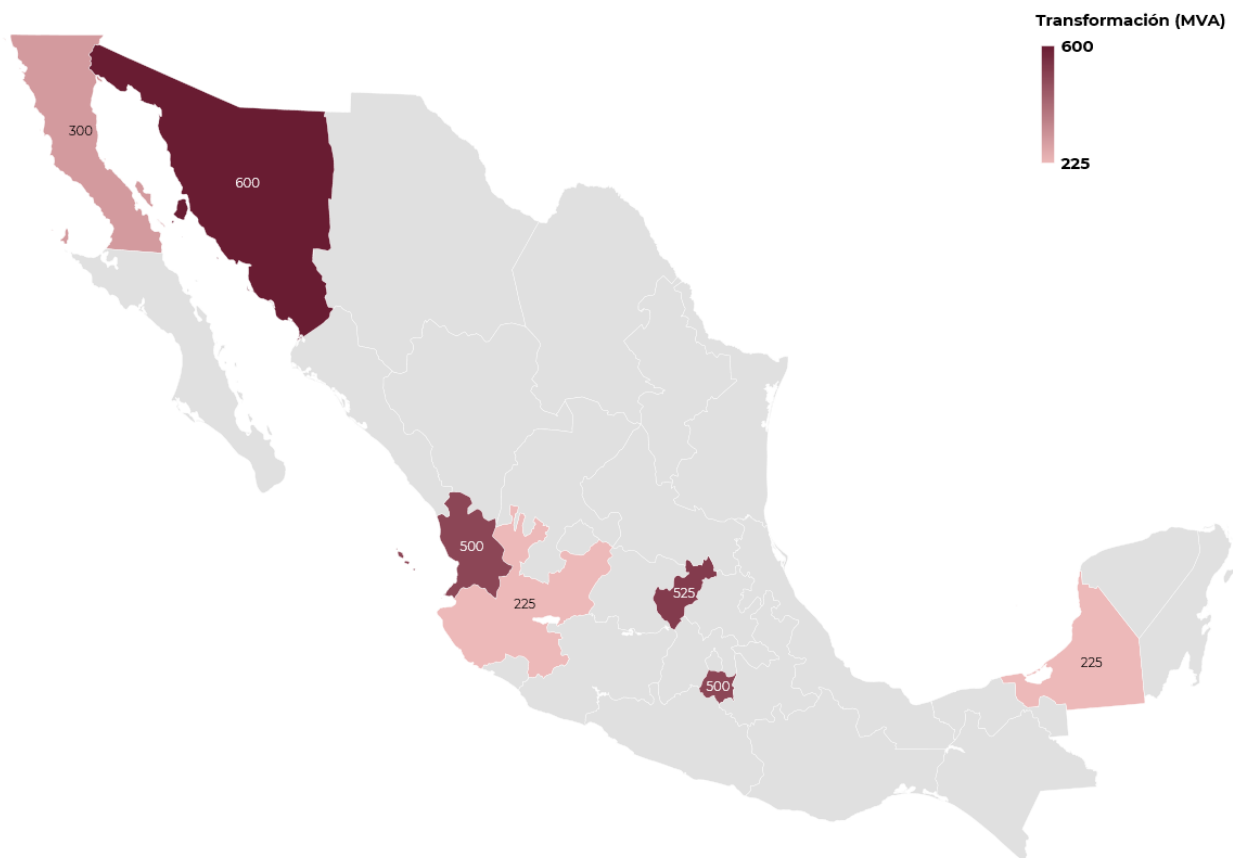
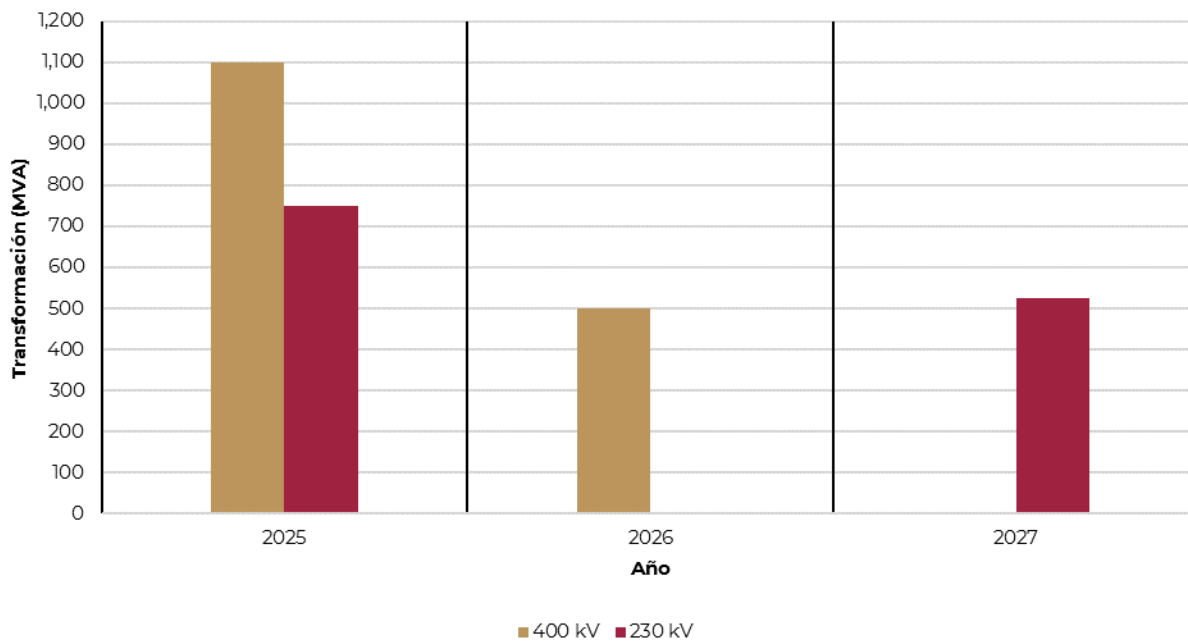


Figura 9.4.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 2,850.3 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 Sinaloa, Chihuahua, Zacatecas, Sonora y Chiapas. En la Figura 9.4.5 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para los estados de Sinaloa, Chihuahua, Zacatecas y Sonora la principal contribución proviene de los STATCOM asociados al 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”, el cual adiciona 2,450 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Para el estado de Chiapas, el proyecto “P21-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal” adiciona 200 MVAR de compensación de potencia reactiva.

En la Figura 9.4.6 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 1,516.7 MVAR, en 230 kV 1,000 MVAR y de 161 a 69 kV 333.6 MVAR en total. En 2024 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 2,400 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 Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. En 2025 se incrementarán 383.6 MVAR.

**Figura 9.4.5. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAR) identificados por Entidad Federativa**

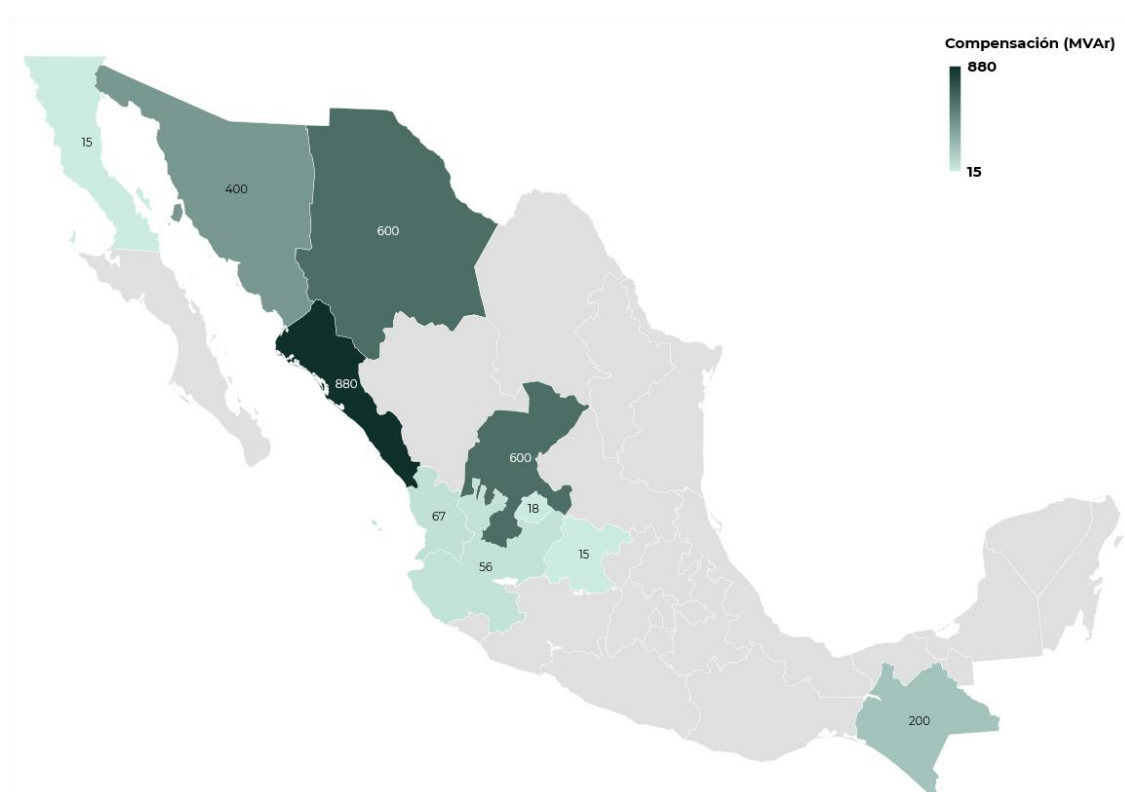
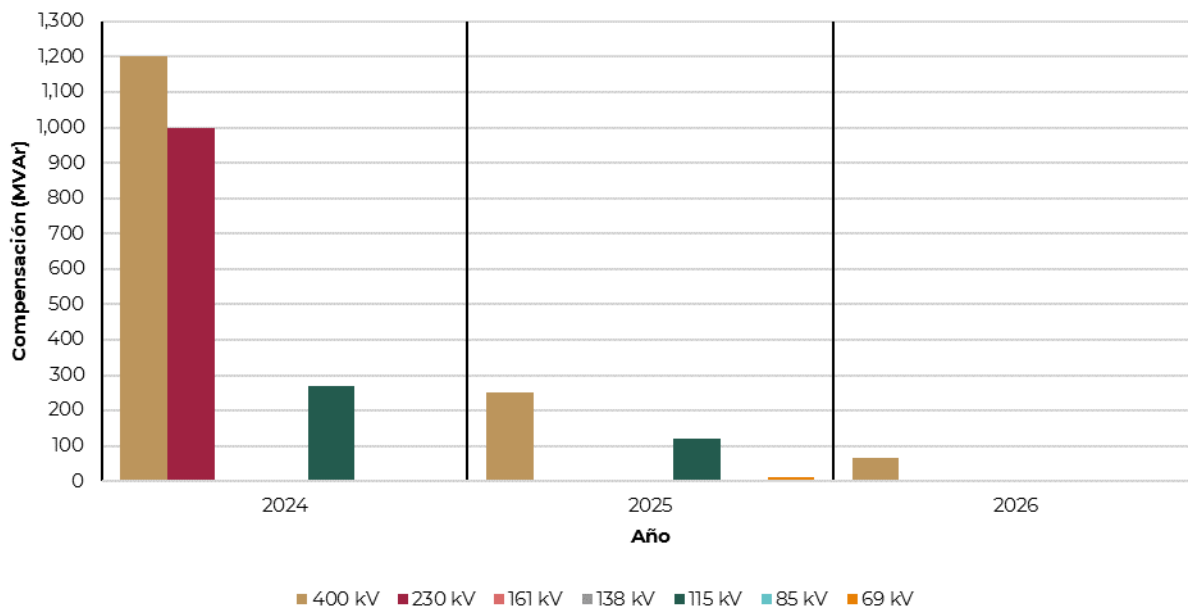


Figura 9.4.6. Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva identificados por año de entrada en operación y nivel de tensión





## Fichas de Información de Proyecto

### 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

#### Diagnóstico operativo.

En los últimos años se han incorporado una gran cantidad de proyectos de generación eléctrica en el ámbito de las GCR Noroeste, Norte y Noreste, entre las que destacan Centrales Eléctricas de ciclo combinado y otras tecnologías que utilizan los recursos renovables, con lo que se han diversificado las fuentes de generación en la región, predominando la generación fotovoltaica en el norte de Sonora y en varias partes del estado de Chihuahua, gran cantidad de parques eólicos en el norte de Tamaulipas y generación convencional a base de ciclos combinados en Nuevo León, Sonora, Chihuahua y Sinaloa.

Las GCR Noroeste (GCRNO) y Norte (GCRNT) cuentan con gran potencial de generación de Energía Renovable, que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas fotovoltaicas, y actualmente se tiene comprometido bajo contratos de interconexión la incorporación de 1,262 MW de capacidad de Energías Limpias Fotovoltaica y Eólica que entrarán en servicio en los próximos años.

Adicionalmente, la GCR Noreste (GCRNE) cuenta con gran potencial de Energía Renovable que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas eólicas, y actualmente se tiene comprometido bajo contratos de interconexión la incorporación de 1,174 MW de capacidad de Energías Limpias Fotovoltaica y Eólica que entrarán en servicio en los próximos años.

Las tres GCR del norte del país también cuentan con una red de gasoductos con los precios accesibles por su cercanía a las zonas de gas natural en Texas.

Aunado a lo anterior, se tiene una serie de proyectos legados o instruidos que han sido cancelados o no cuentan con cartera presupuestal por parte de CFE Transmisión:

- LT entre las subestaciones eléctricas Mazatlán II y Tepic II en 400 kV, asociada a un Central de Ciclo Combinado en Mazatlán II,
- LT entre las subestaciones eléctricas Torreón Sur y Primero de Mayo en 400 kV, asociada a un Central de Ciclo Combinado en Lerdo,
- Cancelación de la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico de Baja California y el Sistema Interconectado Nacional,
- Proyecto Interconexión Sistema Interconectado Nacional – Baja California Sur, pausado por CFE Transmisión,
- No ha iniciado la construcción de las líneas de transmisión de las subestaciones eléctricas Regiomontano-Güémez y Güémez – Champayán en 400 kV, y
- Opinión no favorable de la CRE a SENER en 2018 del proyecto Macro Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país.

Como resultado del cambio de la política energética, los excedentes de generación en los diferentes escenarios de demanda en la región noroeste no podrán ser enviados a los Sistemas Interconectados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, por lo que se requiere de refuerzos de transmisión que permitan transmitir dichos excedentes de generación al resto del país, de manera que se evite la congestión en las compuertas de transmisión internas de la GCRNO y particularmente hacia la GCR Occidental (GCROC).

Por tanto, se presenta una problemática de altas transferencias de potencia en las compuertas que forman parte de la GCRNO y las que interconectan con las GCRNT y GCROC, ya que, en algunas de ellas, se alcanza su límite de operativo, con su respectiva congestión, en diferentes escenarios de demanda durante el día y durante diferentes periodos estacionales, lo que repercute en la Confiabilidad y en el incremento en los costos de operación del SIN.

Esta situación de creciente capacidad de generación de energía eléctrica en la parte Norte del país origina un incremento en la magnitud del flujo de potencia en los enlaces norte-sur del país, por consiguiente, se han presentado puntos operativos de alerta y/o emergencia a nivel sistema, además de las reportadas al interior de cada GCR. Las más críticas han sido por alcanzar los límites operativos de las compuertas que interconectan el sistema interconectado Norte (GCR Noroeste – Norte y Noreste) con el resto del SIN.

La Figura 9.4.1.1 muestra resaltados en verde los corredores de transmisión del área de influencia del proyecto, particularmente las regiones

comprendidas por la GCRNO, la GCRNT, la GCRNE y GCROC, se observa la red eléctrica principal en los niveles de tensión de 400 kV y 230 kV, así como los enlaces existentes entre las GCR involucradas

La Figura 9.4.1.2, muestra las horas con congestión en diferentes compuertas de transmisión en el Norte del país en 2020. Se observa que las tres compuertas más congestionadas son Hermosillo-SIN, Mazatlán II – Tepic II y Chihuahua – Francisco Villa. Tomando como referencia, las horas de las 9-17 horas, donde se presenta la mayor generación por la Energía Limpia Fotovoltaica, la compuerta Hermosillo – SIN presentó 1,024 horas, es decir, un 49.6% del periodo con congestión; la compuerta Mazatlán II – Tepic II 1,022 horas un 60.7%; y la compuerta Chihuahua – Francisco Villa 145 horas un 9.8%. El resto, del periodo donde la energía eléctrica proveniente de la generación fotovoltaica su participación es menor, también presenta periodos de congestión significativos.

Las compuertas Hermosillo – SIN, Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Los Mochis – Culiacán, Culiacán – Mazatlán, Mazatlán II – Tepic II y Ramos Arizpe-Primero de Mayo y Primero de Mayo a Cañada, registran Estados Operativos de Alerta de manera recurrente, y en los próximos años con la entrada de la generación con contrato de interconexión se incrementarán los Estados de Alerta y probablemente Estados Operativos de Emergencia.

En condiciones de demandas mínimas de la GCRNO, se tiene saturación en los corredores de transmisión conformados por las LT de las compuertas: Hermosillo al Sistema Interconectado Nacional (HMO-SIN), Los Mochis a

Guamúchil/Culiacán (LMS-CUL), Culiacán a Mazatlán (CUL-MZN) y Mazatlán a Tepic (MZD-TED), derivado de la entrada en operación de las CE de Ciclo Combinado Empalme Uno, Empalme Dos, Topolobampo Dos, Topolobampo Tres (en pruebas preoperativas) y un número importante de CE de generación fotovoltaica en 2020, dichas congestiones en los corredores de la red troncal se presentan de la parte norte de la GCRNO hacia el sur requiriendo de acciones operativas para mantener el flujo de potencia en las diferentes compuertas de la GCRNO a valores que permitan mantener la Confiabilidad del Suministro Eléctrico ante contingencias.

Esta situación de creciente capacidad de generación de energía eléctrica en la parte Norte del país (que además cuenta con costos de producción bajos) origina un incremento en la magnitud del flujo de potencia en los enlaces norte-sur del país, por consiguiente, se registran puntos operativos de alerta y/o emergencia a nivel sistema, además de las reportadas al interior de cada GCR. Las más críticas han sido por alcanzar los límites operativos de las compuertas que interconectan el sistema interconectado Norte (GCR Noroeste – Norte y Noreste) con el resto del SIN.

Los eventos del año pasado (28 de diciembre) y el más reciente, del 15 de febrero del presente año, han puesto de manifiesto la condición estresante que se origina ante fallas de la red eléctrica, así como de las propias Centrales Eléctricas. Estas problemáticas, inherentes a los sistemas eléctricos de potencia, se magnifican cuando existen enlaces débiles dentro del propio sistema. En nuestro caso, los eslabones

que interconectan al Norte con el Sur impiden que se puedan compartir recursos de generación entre uno y otro de manera confiable. Por esta razón, este proyecto refuerza los puntos de intercambio de energía que se ven más afectados en las trayectorias Norte – Sur del SIN.

Ante este tipo de eventos, se origina que haya aún más dependencia de la disponibilidad de los otros enlaces entre el Norte y Sur. Particularmente: Mazatlán Dos – Tepic Dos y Ramos Arizpe – Primero de Mayo – Cañada (enlaces marcados en verde en la Figura 9.4.1.2).

Con la infraestructura propuesta se mejora la Confiabilidad de la red de la GCR Noroeste y en general de todo el sistema interconectado Norte, se tendrán beneficios por costos de producción, ya que permiten una mayor flexibilidad para el despacho de las Centrales Eléctricas con menores costos de operación con base a gas natural y Energía Limpia. Adicionalmente, dado que el proyecto considera cuatro equipos dinámicos de compensación de potencia reactiva, se logra una mejor regulación en zonas donde existen problemas de estabilidad de voltaje o que son muy sensibles ante la dinámica de la carga o perturbaciones.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, minimizar las congestiones en la RNT, incentivar una expansión eficiente de la generación, aplicación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes y reducción en los costos de producción totales.

Figura 9.4.1.1. Diagrama geográfico de la zona de influencia (Interconectado Norte del SIN)

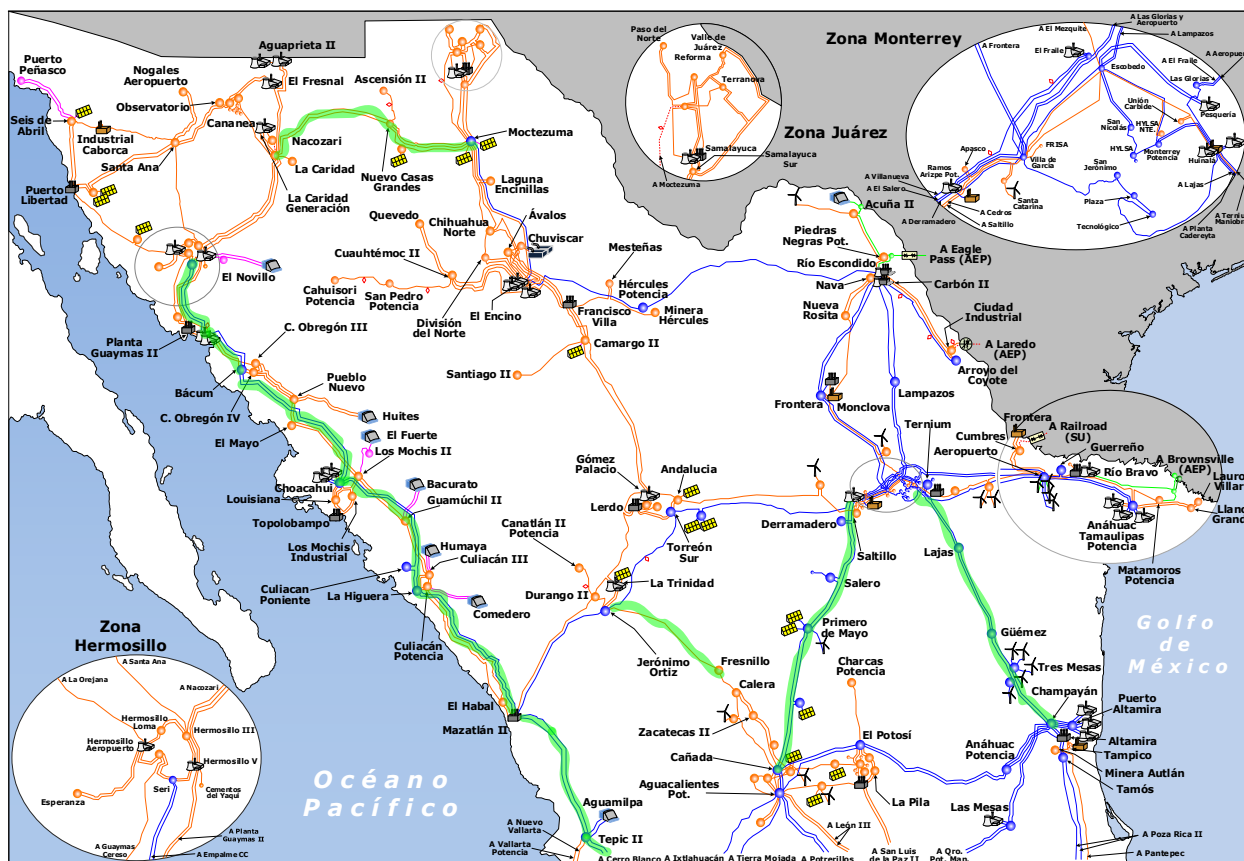
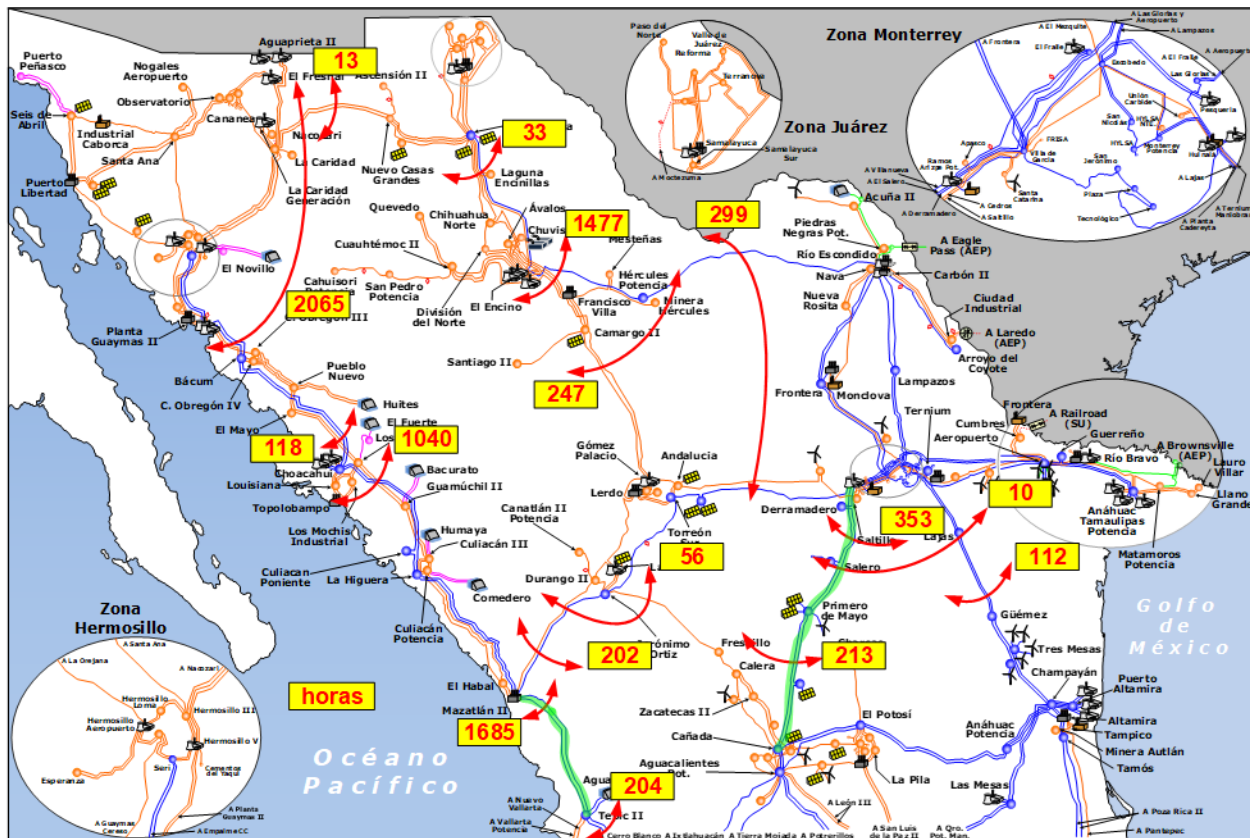


Figura 9.4.1.2. Diagrama geográfico del Sistema Interconectado Norte (SINTE) 2021



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se requiere incrementar la capacidad transmisión de las compuertas en el ámbito de la GCRNO, así como en los enlaces Saltillo – Aguascalientes y Mazatlán Dos – Tepic Dos, con equipo de transmisión, transformación y de compensación reactiva dinámica que permita eliminar las restricciones y pueda evacuar los excedentes de generación en los diferentes escenarios de carga que se presentan durante al año; así como ante las contingencias más severas aplicando el criterio n-1.

Por lo anterior, se considera realizar el proyecto en dos fases; la primera fase

considera únicamente la instalación de tres equipos de Compensación Dinámica (STATCOM) de  $\pm 300$  MVar de capacidad de operación que deberán ser instalados en la SE Nuevo Casas Grandes en 230 kV en la GCRNT, SE Mazatlán Dos en 400 kV en la GCRNO y en la SE Primero de Mayo en 400 kV en la GCROC, y un STATCOM de  $\pm 200$  MVar de capacidad en la SE Seri en 230 kV en la GCRNO. En conjunto proporcionarán los requerimientos de potencia reactiva capacitiva e inductiva y soporte en el amortiguamiento para mantener la Confiabilidad del SIN en estado estable y ante diversas contingencias sencillas y dobles de los corredores de transmisión de las GCRNO, GCRNT y GCRNE.

La primera etapa del proyecto se considera en operación en 2024, y la segunda fase en 2025.

Las alternativas de solución analizadas son las siguientes:

### Alternativa 1

#### Transmisión:

- LT Choacahui – Culiacán Poniente de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 216 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.
- LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos de doble circuito tendido del primero, con una longitud de 268 km, dos conductores por fase, calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.
- LT Mazatlán Dos – Tepic Dos de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 252 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.
- LT Tepic Dos – Cerro Blanco de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 46 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.

#### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 150 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Empalme Ciclo Combinado.

#### Compensación:

- Un banco de reactores de línea compuesto de tres unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (incluye reactor de neutro) en 400kV en la SE Choacahui.
- Un banco de reactores de línea compuesto de cuatro unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (incluye fase de reserva y reactor de neutro) en 400kV en la SE Culiacán Poniente.
- Un banco de reactores de línea compuesto de tres unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (incluye reactor de neutro) en 400kV en la SE Mazatlán Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 200/-200 MVAR en 230 kV en la SE Seri.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 230 kV en la SE Nuevo Casas Grandes.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 400 kV en la SE Mazatlán Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 400 kV en la SE Primero de Mayo.

#### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Choacahui para la conexión de la LT Choacahui – Culiacán Poniente.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Culiacán Poniente para la conexión de las LT Choacahui – Culiacán Poniente y Culiacán Poniente – Mazatlán Dos.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Mazatlán Dos para la conexión de



las LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos y Mazatlán Dos – Tepic Dos.

- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Tepic Dos para la conexión de las LT Mazatlán Dos – Tepic Dos y Tepic Dos – Cerro Blanco.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Cerro Blanco para la conexión de la LT Tepic Dos – Cerro Blanco.

## Alternativa 2

### Transmisión:

- LT Choacahui – Guamúchil Dos de doble circuito tendido del primero, con longitud estimada de 127 km, y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada en 400 kV y operación inicial en 230 kV.
- LT Guamúchil Dos – La Higuera de doble circuito tendido del primer, con una longitud estimada de 134 km, y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada en 400 kV y operación inicial en 230 kV.
- LT La Higuera – Mazatlán Dos de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 240 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada en 400 kV y operación inicial en 230 kV.
- LT Mazatlán Dos – Tepic Dos de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 252 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.
- LT Tepic Dos – Cerro Blanco de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 46 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 400 kV.
- Eliminar el tramo con cable de potencia subterráneo de la LT Los

Mochis Industrial – Ruiz Cortines de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km, y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 115 kV.

### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 150 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Empalme Ciclo Combinado.

### Compensación:

- Un banco de reactores de línea compuesto de tres unidades monofásicas de 25 MVAR cada una (incluye reactor de neutro) en 400kV en la SE Mazatlán Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 400 kV en la SE Mazatlán Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 200/-200 MVAR en 230 kV en la SE Guamúchil Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 200/-200 MVAR en 230 kV en la SE Seri.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 230 kV en la SE Nuevo Casas Grandes.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVAR en 400 kV en la SE Primero de Mayo.

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 230 kV en la SE Choacahui para la conexión de la LT Choacahui – Guamúchil Dos.

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Guamúchil Dos para la conexión de las LT Choacahui – Guamúchil Dos y Guamúchil Dos – La Higuera.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE La Higuera para la conexión de las LT Guamúchil Dos – La Higuera y La Higuera – Mazatlán Dos.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Mazatlán Dos para la conexión de la LT La Higuera – Mazatlán Dos.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Mazatlán Dos para la conexión de la LT Mazatlán Dos – Tepic Dos.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Tepic Dos para la conexión de las LT Mazatlán Dos – Tepic Dos y Tepic Dos – Cerro Blanco.

- Un alimentador en 400 kV en la SE Cerro Blanco para la conexión de la LT Tepic Dos – Cerro Blanco.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024 y abril de 2025.

Las Figuras 9.4.1.3 a 9.4.1.6 muestran los diagramas geográficos y los diagramas unifilares simplificados de las Alternativas 1 y 2, respectivamente.

Figura 9.4.1.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

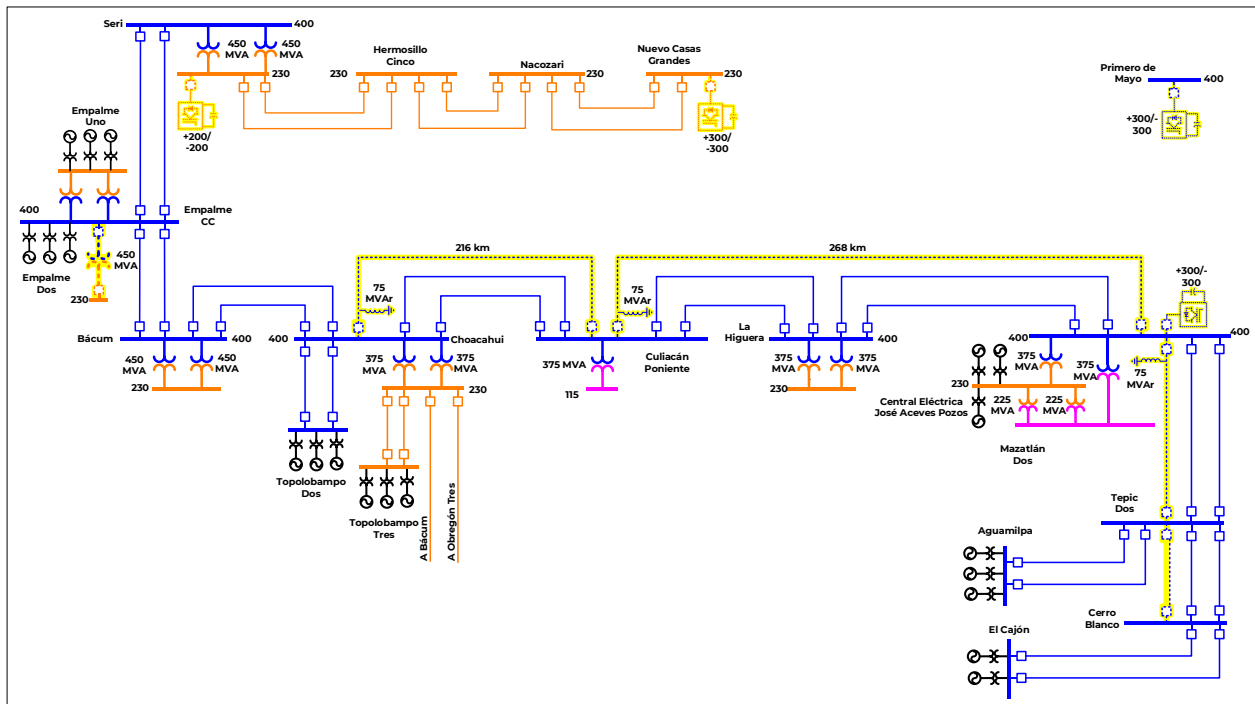




Figura 9.4.1.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

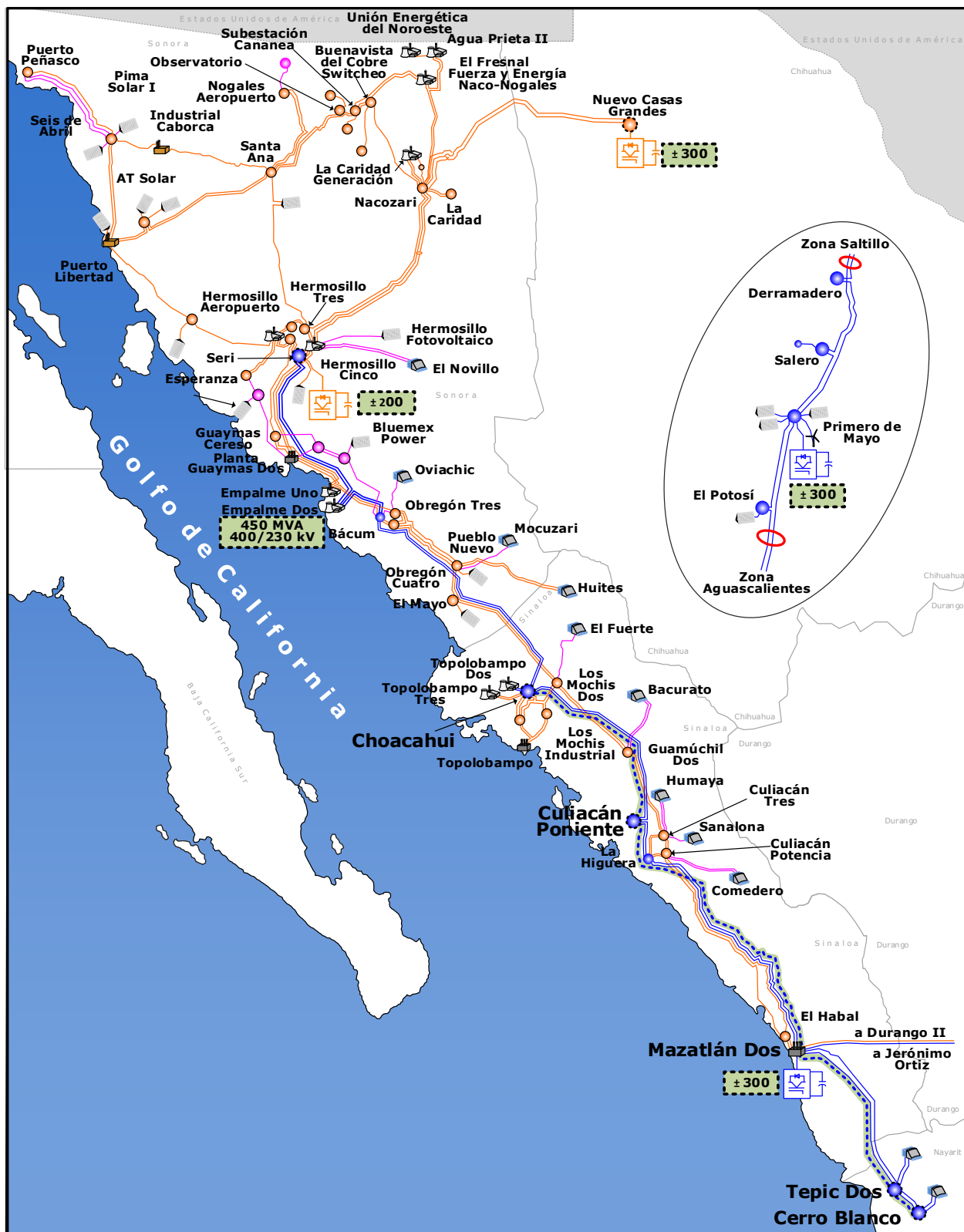


Figura 9.4.1.5. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2

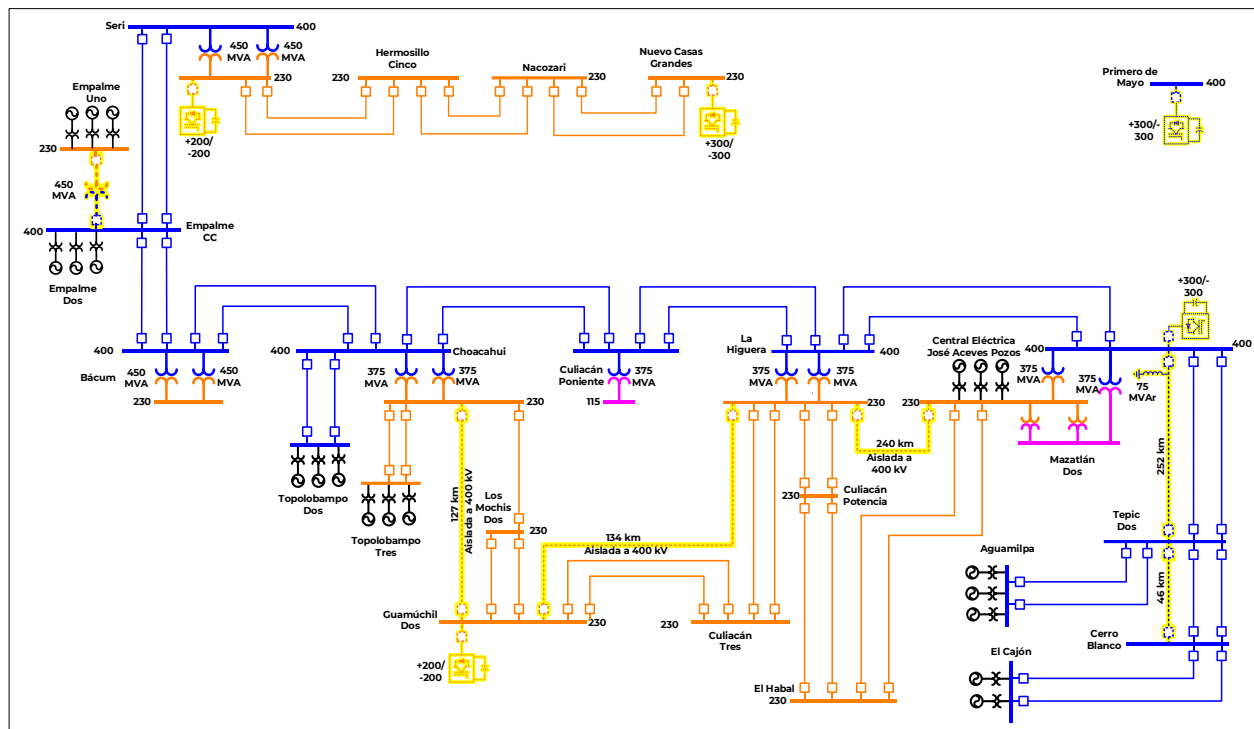
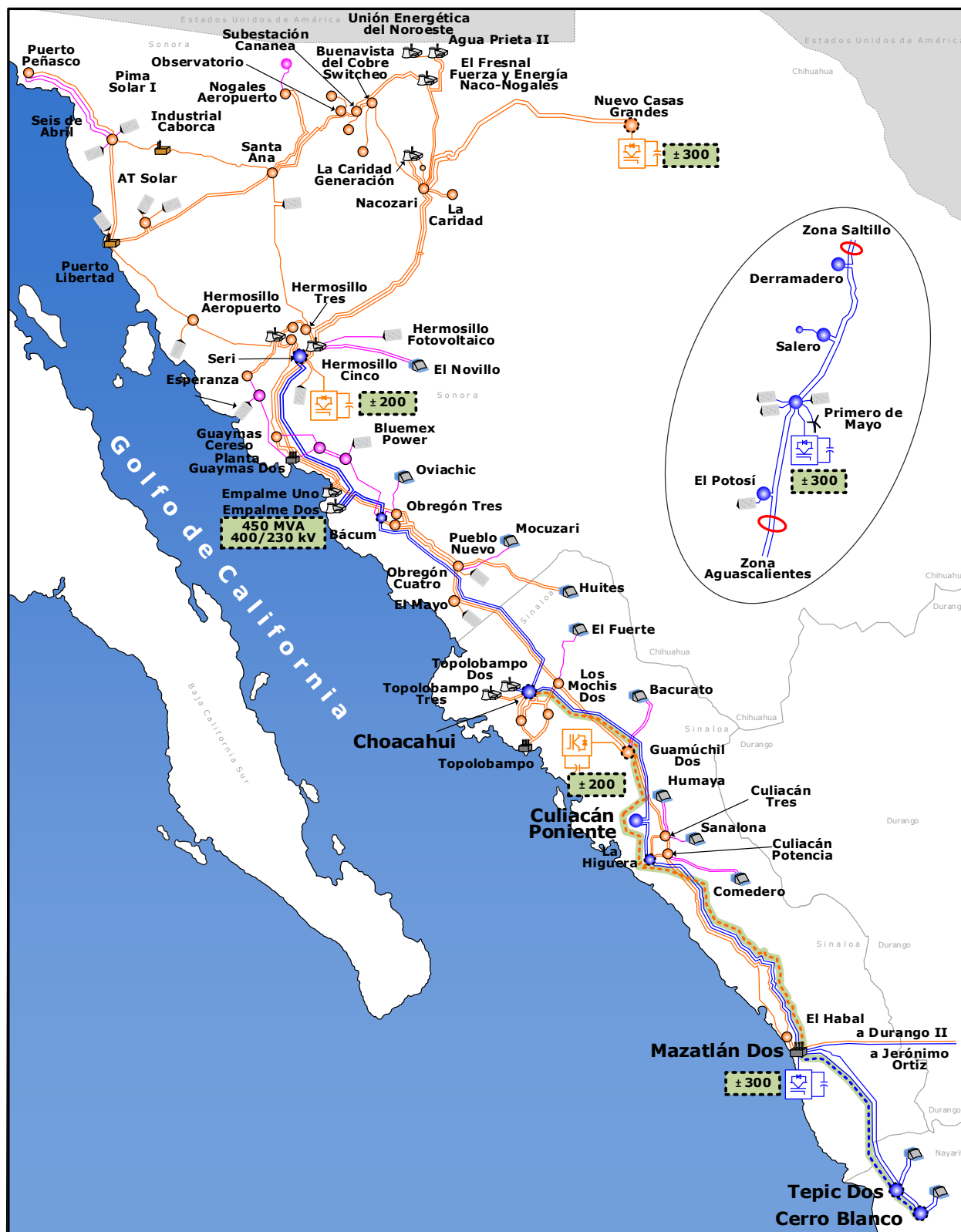


Figura 9.4.1.6. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

inversión en 674.6 millones de dólares de 2020.

El costo total de la Alternativa 1 es de **14,494.8 millones de pesos de 2020**. Utilizando una paridad de 21.4856 pesos/dólar se obtiene el costo de

En los Cuadros 9.4.1.1 a 9.4.1.4 se muestra el 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	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Choacahui - Culiacán Poniente /1	400	2	216.0	abr-21	abr-25	3,005.5
Culiacán Poniente - Mazatlán Dos /1	400	2	268.0	abr-21	abr-25	3,729.1
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-21	abr-25	3,506.5
Tepic Dos - Cerro Blanco /1	400	2	46.0	abr-21	abr-25	602.3
<b>Total</b>			<b>782.0</b>			<b>10,843.4</b>

1/ Tendido del primer circuito

**Cuadro 9.4.1.2. Obras de transformación de la Alternativa 1**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-21	abr-25	373.3
<b>Total</b>			<b>600.0</b>				<b>373.3</b>

AT. Autotransformador

**Cuadro 9.4.1.3. Obras de compensación de la Alternativa 1**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Choacahui MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	abr-25	105.2
Culiacán Poniente MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-21	abr-25	134.4
Mazatlán Dos MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	abr-25	105.2
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	abr-24	559.7
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
<b>Total</b>			<b>2,450.0</b>			<b>2,815.6</b>

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

**Cuadro 9.4.1.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25	59.9
Culiacán Poniente	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25	114.3
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25	114.3
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25	114.3
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25	59.9
<b>Total</b>		<b>8</b>				<b>462.6</b>

El costo total de la Alternativa 2 es de **15,010.7 millones de pesos de 2020**. Utilizando una paridad de 21.4856 pesos/dólar se obtiene el costo de inversión en 698.6 millones de dólares de 2020.

En los Cuadros 9.4.1.5 a 9.4.1.8 se muestra un 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	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Choacahui - Guamúchil Dos /1, 2	400	2	127.0	abr-21	abr-25	1,767.2
Guamúchil Dos - La Higuera /1, 2	400	2	134.0	abr-21	abr-25	1,864.6
La Higuera - Mazatlán Dos /1, 2	400	2	240.0	abr-21	abr-25	3,339.5
Mazatlán Dos - Tepic Dos /1	400	2	252.0	abr-21	abr-25	3,506.5
Tepic Dos - Cerro Blanco /1	400	2	46.0	abr-21	abr-25	602.3
Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines (eliminar tramo subterráneo)	115	2	1.0	abr-21	abr-25	8.7
<b>Total</b>			<b>800.0</b>			<b>11,088.7</b>

1/ Tendido del primer circuito

2/ Operación inicial en 230 kV

**Cuadro 9.4.1.6. Obras de transformación de la Alternativa 1**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Empalme CC Banco 1	4	AT	600.0	400/230	abr-21	abr-25	373.3
<b>Total</b>			<b>600.0</b>				<b>373.3</b>

AT. Autotransformador

**Cuadro 9.4.1.7. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-21	abr-25	105.2
Mazatlán Dos STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
Primero de Mayo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
Guamúchil Dos STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	abr-24	559.7
Seri STATCOM	STATCOM	230	200(Ind.) / 200(Cap.)	abr-21	abr-24	559.7
Nuevo Casas Grandes STATCOM	STATCOM	230	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-24	637.1
<b>Total</b>			<b>2,675.0</b>			<b>3,135.7</b>

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Cuadro 9.4.1.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Choacahui	Alimentador Ampliación	1	230	abr-21	abr-25	30.7
Guamúchil Dos	Alimentador Ampliación	2	230	abr-21	abr-25	58.8
La Higuera	Alimentador Ampliación	2	230	abr-21	abr-25	58.8
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	230	abr-21	abr-25	30.7
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25	59.9
Tepic Dos	Alimentador Ampliación	2	400	abr-21	abr-25	114.3
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-21	abr-25	59.9
<b>Total</b>		<b>10</b>				<b>413.0</b>

## Análisis técnicos

### Análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario

#### Impacto en la Estabilidad de tensión de una línea de transmisión

En las compuertas de flujo se debe tener presente conceptos básicos, dando énfasis entre otros, a los niveles de corto circuito de las subestaciones eléctricas donde se interconectan las líneas de transmisión que forman la compuerta, así como su capacidad de soporte de potencia reactiva.

Asimismo, es importante conocer que la cargabilidad de una compuerta tiene diferentes límites, como el térmico o físico proporcionado por el transportista, el límite por caída de tensión (estabilidad de tensión), donde se tiene la capacidad de soporte de potencia reactiva en las subestaciones eléctricas extremas, y el límite de estabilidad angular, que nos da un margen de seguridad tal que permita soportar contingencias sin llegar al colapso parcial o total de un Sistema.

Se debe tener en cuenta, que, en los Sistemas Eléctricos, con características longitudinales como el SIN, algunos disturbios y cambios en la topología pueden requerir de potencia reactiva que no puede ser suministrada de

forma local, ocasionando que el perfil de tensión se degrade por los grandes requerimientos de potencia reactiva que deben ser transportados por la red eléctrica desde las Centrales Eléctricas, elementos de compensación dinámicos o los mismos elementos de la red de transmisión. Lo que tiende a ocasionar un problema de estabilidad de tensión.

Los problemas de estabilidad de tensión son muy comunes en sistemas longitudinales con alta transmisión de potencia activa, donde existen pocas fuentes de potencia reactiva cercanas a las compuertas de flujo. Este fenómeno también se presenta ya en sistemas mallados que por cuestiones de mercado tratan de utilizar la máxima rentabilidad de la red eléctrica.

Además de la topología longitudinal de la red, las fuentes de potencia reactiva alejadas de las compuertas de flujo, el tipo de carga de los Usuarios también tiene impacto en los problemas de estabilidad de tensión, especialmente si las cargas o los convertidores interfase con la generación solar fotovoltaica y eólica los cuales son sensibles a las variaciones de tensión. Se puede decir que todas las cargas, aunque son sensibles a las variaciones de tensión, cuando estas operan en su tensión nominal, el consumo de potencia activa y reactiva es similar para diferentes tipos

de carga, pero cuando existen variaciones de tensión significativas, ya sea por una falla transitoria o permanente, cambio de topología o switcheo de algún elemento las diferencias son apreciables en el consumo de potencia reactiva, por ejemplo, en los compresores de los aires acondicionados. Este mismo efecto lo tienen los elementos de compensación reactiva como son los bancos de capacitores, reactores y compensadores estáticos de VAr, así como las líneas de transmisión.

Para mostrar el efecto que tienen en la estabilidad del sistema el tener compuertas de flujo con líneas de transmisión con longitudes mayores a 100 km, a continuación, se presenta como el efecto del nivel de tensión y la longitud de la línea de transmisión tienen en el consumo de potencia reactiva y la estabilidad de tensión.

Lo primero es observar que la línea de transmisión es un elemento de parámetros distribuidos y los análisis de estabilidad de voltaje convencionales con curvas PV, utilizan un modelo ( $\pi$ ) de parámetros concentrados. El modelo básico no incorpora de manera adecuada los efectos de la distancia en el comportamiento del enlace y su interacción con la fortaleza eléctrica de las subestaciones eléctricas de los extremos a donde se conecta. Con las ecuaciones de parámetros distribuidos

se busca mejorar la evaluación para la planeación de recursos adecuados de compensación y control de tensión.

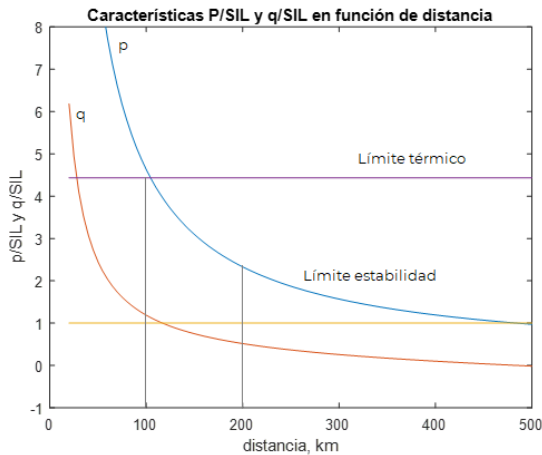
Es importante la selección adecuada del nivel de tensión para líneas de transmisión con distancias mayores a 100 km, con base a los niveles de robustez de las subestaciones eléctricas extremas, y la capacidad de soporte de potencia reactiva.

El nivel de corto circuito y la longitud de la línea de transmisión va muy de la mano, ya que, en sistemas con niveles de corto circuito bajos, a mayor nivel de tensión se restringe su capacidad de transmisión y se tienen problemas de estabilidad de tensión.

La Figura 9.4.1.7 representa el comportamiento de la potencia con referencia al SIL que se puede manejar en una línea de 230 kV con, con parámetros correspondientes a 2 conductor/fase, calibre 1113 kcmil ACSR.

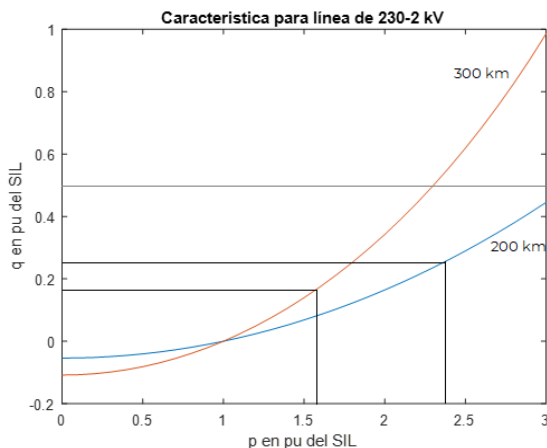
La característica se muestra en función de la distancia en km. Para una línea de transmisión con distancia de 200 km el límite lo establece el criterio de estabilidad con 2.37 pu del SIL (472 MW) y potencia reactiva  $q/SIL$  de 0.51 del SIL equivalente a 101.6 MVar. Para la línea de transmisión con longitud 300 km el límite por estabilidad es de 1.565 pu SIL (312 MW) y los reactivos  $q/SIL = 0.256$  (51 MVar) aproximadamente.

Figura 9.4.1.7. Curvas características p/SIL, q/SIL en función de la distancia en km para líneas en 230 kV, 2 conductores/fase



La gráfica en la Figura 9.4.1.8 muestra que con el límite de estabilidad como limitante (análisis de la Figura 9.4.1.7),  $p/SIL = 2.37$  (472 MW) muestra una  $q/SIL$  de 0.25 pu del SIL (50.5 MVAR). De manera similar para la línea con longitud 300 km, con límite establecido por criterio de estabilidad como 1.57 pu del SIL (312 MW), se tiene que  $q/SIL$  tendrá un valor de 0.196 (39 MVAR).

Figura 9.4.1.8. Característica p/SIL y q/SIL con distancia fija de 200 y 300 km



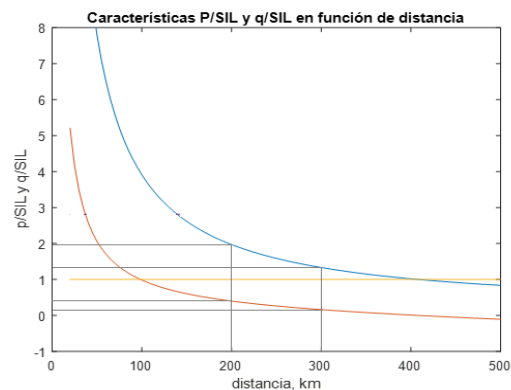
- Línea de 400 kV, 2 conductores/fase

La Figura 9.4.1.9 representa el comportamiento de la potencia con

referencia al SIL que se puede manejar en una línea de transmisión de 400 kV, con parámetros correspondientes a 2 conductor/fase, calibre 1113 kcmil ACSR. La característica se muestra en función de la distancia en km. Para una línea de transmisión con distancia de 200 km el límite lo establece el criterio de estabilidad con 1.974 pu del SIL (1,070.5 MW) y potencia reactiva  $q/SIL$  de 0.395 del SIL equivalente a 214.1 MVAR.

Para la línea de transmisión con longitud de 300 km el límite por estabilidad es de 1.34 pu SIL (728 MW) y los reactivos  $q/SIL = 0.158$  (86 MVAR) aproximadamente.

Figura 9.4.1.9. Curvas características p/SIL, q/SIL en función de la distancia en km para líneas en 400 kV, 2 conductores/fase



El modelo del comportamiento de la línea de transmisión usando parámetros distribuidos permite analizar diferentes estados del comportamiento de las líneas de transmisión con base a su distancia física, distancia eléctrica, el nivel de tensión operativa, las características y número de conductores usados por fase, etc. Se puede incluir límites operativos como el límite térmico, el ángulo especificado por el criterio de estabilidad transitoria (se usó el valor de  $30^\circ$ ) debiendo notar que no se incluyó el criterio de caída de tensión suponiendo que el objetivo es mantener las



tensiones de operación en valor constante muy cercano al valor nominal.

Las propuestas se enfocan en corredores de transmisión longitudinales, con las características descritas, como son:

- Nacozari – Nuevo Casas Grandes con una distancia de 215 km sin soporte de tensión en el extremo de Nuevo Casas Grandes.
- Moctezuma – Nuevo Casas Grandes con una distancia de 166 km sin soporte de tensión en el extremo de Nuevo Casas Grandes.
- Los Mochis – Culiacán con una distancia de 245 km en 400 kV y de 198 km en 230 kV.
- Culiacán – Mazatlán con una distancia de 240 km en 400 kV y de 216 km en 230 kV. El soporte de tensión en ambos extremos no es lo suficientemente robusto en el extremo de Mazatlán.
- Mazatlán II – Tepic II con una distancia de 252 km en 400 kV. El soporte de tensión en ambos extremos no es lo suficientemente robusto en el extremo de Mazatlán, ya que depende del despacho de las unidades de la Central Eléctrica. En el extremo de Tepic II se debe considerar las unidades de la Central Hidroeléctrica Aguamilpa como Condensadores Síncronos, pero se ubican a una distancia de 34 km de la subestación eléctrica Tepic II.
- Ramos Arizpe – Primero de Mayo con una distancia de 220 km en 400 kV. Sin soporte de tensión en Primero de Mayo, y el soporte en Ramos Arizpe muy débil
- Primero de Mayo – Cañada con una distancia de 220 km en 400 kV. Sin soporte de tensión en Primero de Mayo, y el soporte en Cañada es con

un Compensador Estático de VAR que debe soportar toda la región de Aguascalientes y Zacatecas.

Para soportar los problemas de estabilidad de tensión que se presentan en los corredores entre la GCR Noroeste con las GCR Norte y Occidental, así como el corredor de transmisión entre Primero de Mayo – Cañada, se propone que sea con la tecnología de STATCOM la cual debido a las características de la red eléctrica donde se pretende ubicar, como son:

- Aún con bajos voltajes (el problema de los corredores de transmisión analizados, el STATCOM puede suministrar su capacidad total de corriente reactiva.
- En el CEV la capacidad reactiva decrece al cuadrado con la tensión del sistema.
- El CEV no puede transitoriamente **incrementar la generación de reactivos** ya que la alta corriente capacitiva consumida es determinada por la capacidad del banco de capacitores y la tensión del sistema.
- El espacio del STATCOM es aproximadamente 30-50% menos que el requerido por CEV. Tal vez por costos de ingeniería civil sea igual de caro que el CEV y tiene mejores beneficios para el sistema.
- En subestaciones eléctricas con problemas severos de estabilidad de tensión, el STATCOM tendría mejores ventajas en su respuesta.
- Si a un STATCOM se le agrega alguna tecnología de almacenamiento, podría dar inercia al sistema.
- El STATCOM reacciona instantáneamente, empezando en menos de 10 ms y con su capacidad total de 20-50 ms. Sus pérdidas son menores al 1%. Operaría con sistemas

eléctricos operando cerca de sus límites de estabilidad.

- El STATCOM tiene un mayor rango de reactivos a diferentes puntos de operación.
- El STATCOM presenta soporte para desbalances (Secuencia Negativa).

#### Cálculo de límites de estabilidad de tensión curvas P-V

Las curvas P-V dependen de la condición operativa, como es el punto de control de tensión de los elementos dinámicos y de las unidades de Central Eléctrica, los elementos de compensación en derivación conectados, el factor de potencia de la carga, por lo que una curva P-V **no determina el límite para todas las condiciones operativas de la red eléctrica.**

A manera ilustrativa se presenta la Compuerta Mazatlán - Tepic, de igual manera se determinaron los límites de transmisión de cada una de las compuertas involucradas, considerando el escenario de mayor estrés para el área de influencia del proyecto y la condición previa a la entrada en operación de las alternativas de solución para

posteriormente obtener el límite de transmisión para cada una de las alternativas de solución.

#### a. Compuerta Mazatlán-Tepic (MZD-TED)

Se consideran los escenarios de las 14 horas de invierno y se determinan los límites de transmisión de la compuerta Mazatlán-Tepic.

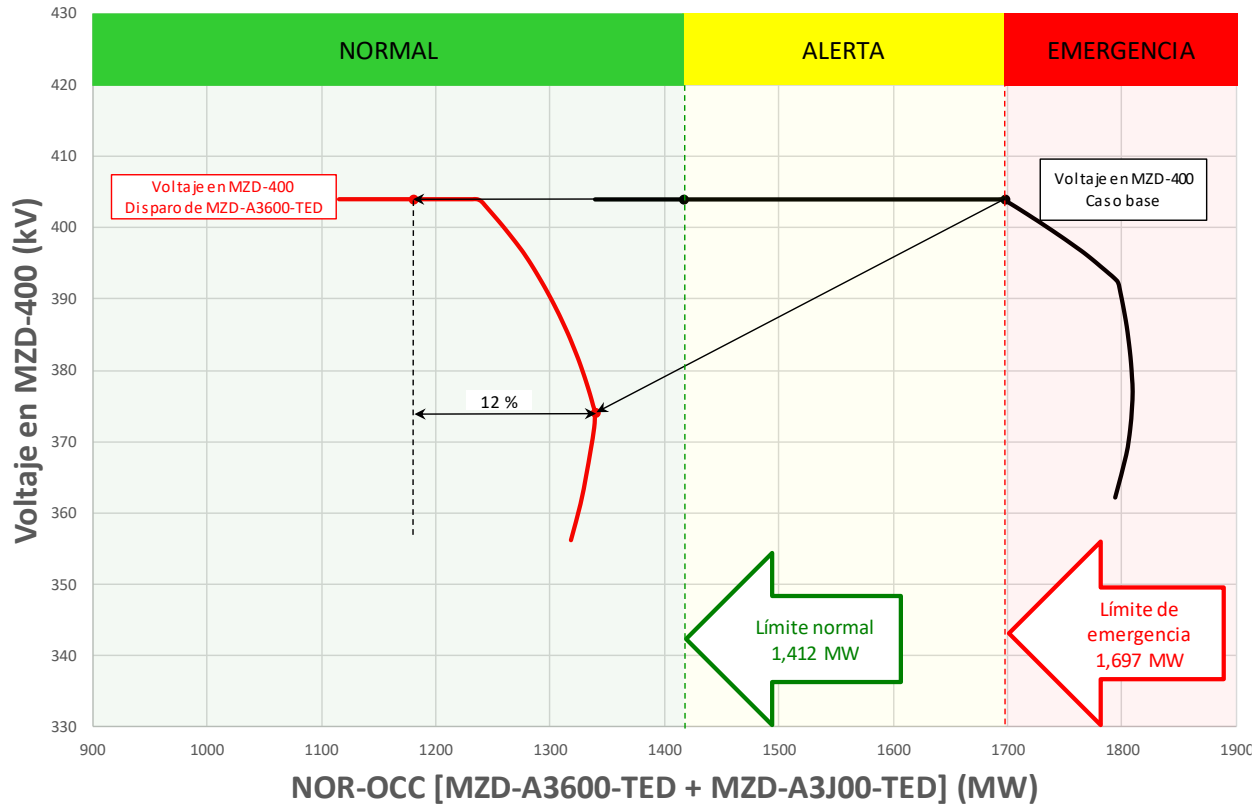
Se calcula para el escenario con la adición en la barra de 400 kV de la SE MZD un STATCOM de  $\pm 300$  MVar y se compara con Condensador Síncrono de +278,-116 MVar.

El cuadro 9.4.1.9 muestra los límites calculados con la curva P-V usando el criterio de planeación que del punto de colapso de la curva n-1 se da un margen del 12% para cubrir cualquier incertidumbre de la demanda y las Energías Limpias, regulación de frecuencia y acciones del Control Operativo, para una condición de invierno a las 14 horas, sin unidades de Central Termoeléctrica José Aceves Pozos. La Figura 9.4.1.10 muestra la curva P-V para el caso con STATCOM.

**Cuadro 9.4.1.9. Límite de la compuerta Mazatlán-Tepic red actual**

Compuerta	Elementos	Escenario		MZD	Límite normal (MW)	Límite de emergencia (MW)	Contingencia sencilla más severa	Criterio que define	Elemento afectado
Mazatlán => Tepic	MZD-A3J00-TED	2024	Día Hábil	Condensador Síncrono	<b>1,395</b>	<b>1,670</b>	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400
	MZD-A3600-TED		14:00 Hrs	STATCOM	<b>1,412</b>	<b>1,697</b>	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400

Figura 9.4.1.10. Curva P-V compuerta Mazatlán-Tepic con STATCOM en MZD-400 caso base 14 horas de invierno 2024



El cuadro 9.4.1.10 muestra los límites calculados con la curva P-V para una condición de invierno a las 14 horas de 2024, sin unidades de Central Termoeléctrica José Aceves Pozos, se tiene un incremento de 574 y 671 MW en

la compuerta con respecto a la condición actual de red eléctrica con la Alternativa 1 sin/con STATCOM en MZD-400. Las Figuras 9.4.1.11 y 9.4.1.12 muestran las curvas P-V para alternativa 1 sin/con STATCOM.

Cuadro 9.4.1.10. Límite de la compuerta Mazatlán-Tepic con Alternativa 1

Compuerta	Elementos	Escenario		MZD	Límite normal (MW)	Límite de emergencia (MW)	Contingencia sencilla más severa	Criterio que define	Elemento afectado
Mazatlán => Tepic	MZD-A3J00-TED	2024	Día Hábil 14:00 Hrs	-	1,918	2,227	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400
	MZD-A3600-TED			Condensador Sincrono	1,996	2,333	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400
	MZD-XXXX-TED			STATCOM	2,015	2,360	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400

Figura 9.4.1.11. Curva P-V compuerta Mazatlán-Tepic con Alternativa 1 y sin STATCOM en MZD-400 caso base 14 horas de invierno 2024

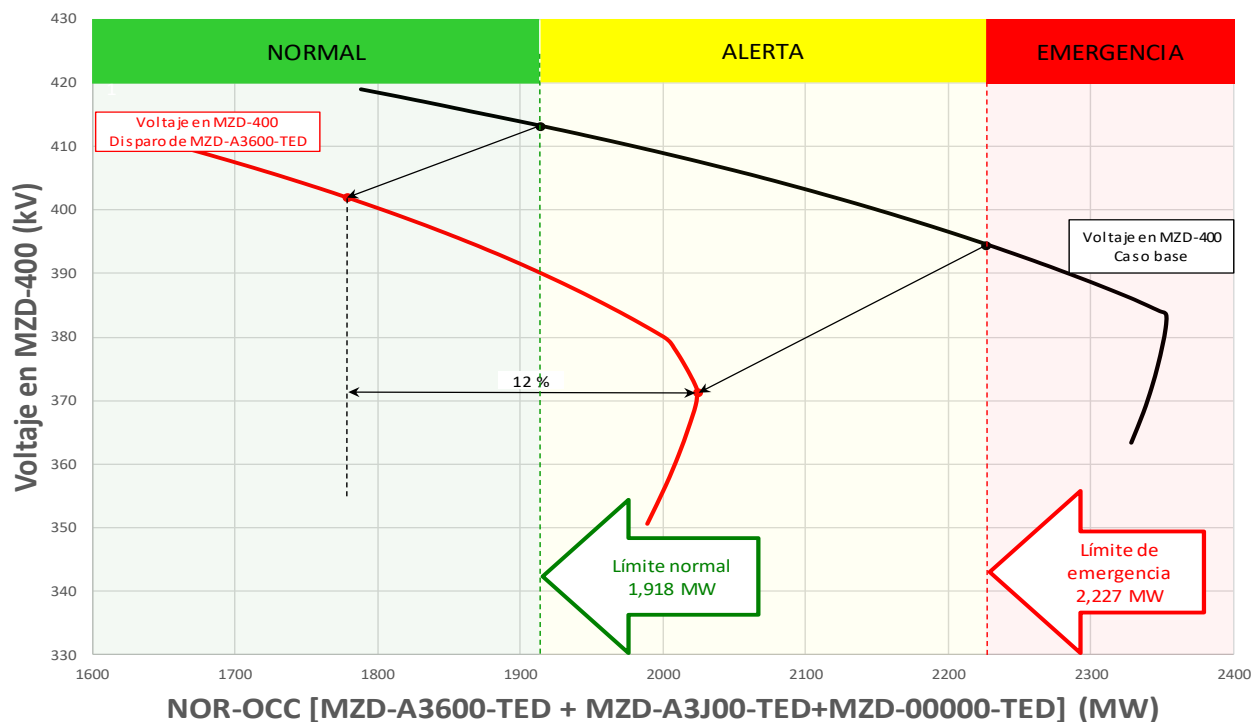
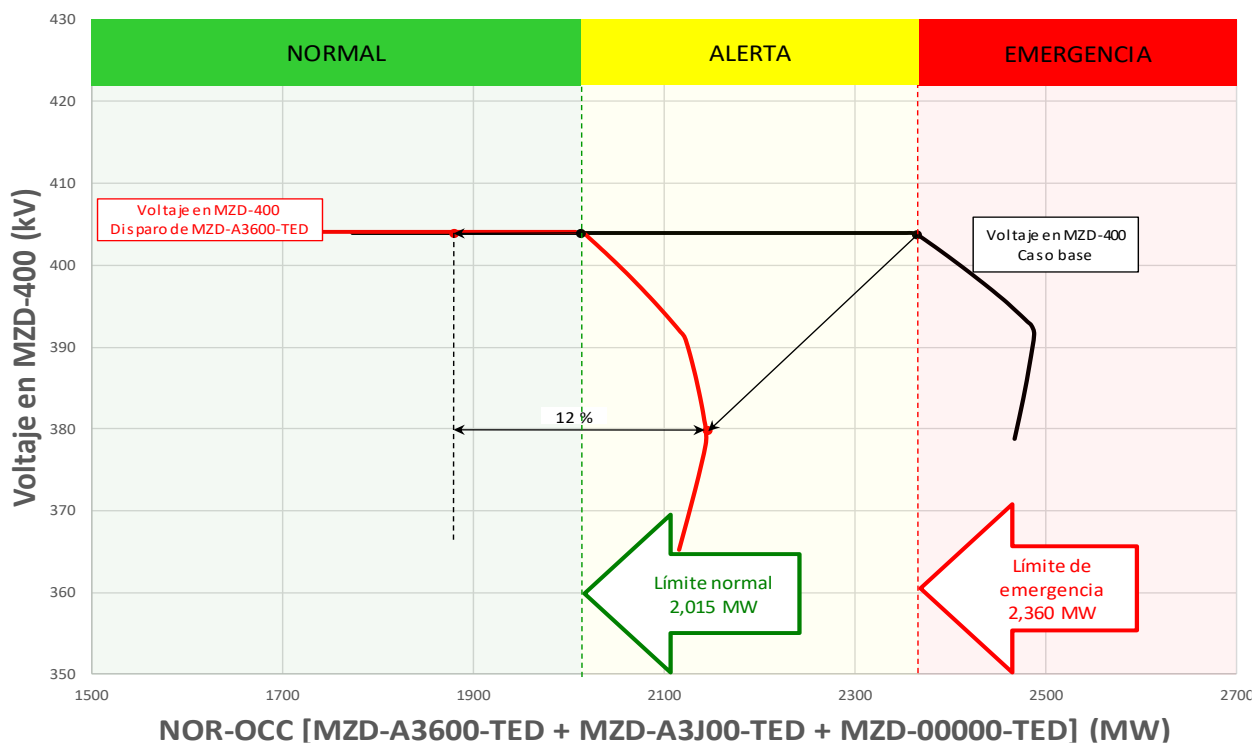


Figura 9.4.1.12. Curva P-V compuerta Mazatlán-Tepic con Alternativa 1 y con STATCOM en MZD-400 caso base 14 horas de invierno 2024



El Cuadro 9.4.1.11 muestra los límites calculados con la curva P-V para una condición de invierno a las 14 horas de 2024, sin unidades de Central Termoeléctrica José Aceves Pozos, se tiene un incremento de 447 y 547 MW

en la compuerta con respecto a la condición actual de red eléctrica con la Alternativa 2 sin/con STATCOM en MZD-400. Las Figuras 9.4.1.13 y 9.4.1.14 muestran las curvas P-V para alternativa 1 sin/con STATCOM.

Cuadro 9.4.1.11. Límite de la compuerta Mazatlán-Tepic con alternativa 2

Compuerta	Elementos	Escenario	MZD	Límite normal (MW)	Límite de emergencia (MW)	Contingencia sencilla más severa	Criterio que define	Elemento afectado
Mazatlán => Tepic	MZD-A3100-TED	2024 Día Hábil 14:00 Hrs	-	1,791	2,077	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400
	MZD-A3600-TED		Condensador Sincrono	1,866	2,173	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400
	MZD-XXXX-TED		STATCOM	1,891	2,200	Disparo de un circuito de 400 kV MZD-TED	Voltaje (380 kV)	Subestación MZD-400

Figura 9.4.1.13. Curva P-V compuerta Mazatlán-Tepic con Alternativa 2 y sin STATCOM en MZD-400 caso base 14 horas de invierno 2024

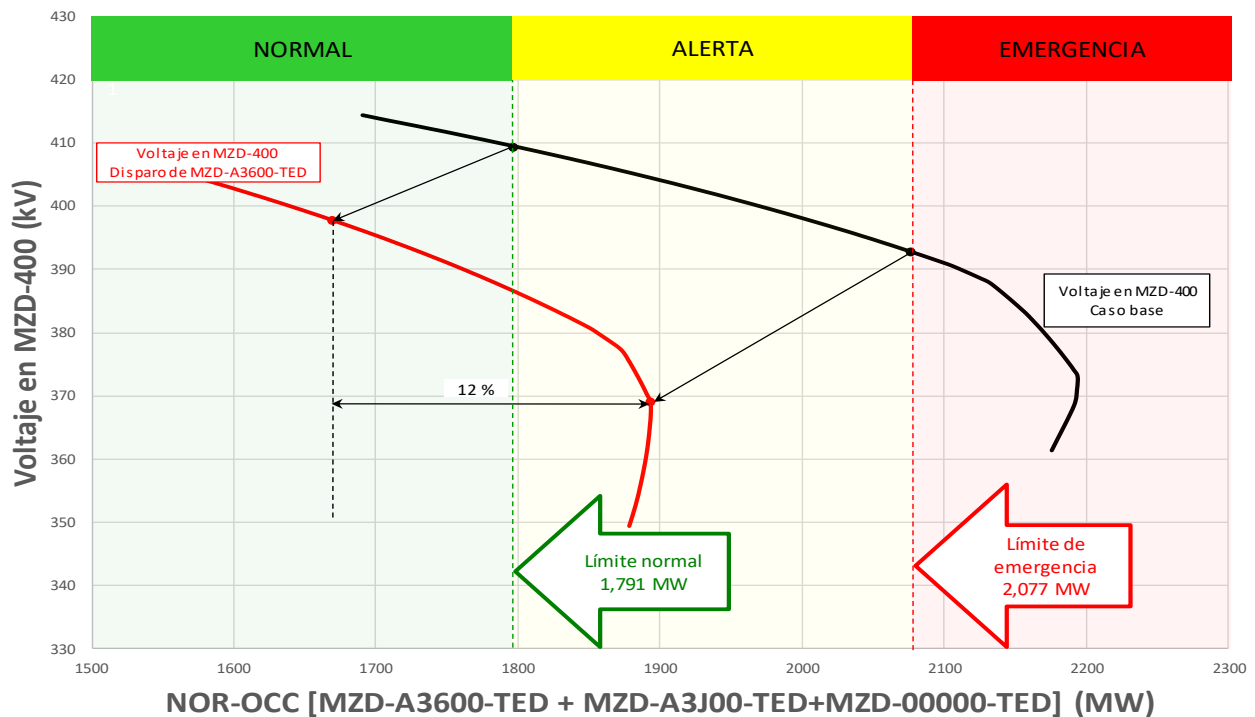
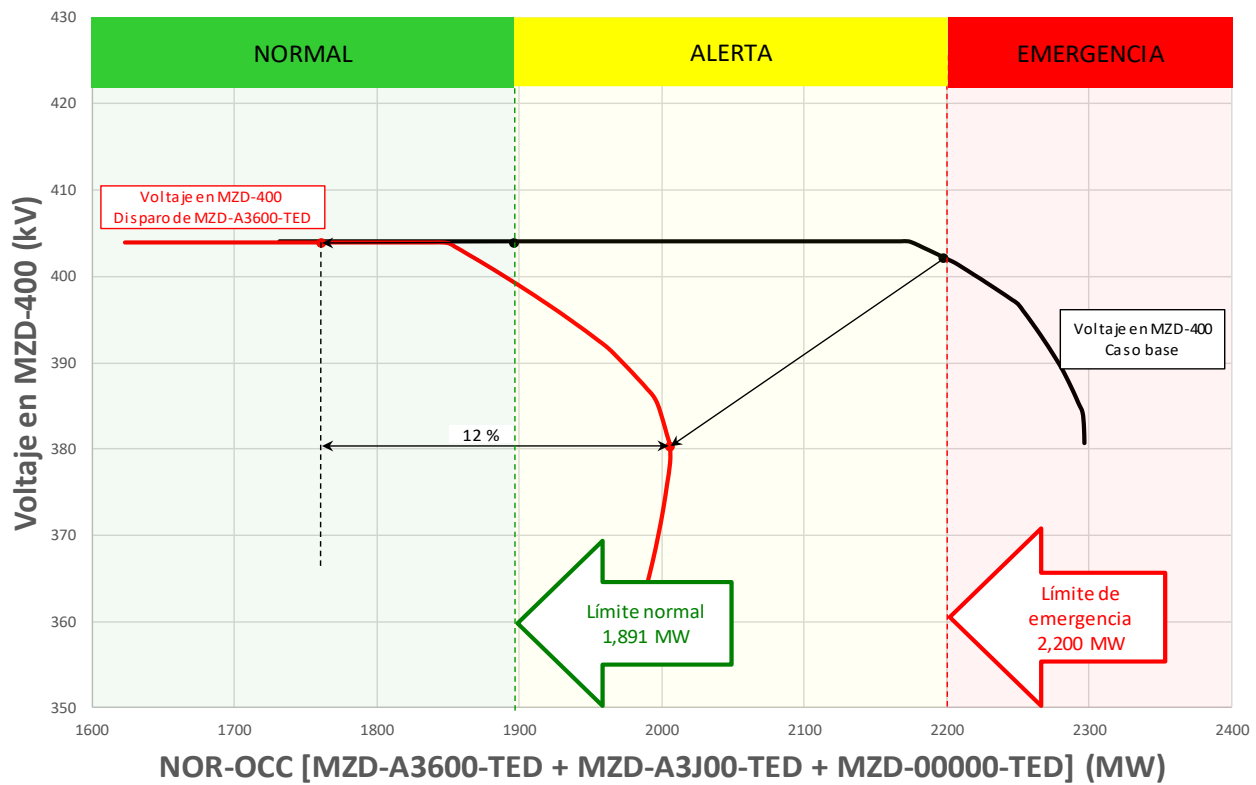


Figura 9.4.1.14. Curva P-V compuerta Mazatlán-Tepic con Alternativa 2 y con STATCOM en MZD-400 caso base 14 horas de invierno 2024



## Análisis de Contingencias en Estado Estacionario

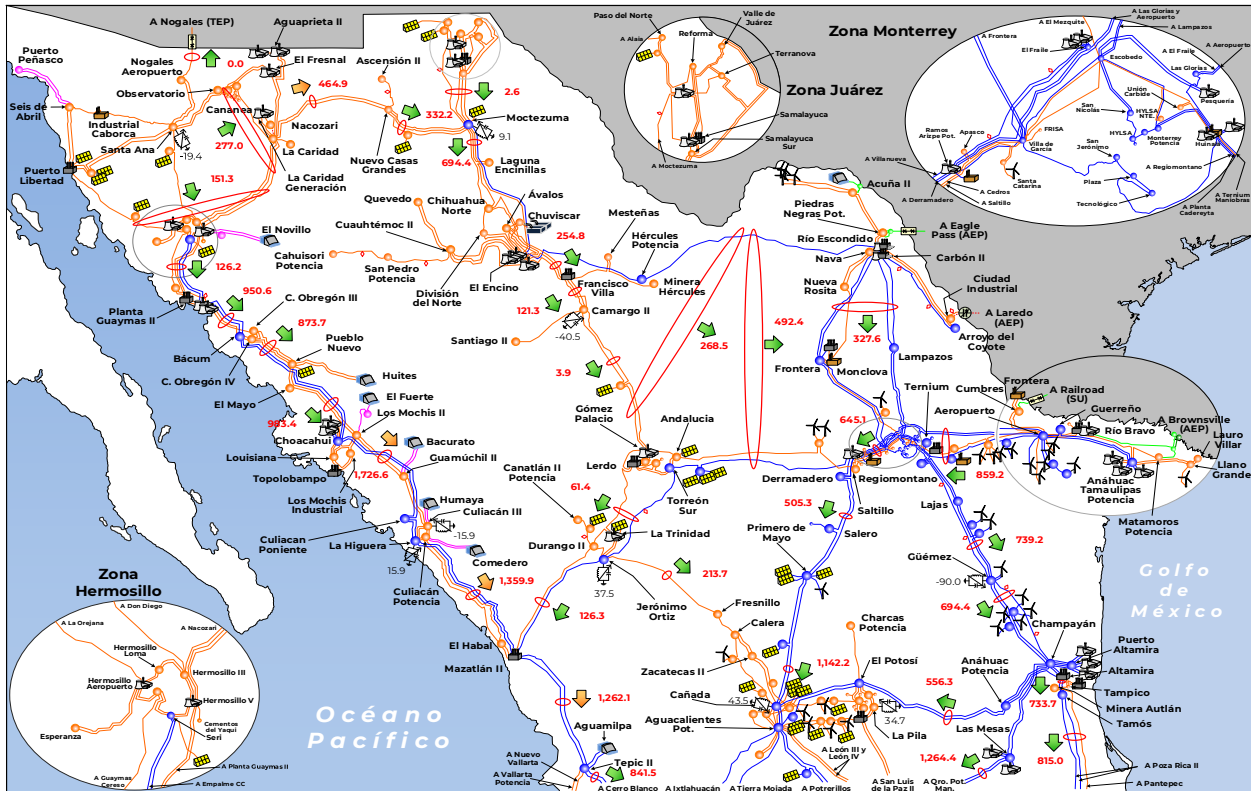
### Descripción de escenarios

Para analizar las diferentes combinaciones de la red eléctrica para ambas alternativas dada las combinaciones que se pudieran presentar con la entrada en operación de las Obras, se plantean diferentes condiciones de despacho y de flujo por las compuertas asociadas al proyecto en

los escenarios de verano e invierno. Los escenarios utilizados en las simulaciones son con flujos de potencia activa en los corredores en su límite de Estado Operativo Normal definido en las Curvas P-V. Los Casos Base ya presentan saturación en la red de la GCRNO.

La Figura 9.4.1.15 muestra las condiciones de un escenario de invierno a las 14 horas.

Figura 9.4.1.15. Red del SINTE escenario demanda invierno a las 14 hs, caso base



### Alternativa 1

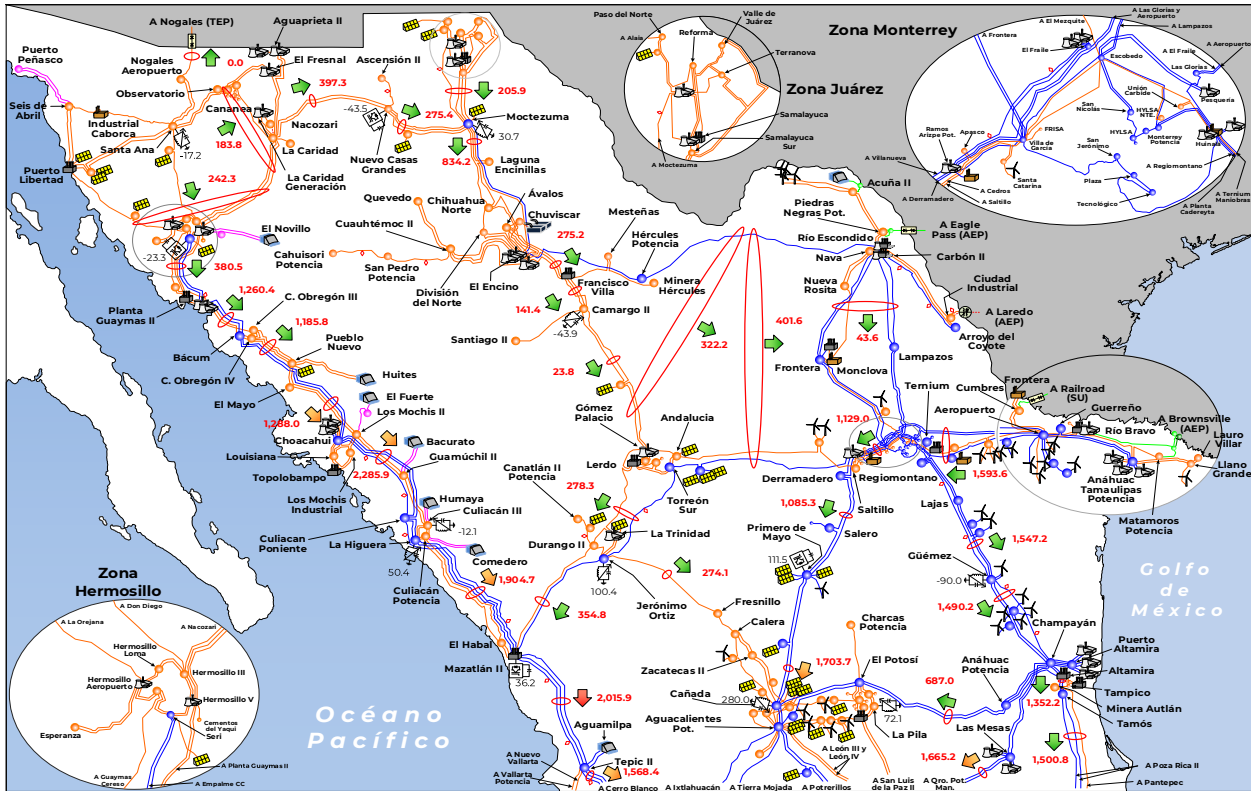
La Figura 9.4.1.16 presenta la red del SINTE para escenarios de demanda de invierno de las 14 hs con la Alternativa 1, con STATCOM en MZD-400 y PMY-400. La exportación de las GCRNO y GCRNT para la Alternativa 1 es de 3,049 MW, esto es 1,080 MW más que el caso base sin alternativas.

El flujo de potencia activa de Norte a Sur por las compuertas de flujo MZD-TED + JOM-FSO + PMY-KDA + MES-QPM +

Tamos a Poza Rica (TMO-PRD) + Anáhuac Potencia a El Potosí (ANP-EPS) es de 7,847 MW, para la condición de red actual para el caso base 1 (Figura 9.4.1.15) 5,254 MW.

La condición de la transmisión de Norte a Sur depende de los precios de combustibles y de la generación por Energía Limpia Fotovoltaica y Eólica que se presente, por lo que puede variar en un rango amplio hasta que alguna compuerta alcance su límite operativo.

Figura 9.4.1.16. Red del SINTE escenario demanda invierno 14 hs con Alternativa 1 con STATCOM MZD-400 y con PMY-400



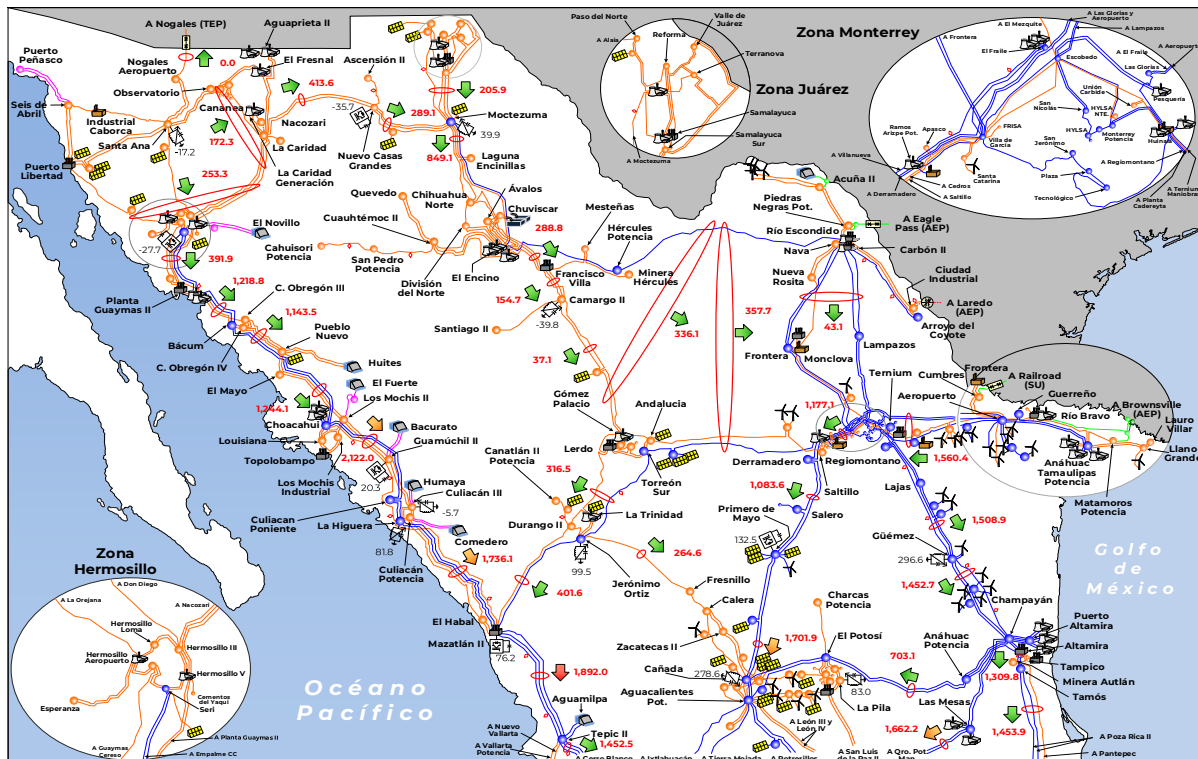
### Alternativa 2

La Figura 9.4.1.17 y presenta la red del SINTE para escenario de demanda de invierno de las 14 hs con la Alternativa 2.

Para la compuerta de PMY-KDA, la disponibilidad de las Centrales Fotovoltaicas ubicadas entre las SE PMY-400 y KDA-400 tienen efecto sobre el límite, al igual que el CEV de la SE KDA.



Figura 9.4.1.17. Red del SINTE escenario demanda invierno 14 hs con Alternativa 2 con STATCOM de MZD-400 y PMY-400



Resultado de contingencias en Estado Estacionario

Escenario de Invierno

Los Cuadros 9.4.1.12 a 9.4.1.14 se muestran los resultados de flujos de potencia activa y en los Cuadro 9.4.1.15 y 9.4.1.17 las tensiones de barras de 230 y 400 kV, del análisis de contingencia en estado estacionario para los siguientes casos de las 14 hs de invierno:

- **CB:** Caso Base sin compensación dinámica en MZD-400 (CB)

- **CB c/ST MZD:** Caso Base con STATCOM en MZD-400
- **A1 c/ST MZD-PMY:** Alternativa 1 con STATCOM en MZD-400 y PMY-400
- **A2 c/ST MZD-PMY:** Alternativa 2 con STATCOM en MZD-400 y PMY-400

Con las siguientes contingencias:

- Disparo de LT MZD-TED
- Disparo de LT HGA-MZD

De las contingencias se puede observar que con la red propuesta en las Alternativas no se presentan violaciones de los límites operativos.

Cuadro 9.4.1.12. Flujos de potencia activa para Caso Base c/s STATCOM MZD-400

Compuerta/N-1	Unidad	CB			CB c/ST MZD		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD	Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
Compuerta MZD-TED	MW	1262	1037	1200	1411	1174	1358
Compuerta CUL-MZN		1360	1316	1304	1519	1478	1465
Compuerta LMS-CUL		1727	1680	1669	1878	1833	1821
Compuerta NRI-NCG		465	514	525	504	552	564
Compuerta JOM-FSO		214	263	214	235	287	232
Compuerta NTE-NES		492	667	520	505	692	520
Compuerta PMY-KDA		1142	1224	1157	1269	1356	1278
Compuerta GUE-CPY		934	1017	945	1108	1197	1113

Cuadro 9.4.1.13. Flujos de potencia activa para Alternativa 1 c/s STATCOM MZD-400 y PMY-400

Compuerta/N-1	Unidad	A1			A1 c/ST MZD-PMY		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD	Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
Compuerta MZD-TED	MW	1917	1771	1861	2016	1886	1981
Compuerta CUL-MZN		1950	1920	1911	1905	1880	1874
Compuerta LMS-CUL		2335	2303	2294	2286	2260	2254
Compuerta NRI-NCG		469	503	512	397	426	433
Compuerta JOM-FSO		250	281	252	274	302	273
Compuerta NTE-NES		634	748	657	402	510	412
Compuerta PMY-KDA		1313	1366	1325	1704	1754	1710
Compuerta GUE-CPY		1066	1120	1075	1726	1776	1729

Cuadro 9.4.1.14. Flujos de potencia activa para Alternativa 2 c/s STATCOM MZD-400 y PMY-400

Compuerta/N-1	Unidad	A1 c/ST MZD-PMY		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
Compuerta MZD-TED	MW	1892	1773	1837
Compuerta CUL-MZN		1736	1714	1686
Compuerta LMS-CUL		2122	2098	2070
Compuerta NRI-NCG		414	440	470
Compuerta JOM-FSO		265	291	263
Compuerta NTE-NES		358	457	377
Compuerta PMY-KDA		1702	1748	1713
Compuerta GUE-CPY		1688	1734	1696

En las contingencias n-1, se observa en los Cuadros que no hay violaciones

mayores al 5% de caída de tensión en la barra de 230 kV de MZD-230.

Cuadro 9.4.1.15. Tensión en barras de 230 y 400 kV para Caso Base c/s STATCOM MZD-400

Barra/N-1	Unidad	CB			CB c/ST MZD		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD	Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
MZD-400	kV	406.8	391.4	390.4	404	404	403.7
HGA-400		408.3	405.4	402.4	405.6	406.4	401.4
TED-400		409.4	403.2	406.6	407.6	402.7	408.3
SLR-400		409.2	407.7	408.9	407.2	405.4	407
PMY-400		407.8	406.4	407.5	405.8	404.1	405.6
MFP-400		406.4	405.1	406.1	404.4	402.9	404.3
KDA-400		406.3	406.3	406.3	406.3	406.3	406.3
LAJ-400		414.4	413.9	414.3	413.5	413	413.5
GUE-400		408.6	408.4	408.4	408.4	408.4	408.4
CPY-400		408.8	408.4	408.7	407.9	407.5	407.9
JOM-230		232.3	232.3	232.3	233.4	233.4	233.4
FSO-230		231	227.7	230.9	230	226	230.2
MZD-230		234	226.6	<b>223.6</b>	233.3	233.5	230.4
GMD-230		235.1	235.3	235	233.3	233.8	233.3

Cuadro 9.4.1.16. Tensión en barras de 230 y 400 kV para Alternativa 1 c/s STATCOM MZD-400 y PMY-400

Barra/N-1	Unidad	A1			A1 c/ST MZD-PMY		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD	Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
MZD-400	kV	405.9	391.5	392.2	404	404	404
HGA-400		403.7	399.9	396.9	403.8	404.2	400.2
TED-400		407	399.3	403.5	404.2	399.2	404.8
SLR-400		406.7	405.5	406.4	404.6	404.1	404.6
PMY-400		405.3	404.2	405	404	404	404
MFP-400		403.1	402.1	402.9	397.6	396.6	397.5
KDA-400		404.7	404.7	404.7	402	401.1	402
LAJ-400		413.6	413.3	413.5	410.6	409.9	410.5
GUE-400		407.8	407.8	407.8	408.2	407.8	408.1
CPY-400		406.8	406.5	406.7	407.8	407.4	407.8
JOM-230		233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4
FSO-230		228.6	226.1	228.5	225.7	<b>222.8</b>	225.8
MZD-230		235.8	228.8	227.5	234.8	235	233.5
GMD-230		233	233	232.7	233.3	233.6	233.2

Cuadro 9.4.1.17. Tensión en barras de 230 y 400 kV para Alternativa 2 c/s STATCOM MZD-400 y PMY-400

Barra/N-1	Unidad	A2 c/ST MZD-PMY		
		Red Completa	LT MZD-TED	LT HGA-MZD
MZD-400	kV	404	403.8	403
HGA-400		402.5	402.9	398.5
TED-400		406.3	401.9	406.8
SLR-400		403.8	403.3	403.6
PMY-400		404	404	404
MFP-400		397.6	396.7	397.5
KDA-400		402	401.2	402
LAJ-400		409.5	408.7	409.4
GUE-400		407.8	406.9	407.8
CPY-400		402.7	402.2	402.7
JOM-230		233.4	233.4	233.4
FSO-230		226.5	223.9	226.6
MZD-230		236.4	236.6	232.6
GMD-230		233.4	233.4	233.4

De las contingencias presentadas en escenarios de invierno con alta transmisión, la red propuesta en condiciones de Estado Operativo Normal soporta las contingencias n-1 del disparo de línea de transmisión.

Con simulaciones en estado estacionario se concluye que para incrementar la transmisión de Norte-Sur y mantener la Confiabilidad, se requiere que los STATCOM de MZD-400 y PMY-400 se incorporen a la RNT de forma simultánea.

#### Estudio de Confiabilidad Enlaces Norte-Sur del Sistema Interconectado Nacional (Valoración del riesgo)

Los enlaces Norte – Sur del SIN son de gran importancia para la diversificación de los recursos energéticos y cumplir con la condición generación – demanda. El norte del país tiene gran disponibilidad de recursos energéticos, como gas natural, irradiación y viento. Para el estudio se definen las siguientes líneas de transmisión que forman los corredores de transmisión de Norte – Sur:

- 2 LT 400 kV Mazatlán II – Tepic II
- 1 LT 230 kV Jerónimo Ortiz Martínez – Fresnillo Potencia
- 1 LT 400 kV Primero de Mayo – Cañada
- 1 LT 400 kV Primero de Mayo – Maniobras Fotovoltaico Potosí – Cañada
- 2 LT 400 kV Anáhuac Potencia – El Potosí
- 2 LT 400 kV Las Mesas – Querétaro Potencia.
- 2 LT 400 kV Tamos – Poza Rica II.

Aun cuando están definidas las trayectorias de cada las líneas de transmisión arriba mencionados, existen otras líneas de transmisión en serie que impactan en la Confiabilidad y que se consideró en el análisis estadístico, las cuales se indican a continuación:

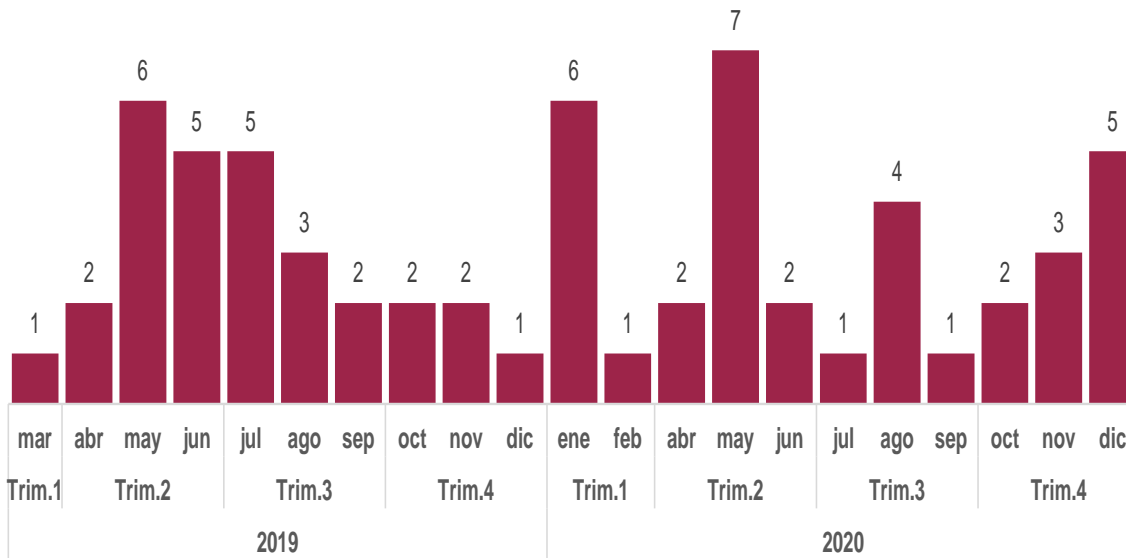
- NOROESTE: Tepic II – Cerro Blanco; La Higuera – Mazatlán II.
- NORESTE: Champayán – Tres Mesas; Güémez – Champayán; Güémez – LLC; Huinalá – Lajas; Lajas – Güémez; Ramos Arizpe – El Salero.

Los principales conceptos incluidos en este estudio se listan como:

- Tasas de salidas forzadas para las líneas de transmisión estimadas de información registrada, y su representación como “generadores equivalentes”, La idea es con el fin de extender conceptos y herramientas de los análisis usados en configuraciones de generación.
- La capacidad disponible por las líneas de transmisión se asigna como capacidad a los “generadores equivalentes”.
- Se construyen Tablas de Probabilidad para el conjunto de estados (fuera o en servicio) de cada una de las líneas de transmisión representadas. Lo anterior para periodos mayo-octubre y noviembre-abril.
- Se lleva a cabo una convolución con la “curva de duración de los enlaces” usando la Tabla de Probabilidad que contiene los estados de los “generadores” contra la capacidad requerida a suministrar mediante los enlaces. El objetivo es calcular el valor esperado de pérdida de carga, expresado en días/año, tomando como referencia los requerimientos de Confiabilidad publicados por la SENER.
- Se construyen gráficas de Confiabilidad vs transferencia máxima requerida, con la finalidad de ilustrar el comportamiento del indicador de Confiabilidad y las posibles causas de su deterioro. Se asocia el deterioro del indicador con el riesgo de no satisfacer adecuadamente la demanda requerida.
- En los resultados gráficos se trata de identificar causas y consecuencias del deterioro de la Confiabilidad, y al mismo tiempo identificar acciones que permitirán un mejor indicador y, por tanto, un menor riesgo a no cumplir con objetivos fundamentales del sistema eléctrico como lo es el suministro continuo de la demanda.
- Con las gráficas construidas se puede visualizar gráficamente la mejora en la Confiabilidad al mejorar, cuando sea posible, las tasas salidas forzadas de líneas de transmisión, pero también el deterioro en la Confiabilidad al tener fuera, por una eventualidad de mayor duración algún elemento de transmisión.

La Figura 9.4.1.18 muestra la distribución de las fallas en las líneas de transmisión asociadas a los corredores de transmisión de Norte-Sur.

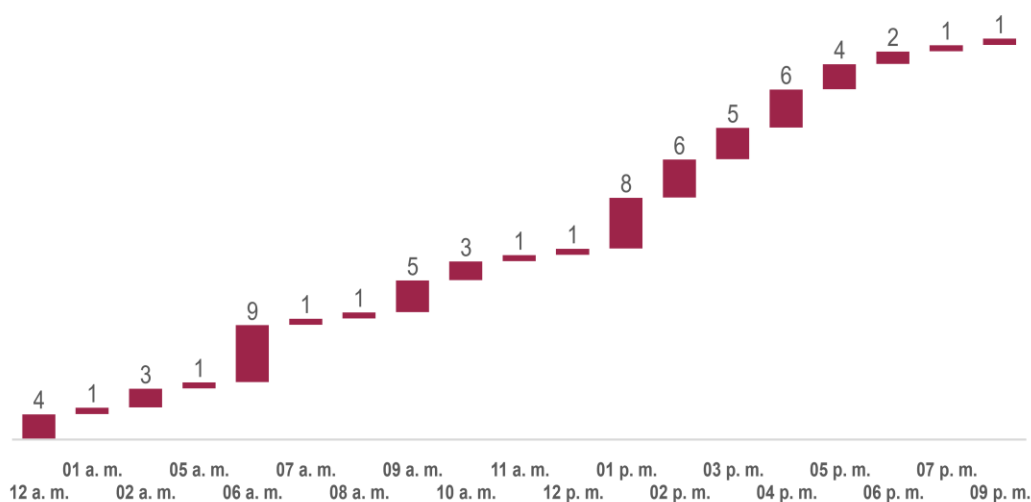
Figura 9.4.1.18. Número de fallas de los enlaces Norte – Sur en 2019 y 2020



La mayoría de las fallas se presentan en el segundo (38%) y tercer trimestre (25%), respectivamente. Esto significa que el 63% de las fallas caen dentro del periodo de primavera – verano, cuando se presentan las mayores temperaturas,

y se tienen los escenarios de demanda máxima del SIN, sobre todo en el norte del país. La Figura 9.4.1.19 muestra las horas del día en las cuales se presentaron cada una de las fallas en 2019 y 2020.

Figura 9.4.1.19. Hora del día en las cuales se presentaron las fallas en 2019 y 2020



El 46% de las fallas se presentan entre la 1pm y 6pm, periodos con las máximas temperaturas. Existe otro periodo interesante entre las 7am – 10am

cuando la generación fotovoltaica va entrando en operación al sistema, las cuales representan el 25% de las fallas.

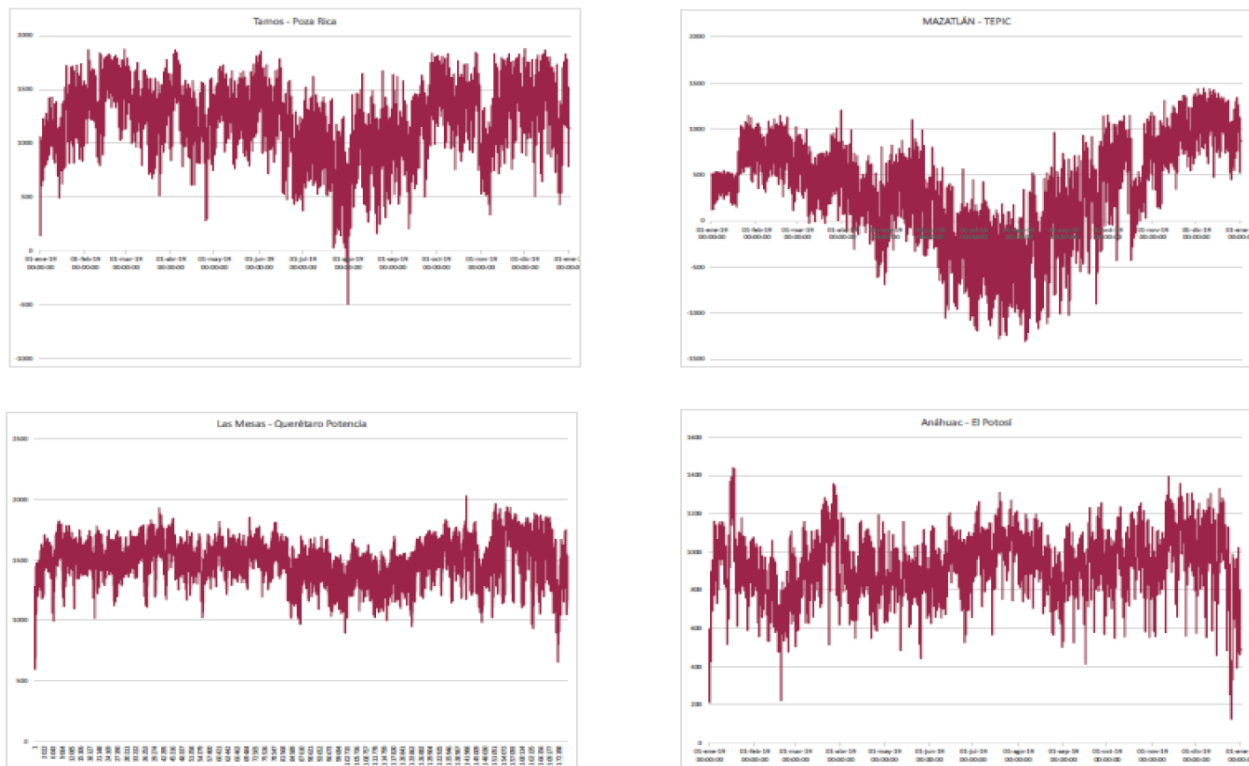
Sin embargo, ¿qué impacto tiene que las líneas de transmisión de los enlaces Norte – Sur presenten estos indicadores de Confiabilidad? A continuación, se presenta una metodología para valorar el riesgo de falla considerando estos indicadores de Confiabilidad.

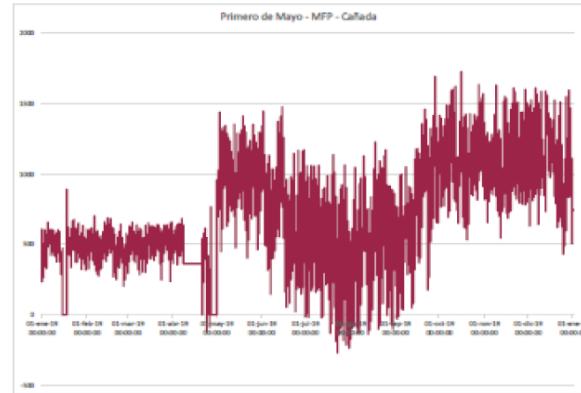
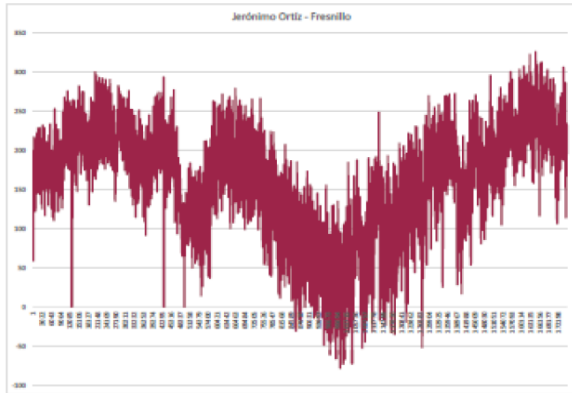
Comportamiento de los flujos de potencia de los enlaces Norte – Sur en 2019.

En la Figura 9.4.1.20 se observa que los flujos de potencia en 2019 de los enlaces

Las Mesas – Querétaro Potencia y Anáhuac – El Potosí, fueron siempre en este sentido. En el resto de los enlaces, en el periodo de mayo a octubre, los flujos son menores, e incluso, negativos; lo cual indica que, en muchas ocasiones, el flujo de potencia se revierte, siendo de Sur a Norte; Además, de acuerdo con la estadística de falla de estas líneas de transmisión, se observa que el mayor número de salidas se presenta en ese mismo periodo.

Figura 9.4.1.20. Comportamiento de las Líneas de Transmisión en 2019 que conforman el enlace Norte – Sur





La Figura 9.4.1.21 muestra la serie de tiempo del flujo de potencia activa total por las líneas de transmisión Norte a Sur para el 2020.

La Figura 9.4.1.22 muestra el histograma donde se identifica una característica cercana a la distribución normal  $N(\mu, \sigma^2)$ , y la Figura 9.4.1.23 muestra la curva de duración de transferencia Norte a Sur.

Con estas curvas permiten estimar características de Confiabilidad como la Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) la pérdida de carga esperada (LOLE), energía no suministrada (ENS), Energía Esperada No Suministrada (LOEE) y el costo de la ENS, al combinarse la Tabla de Probabilidad de estados (fuera o en servicio), para las líneas de transmisión y la característica de la transferencia de potencia Norte-Sur por los enlaces estudiados.

Figura 9.4.1.21. Serie de tiempo de las transferencias de potencia activa Norte-Sur 2020

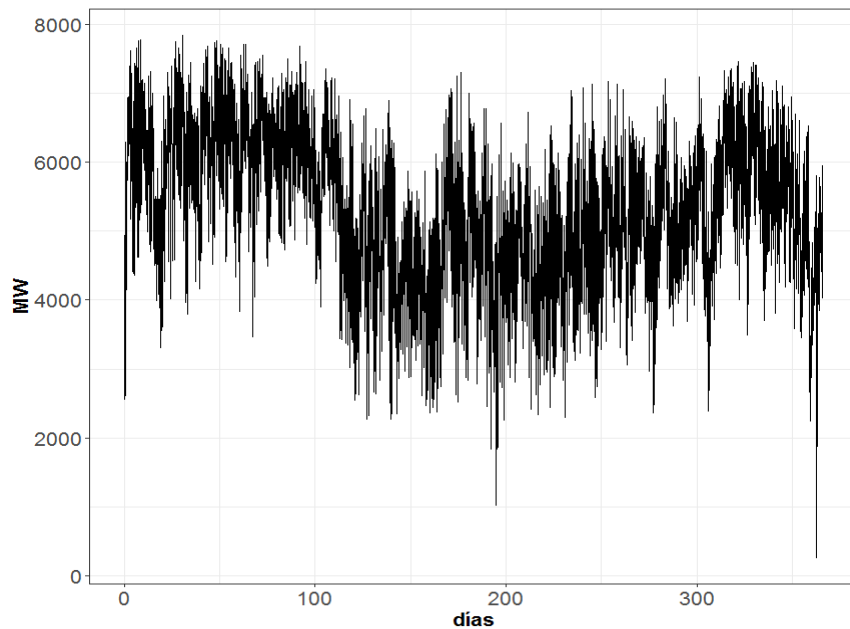




Figura 9.4.1.22. Histograma de las transferencias de potencia activa Norte-Sur 2020

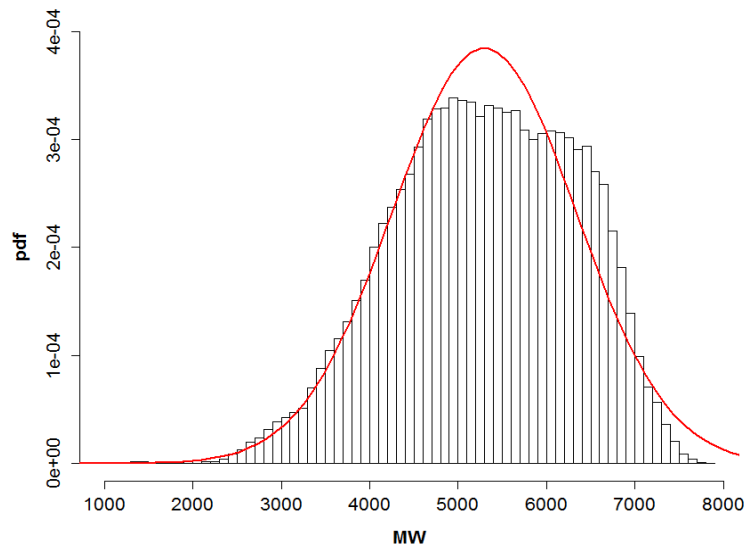
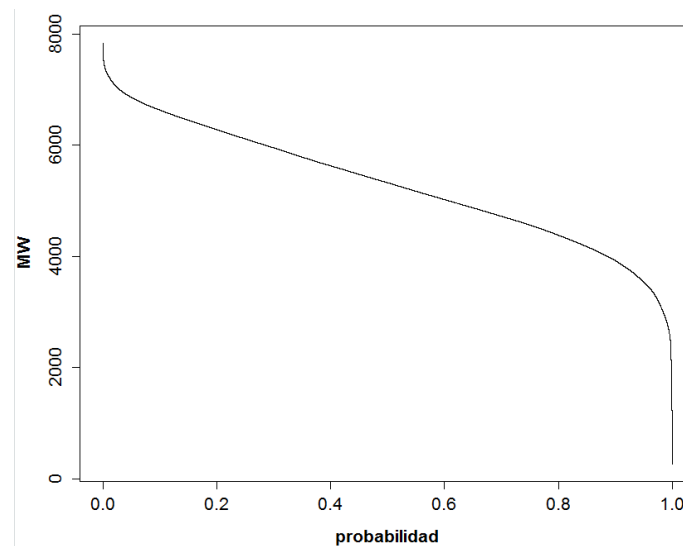


Figura 9.4.1.23. Curva de “Duración de transferencia” para los valores registrados en la serie de tiempo de la Figura 9.4.1.32



Los valores calculados para la serie de transferencia total por los enlaces Norte-Sur en el año 2020, Figura 9.4.1.21, permiten proponer un análisis que determine la probabilidad de no suministrar los valores requeridos de transferencia debido a salidas fortuitas de líneas de transmisión que conforman los enlaces considerando la duración esperada.

- Mínimo: 261.02 MW
- Máximo: 7,842.75 MW
- Media: 5,295.86 MW
- Desviación Estándar: 1,037.20 MW

En los registros se observan comportamientos estacionales distintos para los meses de mayo a octubre y para los meses noviembre a abril, por lo cual se decide separar los datos anuales en esos dos períodos. Además de la

transferencia por los enlaces, los registros de salidas fortuitas para cada una de las líneas en los enlaces tienen valores diferentes en los dos periodos descritos. Esta característica se refleja en las tasas de salidas forzadas (FOR) y permite separar la estimación del riesgo de no suministrar la transferencia requerida para cada periodo. El ejercicio de evaluación estima el deterioro de la Confiabilidad ante:

- Crecimiento en los valores de intercambio requerido en escenarios futuros.
- Incremento en valores para la tasa de salida forzada de las líneas, sea por deterioro o por condiciones estacionales en el medio ambiente.
- La salida de mediano-largo plazo de alguna de las líneas que forma parte de los enlaces Norte-Sur.
- Cómo se mejora la confiabilidad y que valores máximos de transferencia se pueden manejar al contar con una línea adicional a las 11 existentes en el estudio.

Los datos registrados permiten separar el comportamiento de la transmisión Norte-Sur y con la historia de fallas se estiman las tasas de salida forzada,

observando valores diferentes para los meses de mayo - octubre (184 días) y noviembre - abril (182 días).

Tabla de probabilidad de los enlaces y la Curva de “Duración de Transmisión”.

Con la información de salidas forzadas de los elementos y su capacidad disponible se construye una tabla de probabilidad. Se consideran los límites de transmisión establecidos en escenarios operativos y de planeación del CENACE, como la capacidad disponible en la representación. El número de estados posibles es  $2^{11} = 2,048$ , pero la probabilidad de ocupar un estado es muy pequeña para varios de ellos, con lo cual se hace manejable la información.

#### Caso I: Mayo - octubre 2019 y 2020

En el Cuadro 9.4.1.18 se listan las tasas de salidas forzadas (FOR) y la capacidad en para mayo-octubre de 2019 y 2020 las cuales se usan para formar la Tabla de Probabilidad de los estados (línea en servicio o línea fuera), conocer la capacidad de transmisión disponible y la probabilidad de estar en cada uno de estos estados. Para este periodo (mayo - octubre) el total de días es 184.

**Cuadro 9.4.1.18. Tasa de salidas forzadas mayo-octubre 2019 y 2020**

Unidad	Capacidad (MW)	mayo-octubre 2019		mayo-octubre 2020	
		FOR	1-FOR	FOR	1-FOR
1	625	0.00098	0.99902	0.00084	0.99916
2	625	0.00098	0.99902	0.000508	0.999492
3	675	0.00039	0.99961	0.00991	0.99009
4	675	0.00043	0.99957	0.02862	0.97138
5	910	0.00797	0.99203	0.01279	0.98721
6	910	0.00401	0.99599	0.01279	0.98721
7	700	0.00799	0.99201	0.02093	0.97907
8	700	0.00797	0.99203	0.02088	0.97912
9	275	0.00002	0.99998	0.00001	0.99999
10	680	0.00001	0.99999	0.00001	0.99999
11	800	0.00025	0.99975	0.00012	0.99988

Número de unidades = 11  
Capacidad Total = 7,575.00 MW

El Cuadro 9.4.1.19 muestra los resultados del cambio en el indicador LOLP a medida que se incrementa el valor

máximo requerido para el intercambio Norte-Sur.

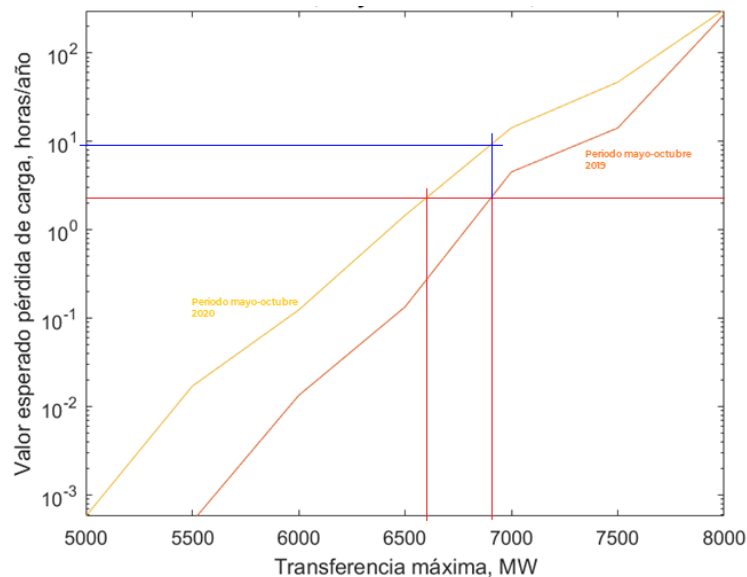
**9.4.1.19. Probabilidad de Pérdida de Carga y Energía Esperada No Suministrada mayo-octubre 2019 y 2020**

Año	D <sub>máx.</sub> (MW)	D <sub>mín.</sub> (MW)	LOLP (días/año)	LOLP (horas/año)	LOEE (MWh)	LOEE (US\$)
2019	5000	500	-	0.0000040	0.00090	2.34
	5500	550	0.0000210	0.0005030	0.08350	217.05
	6000	600	0.0005600	0.0134310	1.41650	3,683.02
	6500	650	0.0056160	0.1347770	35.45650	92,187.01
	7000	700	0.1886800	4.5283240	682.04850	1,773,326.13
	7500	750	0.5933690	14.2408610	5,253.02240	13,657,858.17
	8000	800	11.4760950	275.4262880	67,643.35530	175,872,723.76
2020	5000	500	0.0000240	0.0005800	0.14270	370.91
	5500	550	0.0007130	0.0171180	2.76920	7,199.86
	6000	600	0.0051780	0.1242750	25.08730	65,227.11
	6500	650	0.0609420	1.4625990	365.57530	950,495.72
	7000	700	0.5955050	14.2921290	2,663.74410	6,925,734.72
	7500	750	1.9569450	46.9666900	17,562.48770	45,662,467.95
	8000	800	12.8927930	309.4270350	96,059.34170	249,754,288.53

La Figura 9.4.1.24 muestra la comparación de los resultados ente 2019 y 2020 en el periodo comprendido de mayo-octubre- En caso de que los elementos tengan mayores tasas FOR, el indicador de Confiabilidad incrementa su valor a rangos no adecuados, esto significara un valor esperado del tiempo con ENS. Con el deterioro del indicador de Confiabilidad, con un mayor FOR, crece el riesgo de no

satisfacer la transferencia de energía eléctrica entre Norte-Sur. Para este periodo de mayo-octubre, el cambio de 2.4 horas/año a un valor de 9.2 horas/año para una transmisión de 6,910 MW del mismo periodo de 2019 a 2020. Si se quiere mantener un valor esperado de pérdida de carga de 2.4 horas/año, de 2019 a 2020 se reduce 305 MW (4.41 %) la capacidad de transmisión.

**Figura 9.4.1.24. Confiabilidad de los enlaces Norte-Sur en días/año, considerando 11 elementos que forman los enlaces, mayo-octubre de 2019 y 2020**



## Simulaciones de Estabilidad Transitoria

Para las simulaciones de estabilidad transitoria se realizaron diversas contingencias sencillos y dobles para los diferentes escenarios y alternativas de solución, se presenta únicamente la siguiente contingencia y se considera el proyecto con la alternativa 1:

- Disparo de una LT MZD-TED con falla trifásica y liberación en 80 ms.

Los escenarios son:

- Caso Base c/s STATCOM MZD.
- Alternativa 1 c/s STATCOM MZD y PMY
- Alternativa 2 c/s STATCOM MZD y PMY

## Disparo de LT MZD-TED en 400 kV caso base 14 hs

La Figura 9.4.1.25 muestra el comportamiento en la barra MZD-400 ante la falla trifásica y liberación con el disparo de una LT MZD-TED. Se observa que la tensión se amortigua y se recupera a un valor mayor con el STATCOM que con el Condensador Síncrono.

La Figura 9.4.1.26 muestra los flujos de potencia activa de las compuertas CUL-MZN y MZD-TED, ante la falla trifásica y disparo de una LT MZD-TED, con el STATCOM en MZD-400 s se observa un mejor amortiguamiento con respecto al Condensador Síncrono.

Figura 9.4.1.25. Tensión en kV en MZD-400 ante falla trifásica y liberación con el disparo de LT- MZD-TED

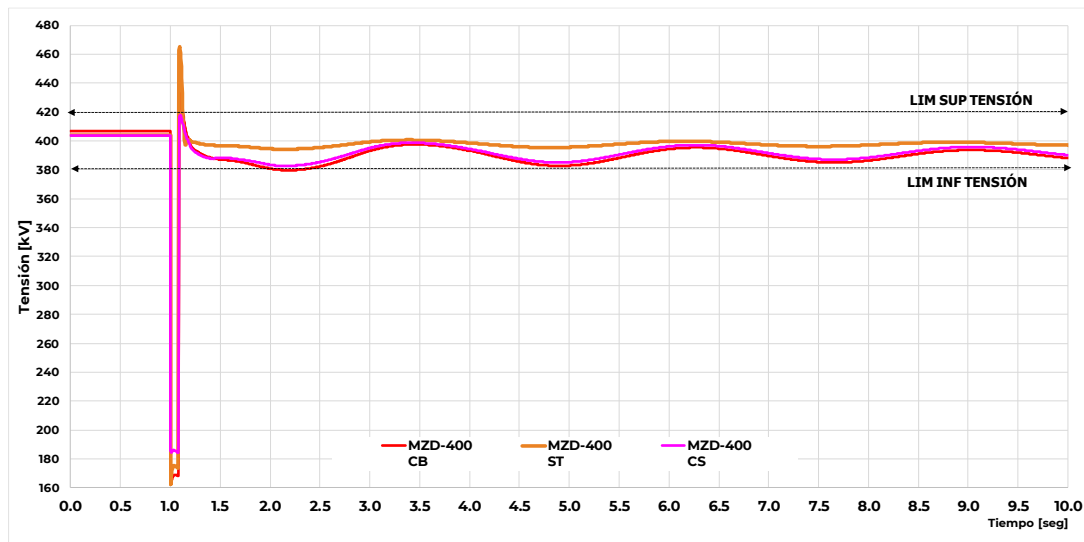
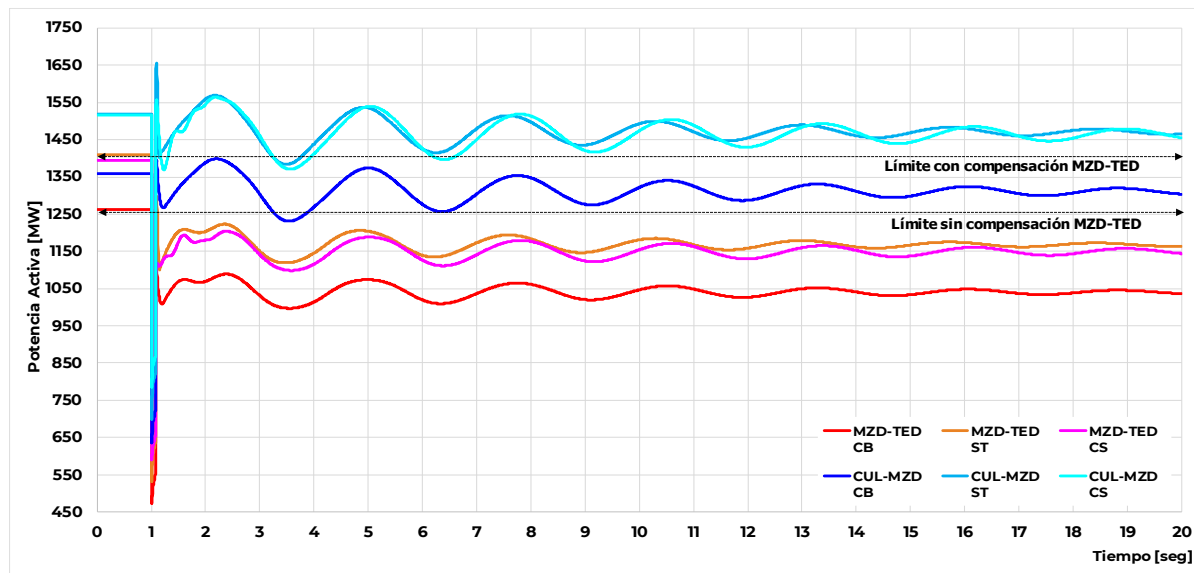


Figura 9.4.1.26. Flujo de potencia activa de las compuertas de flujo CUL-MZN y MZD-TED ante falla trifásica y liberación con el disparo de LT- MZD-TED

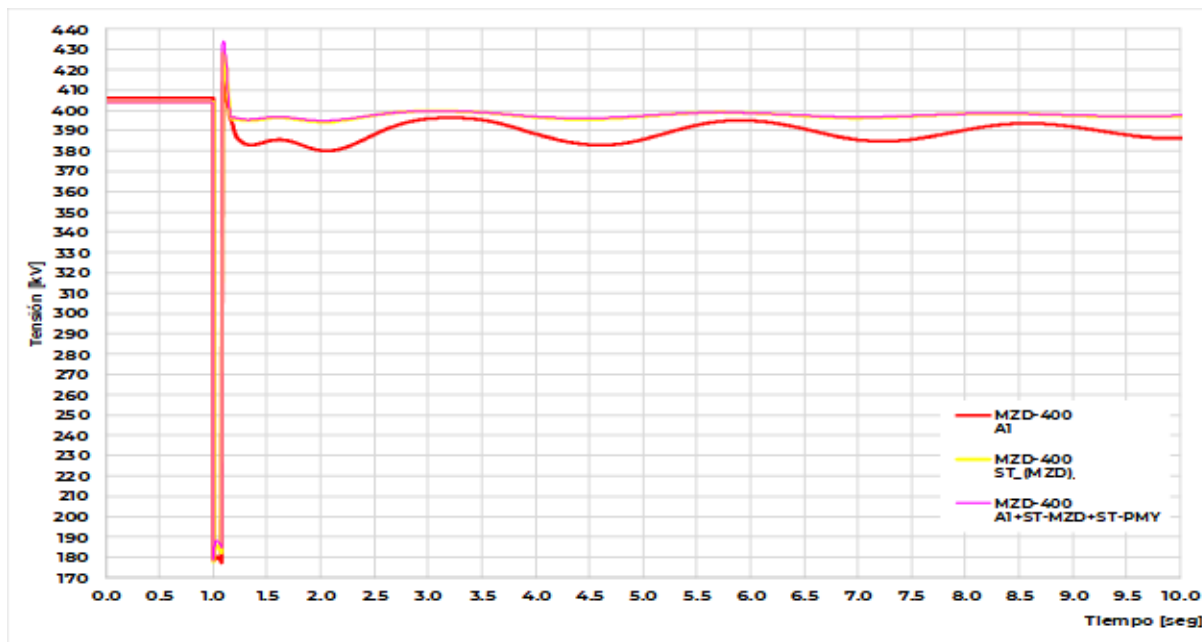


Disparo de LT MZD-TED en 400 kV Alternativa 1

Para la Alternativa 1 se aplica la misma contingencia trifásica en la barra MZD-400, la Figura 9.4.1.27 muestra la tensión en la barra MZD-400, se puede observar

una respuesta más amortiguada y con tensiones post-disturbio cercanas al nominal con el STATCOM en servicio. El flujo pre-disturbio para la Alternativa 1 son con compensación dinámica en MZD-400 es de 1,917 MW y con el STATCOM de 2,015 MW.

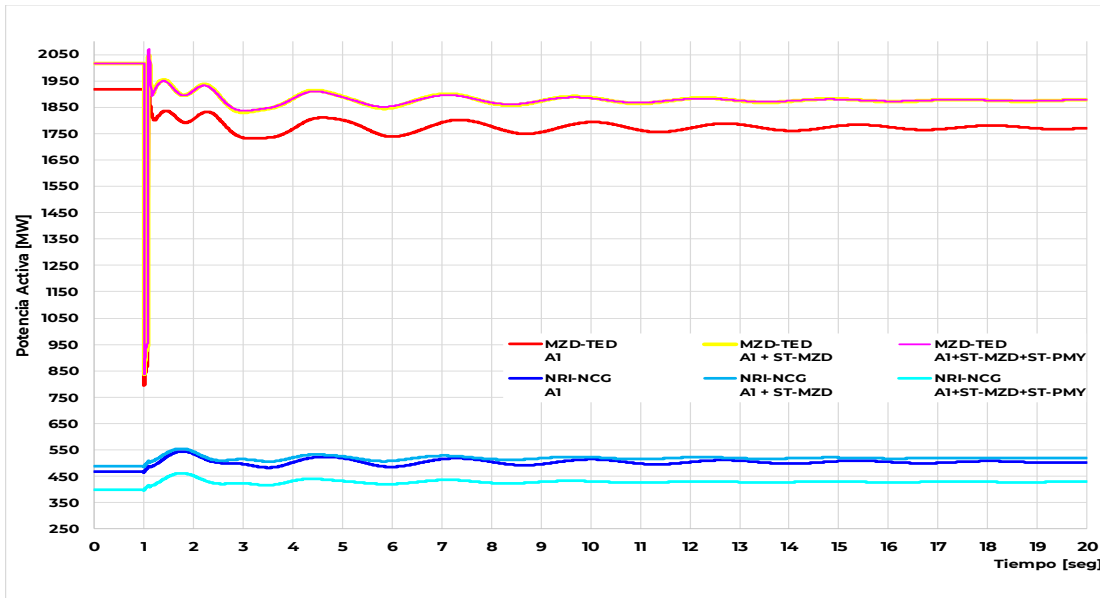
Figura 9.4.1.27. Tensión en kV en MZD-400 ante falla trifásica y liberación con el disparo de LT- MZD-TED, Alternativa 1



La Figura 9.4.1.28 muestra el flujo por las compuertas de flujo MZD-TED y NRI-NCG, se observa que ante la pérdida de un elemento de la compuerta MZD-

TED, se incrementa el flujo por NRI-NCG. El escenario con el STATCOM presenta un mejor amortiguamiento aún con una transmisión pre-disturbio mayor.

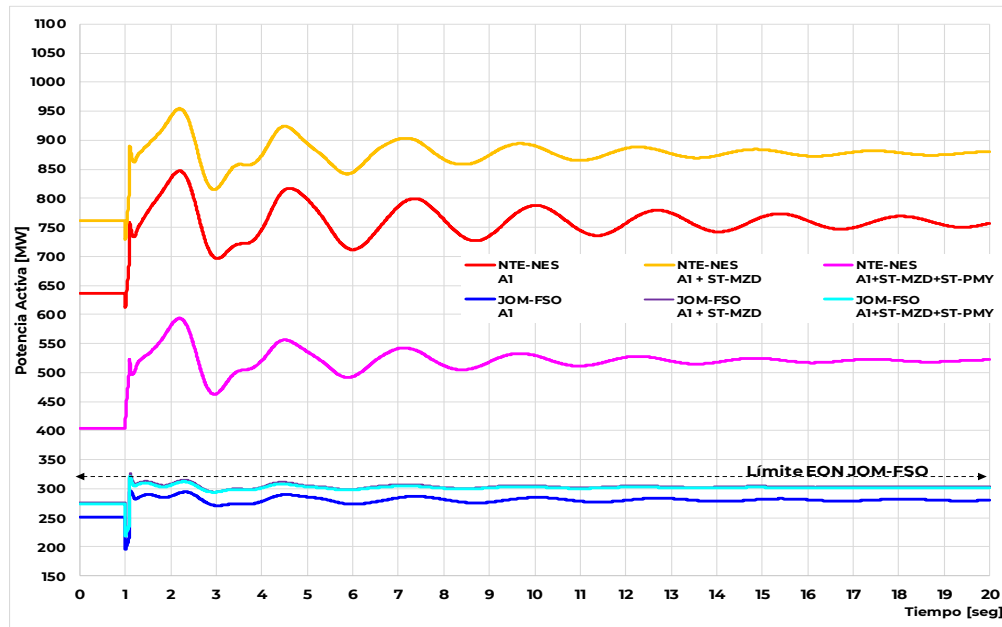
Figura 9.4.1.28 Flujo de potencia activa de compuertas de interconexión de la GCRNO ante falla trifásica en MZD-400 y liberación con disparo de LT MZD-TED, Alternativa 1



La Figura 9.4.1.29 muestra el comportamiento de las compuertas de flujo de la GCRNT que exporta energía eléctrica hacia el noreste y occidente, se puede observar que en el caso con la compuerta NTE-NES en su límite operativo ante el disparo de una LT de

MZD-TED con flujo pre-disturbio de MZD-TED de 2,015 MW, este se incrementa hasta los 880 MW, la compuerta de JOM-FSO no se sobrecarga ante la pérdida de la LT de MZD-TED.

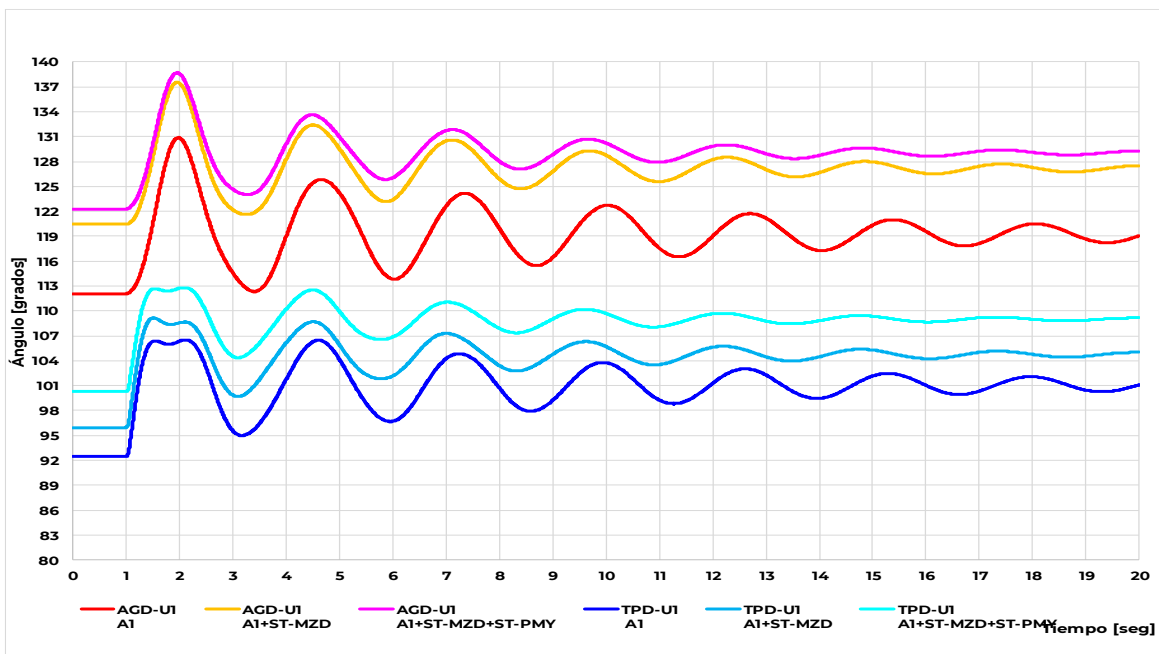
Figura 9.4.1.29. Flujo de potencia activa de compuertas de interconexión de la GCRNT ante falla trifásica en MZD-400 y liberación con disparo de LT MZD-TED, Alternativa 1



La Figura 9.4.1.30 muestra la apertura angular de las unidades de las Centrales de Ciclo Combinado Aguaprieta U1 (AGD-U1) y Topolobampo Dos U2 (TPD-U1) con respecto a una unidad de Ciclo

Combinado Tula en la GCRCE, se puede observar que aún con una transferencia mayor de potencia activa a través de la GCRNO, el STATCOM mejora el amortiguamiento.

Figura 9.4.1.30. Apertura angular unidades de la GCRNO ante falla trifásica en MZD-400 y liberación con disparo de LT MZD-TED, Alternativa 1



Análisis de pequeña señal con/sin STATCOM de SE Seri y Nuevo Casas Grandes

Para analizar el comportamiento de la red eléctrica de la GCRNO con/sin los STATCOM propuestos para las SE SER y NCG, se realizaron las siguientes consideraciones.

Se analizan las contingencias siguientes:

- Disparo de una línea de transmisión entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes para escenarios de invierno 14 hs y verano demanda máxima 16 hs con falla trifásica y liberación en 200 ms.
- Disparo de una línea de transmisión entre las SE Empalme II y Bácum en 400 kV para escenarios de invierno 14 hs y verano demanda máxima 16 hs.
- Disparo de las dos líneas de transmisión entre las SE Ixtepec Potencia y Juile en 400 kV para escenarios de invierno 14 hs

Se consideran los siguientes estados de los STATCOM:

- STATCOM de NCG y SER fuera/dentro de servicio.

Se realizan simulaciones de estabilidad transitoria y análisis de Prony a señales de tensión.

Disparo de LT NRI-NCG liberación de falla en 200ms

La Figura 9.4.1.31 muestra la tensión en la barra de 230 kV en NCG-230 para el escenario de demanda máxima de verano a las 16 hs, para el Caso Base, Alternativa 1 y Alternativa 2 con/sin el STATCOM de NCG. Se presenta un mejor amortiguamiento para los casos con el STATCOM.

La Figura 9.4.1.32 muestra la tensión en la barra de 230 kV en MZD-230 para el escenario de demanda máxima de verano a las 16 hs, para el Caso Base, Alternativa 1 y Alternativa 2 con/sin el STATCOM de NCG. Se presenta un mejor amortiguamiento para los casos con el STATCOM.

Figura 9.4.1.31. Tensión en NCG-230 para escenario de verano demanda máxima 16 hs

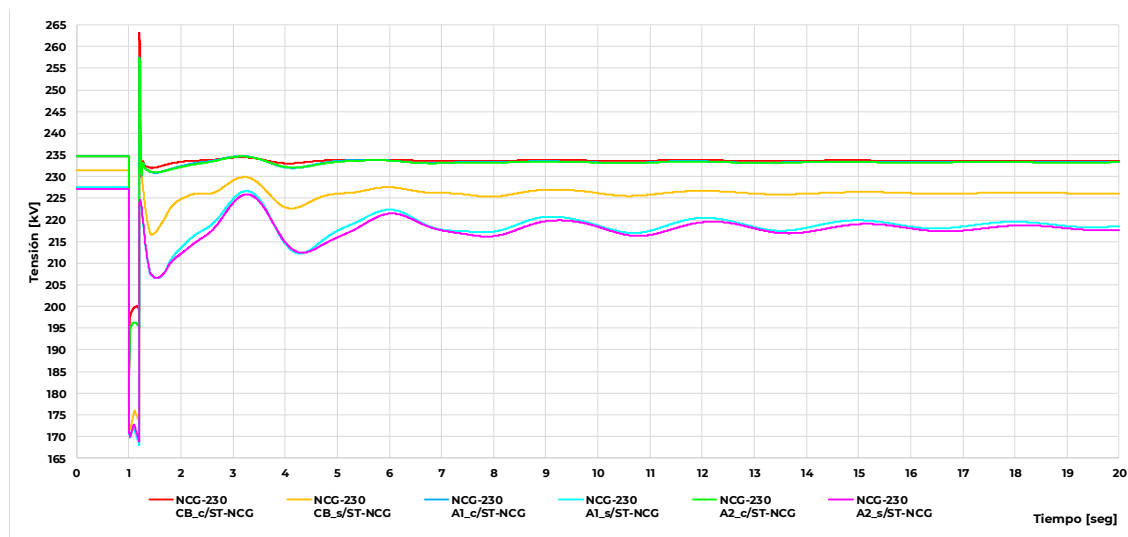
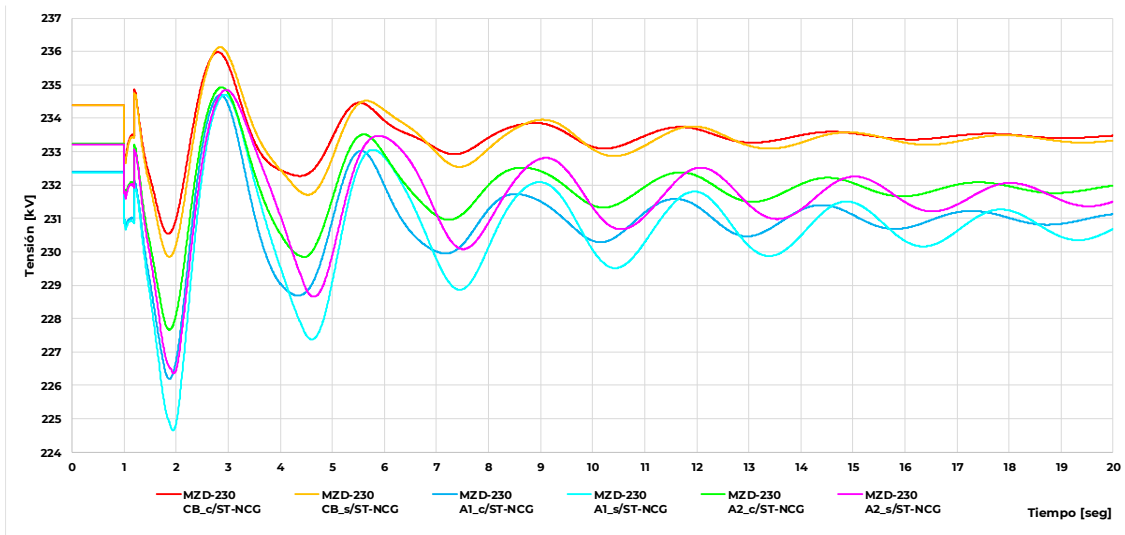




Figura 9.4.132. Tensión en MZD-230 para escenario de verano demanda máxima 16 hs



La Figura 9.4.133 muestra la tensión en la barra de 230 kV en NCG-230 para el escenario de demanda invierno a las 14 hs, para el Caso Base, Alternativa 1 y Alternativa 2 con/sin el STATCOM de NCG. Se presenta un mejor amortiguamiento para los casos con el STATCOM.

La Figura 9.4.134 muestra la tensión en la barra de 230 kV en MZD-230 para el escenario de demanda invierno a las 14 hs, para el Caso Base, Alternativa 1 y Alternativa 2 con/sin el STATCOM de NCG, sin considerar el STATCOM de SER. Se presenta un mejor amortiguamiento para los casos con el STATCOM.

Figura 9.4.133. Tensión en NCG-230 para escenario invierno 14 hs

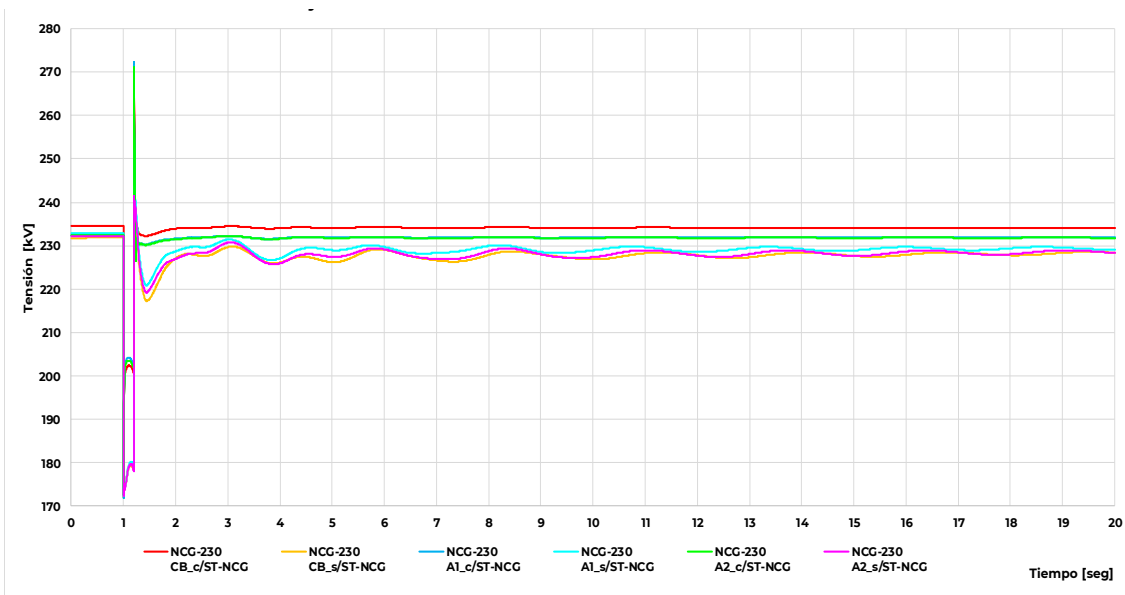
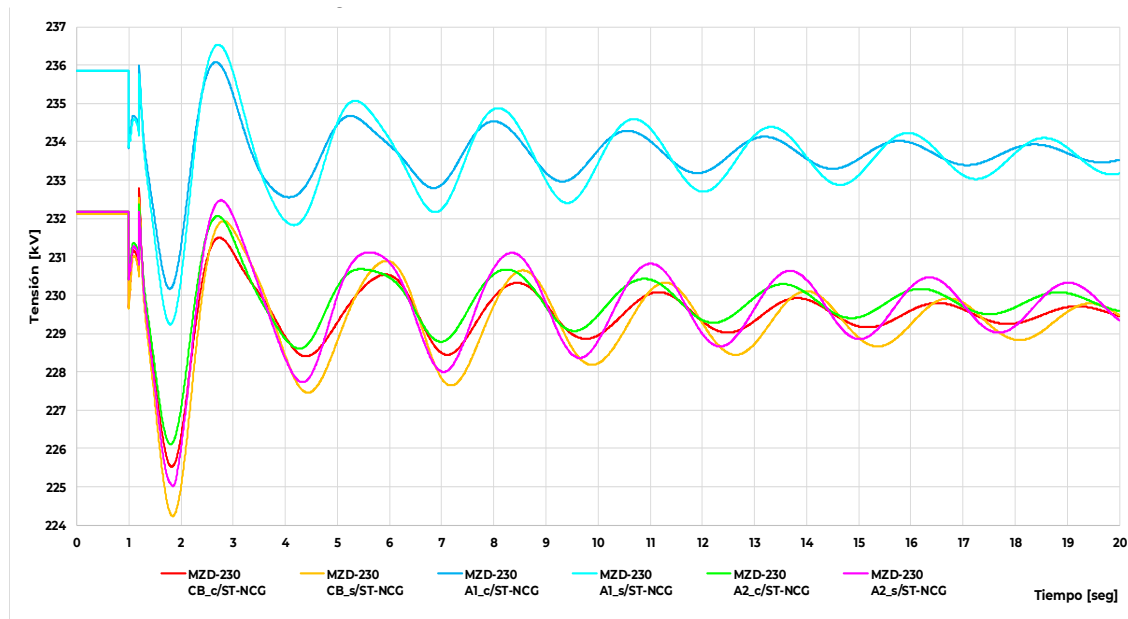


Figura 9.4.1.34. Tensión en MZD-230 para escenario invierno 14 hs



### Análisis de Prony

Para cada escenario, se obtienen los modos dominantes de cada escenario de la señal voltaje NRI-230, este procesamiento de señales se realiza utilizando la técnica Análisis de Prony, donde directamente se pueden estimar los siguientes resultados, Cuadros 9.4.1.20 y 9.4.1.21:

- Frecuencia
- Amortiguamiento
- Magnitud y fase relativa de los componentes modales.

Se puede visualizar los modos dominantes de los escenarios con mayor amplitud y mayor oscilación

(escenarios con menor coeficiente de amortiguamiento) a una frecuencia similar (Hz).

Los resultados considerados con un coeficiente menor de amortiguamiento son los escenarios de Invierno 14H sin considerar el STATCOM de NCG. Cabe mencionar, que el coeficiente de amortiguamiento describe que tan severamente un modo o señal sinusoidal oscila en un sistema de potencia.

Cabe recordar que los escenarios consideran controles de Centrales Eléctricas y de los STATCOM futuros, que deben ser sintonizados en las puestas en servicio de cada elemento.

Cuadro 9.4.1.20. Componentes de la señal de voltaje de NRI-230, verano demanda máxima 16 hs

Escenario	No.	Mag.	Phs [grados]	Frq [Hz]	Dmp [%]	Real [1/s]	Imag [rad/s]
CB_c/ST-NCG	4	1.26	-157.34	0.34	<b>9.50</b>	-0.20	2.13
CB_s/ST-NCG	4	1.83	-164.89	0.33	<b>8.83</b>	-0.19	2.10
A1_c/ST-NCG	3	2.18	-151.49	0.35	<b>7.72</b>	-0.17	2.18
A1_s/ST-NCG	3	3.63	-168.26	0.34	<b>6.56</b>	-0.14	2.13
A2_c/ST-NCG	3	2.24	-155.67	0.34	<b>8.22</b>	-0.18	2.16
A2_s/ST-NCG	2	3.55	-174.24	0.34	<b>6.85</b>	-0.14	2.11

Cuadro 9.4.1.21. Componentes de la señal de voltaje de NRI-230, invierno 14 hs

Escenario	No.	Mag.	Phs [grados]	Frq [Hz]	Dmp [%]	Real [1/s]	Imag [rad/s]
CB_c/ST-NCG	6	0.63	-171.14	0.37	<b>5.18</b>	-0.12	2.34
CB_s/ST-NCG	6	1.06	-168.22	0.37	<b>4.28</b>	-0.10	2.31
AI_c/ST-NCG	7	0.49	-142.27	0.39	<b>4.51</b>	-0.11	2.43
AI_s/ST-NCG	6	0.81	-142.39	0.38	<b>3.64</b>	-0.09	2.40
A2_c/ST-NCG	9	0.55	-156.59	0.38	<b>4.45</b>	-0.11	2.37
A2_s/ST-NCG	11	0.93	-157.11	0.37	<b>3.23</b>	-0.08	2.35

Los modos de oscilación naturales de un sistema eléctrico describen la respuesta libre, natural o no forzada del mismo. El objetivo prácticamente es predecir el funcionamiento del sistema de potencia en el dominio del tiempo mediante el dominio de la frecuencia compleja. Con los resultados del Análisis de Prony, se pueden calcular los eigenvalores y eigenvectores para cada modo de oscilación (señal sinusoidal).

De igual manera, los eigenvectores son particularmente importantes, pues se puede determinar los aspectos de fase y forma de los modos.

Las Figuras 9.4.1.35 describe la ubicación de dichos eigenvalores en un plano complejo para cada uno de los escenarios de las 14 hs, cuando un grupo de eigenvalores se encuentre más cercano al eje imaginario, indica que el

sistema de potencia tiende a ser más inestable.

En este caso los eigenvalores se encuentran en el semiplano izquierdo, donde además el coeficiente de amortiguamiento es positivo, esto quiere decir, que el sistema de potencia es estable. Pero, además, como los valores del coeficiente de amortiguamiento se encuentran entre 0 y 1, se dice que el sistema es subamortiguado y la respuesta es oscilatoria.

La Figura 9.4.1.36 corresponde al ajuste de la señal de NRI-230 con la combinación lineal de señales sinusoidales amortiguadas (o bien, combinación lineal de términos exponenciales), cada una de las señales aproximadas producen su propia frecuencia y valor de coeficiente de amortiguamiento.

Figura 9.4.1.35. Ubicación de los eigenvalores en un plano complejo, invierno 14

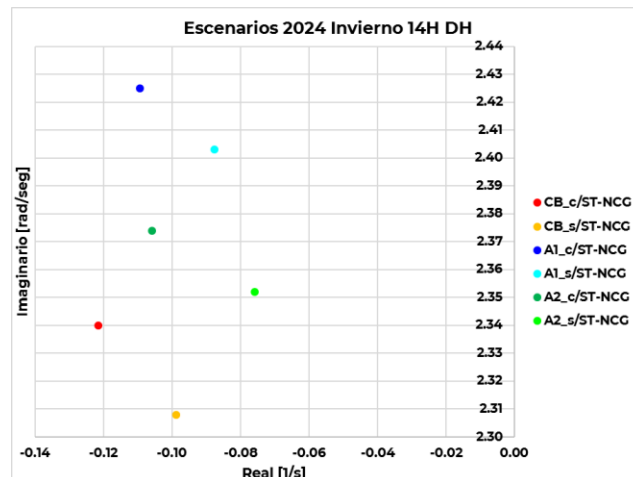
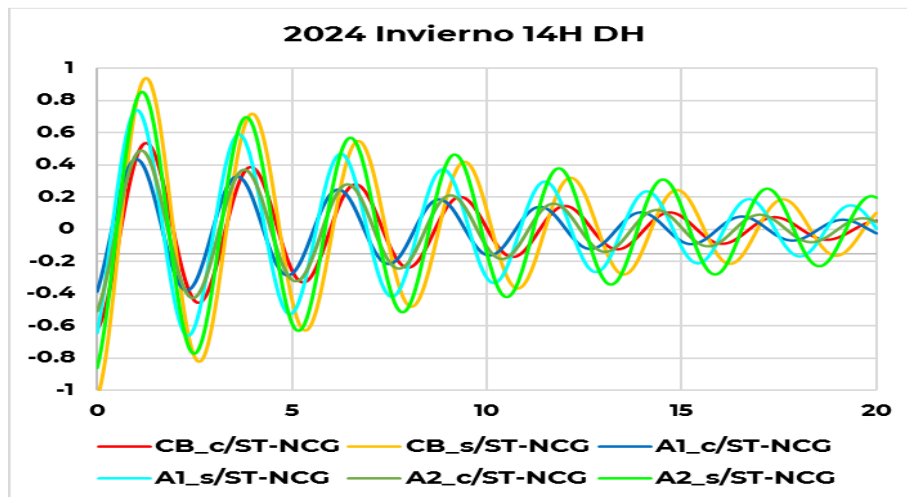


Figura 9.4.136. Combinación lineal de señales amortiguadas, invierno 14 hs



### Resumen de beneficios económicos de las alternativas

#### Alternativa 1

Los beneficios totales de la alternativa 1 se estiman en 1,031.5 millones de dólares en VP de 2022, de los cuales, 674.5 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación, mantenimiento y pérdidas; 302.4 millones de dólares a los ahorros por energía no servida y 54.6 millones de dólares por externalidades asociadas con emisiones de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PST y CO<sub>2</sub>. La Alternativa 1 presenta un beneficio neto de 442.3 millones de dólares en VP de 2022 y una relación beneficio-costos de 1.75.

El cuadro 9.4.1.22, muestra los indicadores económicos de la Alternativa 1, para el escenario medio de aportaciones hidrológicas, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

#### Alternativa 2

Los beneficios totales de la alternativa 2 se estiman en 1,016.4 millones de dólares en VP de 2022, de los cuales, 661.3 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación, mantenimiento y pérdidas; 300.7 millones de dólares a los ahorros por energía no servida y 54.5 millones de dólares por externalidades asociadas con emisiones de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PST y CO<sub>2</sub>. La Alternativa 2 presenta un beneficio neto de 406.3 millones de dólares en VP de 2022 y una relación beneficio-costos de 1.67.

El cuadro 9.4.1.23, muestra los indicadores económicos de la Alternativa 2, para el escenario medio de aportaciones hidrológicas, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación Beneficio-Costo superior a la Alternativa 2 ya que presenta un menor costo de inversión a largo plazo.

Cuadro 9.4.1.22. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
54.6	674.5	302.4	1,031.5	589.2	442.3	1.75

Millones de USA \$ en VP 2022

Cuadro 9.4.1.23. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
54.5	661.3	300.7	1,016.4	610.1	406.3	1.67

Millones de USA \$ en VP 2022

#### Alternativa propuesta.

Ambas alternativas incrementan la capacidad de transmisión de cada una de ellas con respecto a la infraestructura existente. En cuanto a Confiabilidad, el proyecto permitirá satisfacer la demanda de los centros de consumo al eliminar las restricciones en los bancos de transformación y mantiene los

perfiles de voltaje dentro de los rangos de operación permitidos, además de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema.

En el cuadro 9.4.1.24. se presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.1.24. Resumen de las características de Confiabilidad y económicas de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de dólares en VP de 2022	589.2	610.1
Beneficios totales, millones dólares en VP 2022	1,031.5	1,016.4
Relación Beneficio/Costo	1.75	1.67

Por los resultados de Confiabilidad y económicos obtenidos, la **Alternativa 1** presenta una mayor rentabilidad, por tanto, es la mejor opción de 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.

## Gerencia de Control Regional Central

### P21-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV

#### Diagnóstico operativo.

Durante 2020 se presentaron alrededor de 197 Estados Operativos de Alerta en el corredor compuesto por las LT Teotihuacán - Texcoco (A3W10 y A3W20) de la red troncal de 400 kV dentro del ámbito de la GCR Central, este comportamiento es debido a la alta inyección de flujos de potencia eléctrica provenientes de la energía generada por las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del Golfo de México, así como de la generación de las Centrales Eléctricas instaladas en la zona del pacífico y del occidente del país, esto propicia flujos de potencia eléctrica coincidentes que inciden en la SE Teotihuacán y que se distribuyen hacia Texcoco y la red

asociada de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) por medio de la red troncal de transmisión en 400 y 230 kV.

El Estado Operativo de Alerta es una condición declarada en el sistema para la activación o posicionamiento de EAR (corte de carga, generación, desconexión de algún equipo eléctrico, etc.) que permitirán superar una eventual condición de contingencia, evitando el colapso del sistema eléctrico.

La situación geográfica de la zona de influencia, que comprende las LT y SE en donde se presentan las transferencias de energía eléctrica se muestra en la figura 9.4.2.1.

Figura 9.4.2.1. Diagrama geográfico de la red eléctrica en 400 kV que interconecta la Gerencia de Control Regional Central con generación del Golfo de México, del Océano Pacífico y del Occidente



Con alta transmisión de energía eléctrica, se compromete la seguridad

del sistema debido a que se ve superada la capacidad de transmisión del



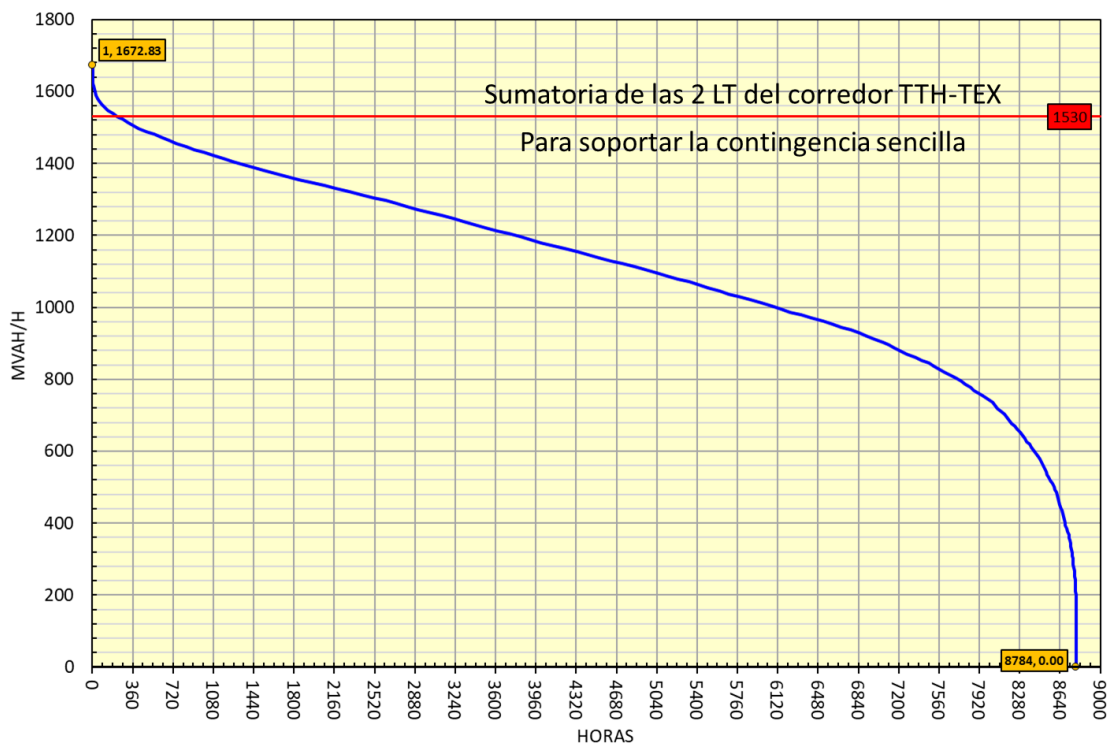
corredor de transmisión Teotihuacán – Texcoco en 400 kV ante una eventual contingencia sencilla.

es de 1,530 MVA (por ambos circuitos) y cada LT tiene una capacidad de transmisión de 1,386 MVA.

La contingencia sencilla más severa consiste en la salida o desconexión de una de las LT del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, ocasionando que la LT restante suministre cerca del 90% de la energía transmitida antes de la contingencia. El límite de transmisión en el corredor previo a la contingencia

En la figura 9.4.2.2 se muestra el registro histórico del comportamiento anual del flujo de potencia eléctrica del corredor de transmisión Teotihuacán - Texcoco, estos valores consisten en la suma de flujo de potencia de las dos LT de referencia en el año 2020.

Figura 9.4.2.2. Curva de duración de flujo de potencia histórico del corredor de transmisión Teotihuacán (TTH)-Texcoco (TEX)



Adicionalmente, en figura 9.4.2.2 se puede observar que, durante 261.7 horas, el corredor permaneció en Estado Operativo de Alerta. Esto indica que en caso de que se presentara la contingencia sencilla en el corredor (falta de una LT), la LT restante superará su límite operativo y actuaría el esquema de protección desconectado la segunda, con ello se dejarán de transmitir más de 1,500 MW, en

consecuencia, por la salida de operación de los dos circuitos en 400 kV del corredor Teotihuacán – Texcoco, el suministro se realizaría por red eléctrica en el nivel de tensión de 230 kV que esta interconectada en forma paralela, misma que no cuenta con la suficiencia de capacidad necesaria para transmitir esta cantidad de energía, por lo que se superarían los límites operativos y térmicos de las LT de 230 kV y se

tendrían disparos en cascada de LT, ocasionando el fenómeno de colapso de voltaje que tendrían como consecuencia afectaciones en la carga en la ZMCM.

Los Estados Operativos de Alerta se han presentado durante demandas de consumo máxima, media y mínima, atribuibles a las condiciones de despacho de Centrales Eléctricas definidas por la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Actualmente cada una de las dos LT del corredor Teotihuacán – Texcoco consta de 16.07 km aisladas en 400 kV, con dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, en torres de acero tipo TA, ver figura 9.4.2.3.

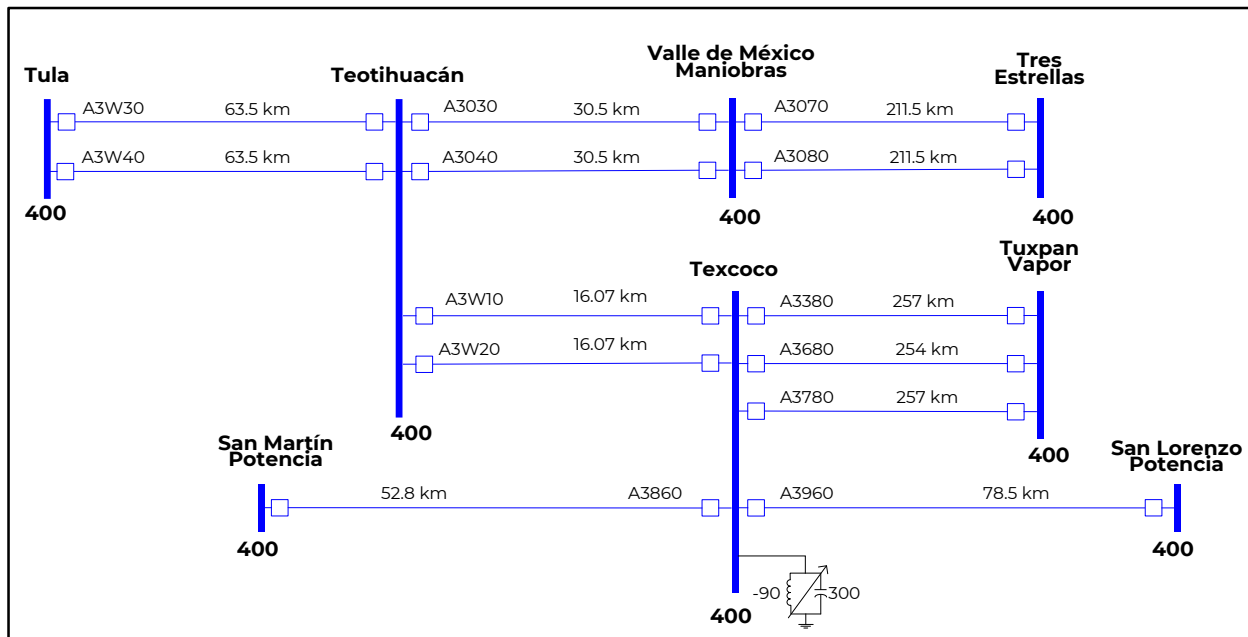
En la figura 9.4.2.4 se muestra diagrama unifilar simplificado de la red eléctrica asociada al corredor de transmisión Teotihuacán – Texcoco.

Figura 9.4.2.3. Torres de las dos líneas de transmisión del corredor Teotihuacán – Texcoco





Figura 9.4.2.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica existente en 400 kV para 2021



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Para incrementar la capacidad de transmisión por el corredor Teotihuacán – Texcoco de 400 kV y tener las condiciones de suficiencia en infraestructura eléctrica que permita atender el crecimiento esperado de demanda de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, se han identificado alternativas que evitarán limitaciones de capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán – Texcoco; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- Repotenciación del doble circuito Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, que consiste en el reemplazo de 16.07 km de conductor tipo ACSR,

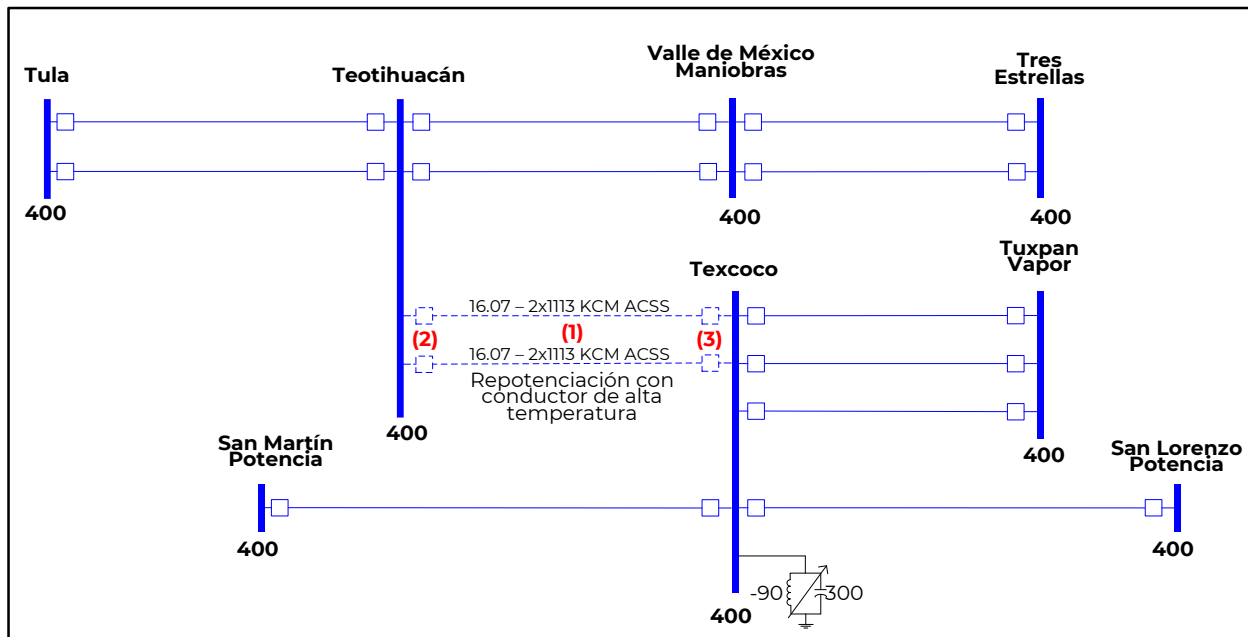
por dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSS o similar con tecnología de alta temperatura, así como los accesorios homologados al tipo de conductor para soporte y sujeción en las torres de transmisión existentes (1).

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Sustitución de equipo eléctrico primario en 400 kV en la SE Teotihuacán de las dos LT repotenciadas Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2,350 MVA (2).
- Sustitución de equipo eléctrico primario en 400 kV en la SE Texcoco de las dos LT repotenciadas Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2,350 MVA (3).

En la Figura 9.4.2.5 se resalta la nueva infraestructura considerada para la Alternativa 1.

Figura 9.4.2.5. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 1



## Alternativa 2

### Transmisión:

- Reemplazo del doble circuito existente Teotihuacán – Texcoco (dos conductores por fase) de 16.07 km de longitud por un doble circuito de la misma longitud y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV, utilizando el mismo derecho de paso de la línea existente, se requiere dismantelar las torres existentes de dos conductores por fase (1).

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Sustitución de equipo eléctrico primario en 400 kV en la SE Teotihuacán de las dos nuevas LT

Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2,182 MVA (2).

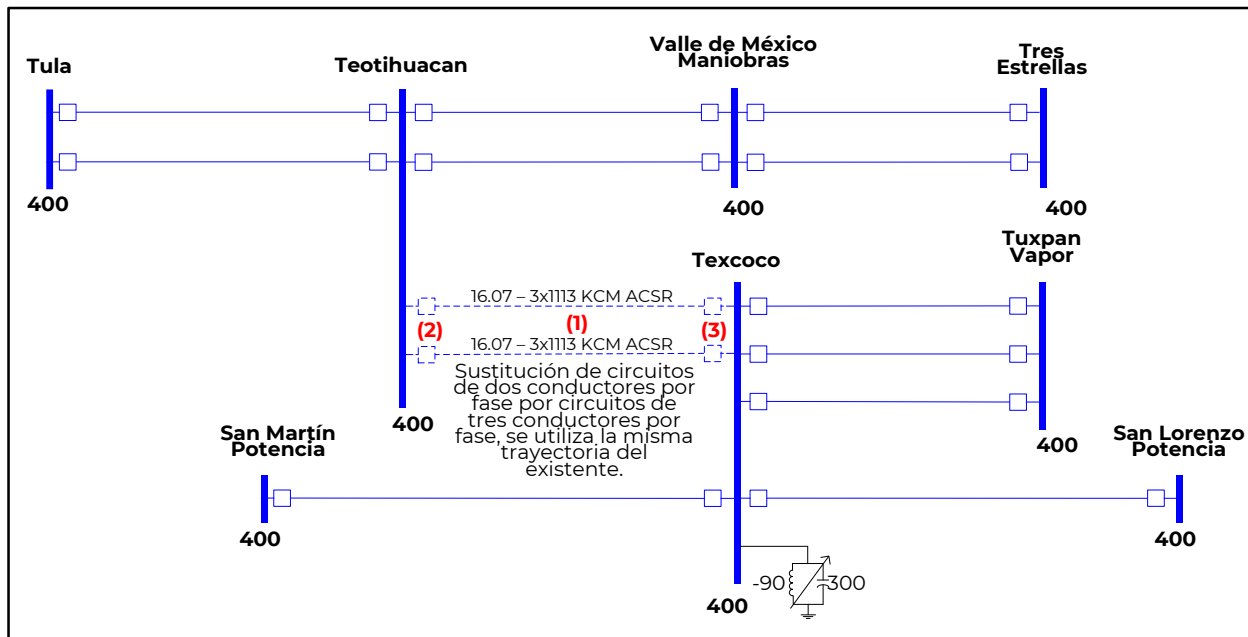
- Sustitución de equipo eléctrico primario en 400 kV en la SE Texcoco de las dos nuevas LT Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2,182 MVA (3).

En la Figura 9.4.2.6 se muestra la nueva infraestructura considerada para la Alternativa 2.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: febrero de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2025.

Figura 9.4.2.6. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **133.5 millones de pesos de 2020** (6.2 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa contiene 32.14 km-c de repotenciación de línea de transmisión.

Los cuadros 9.4.2.1 y 9.4.2.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.2.1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Teotihuacán - Texcoco (repotenciación)	400	2	32.14	feb-21	dic-25	113.2
<b>Total</b>			<b>32.14</b>			<b>113.2</b>

Cuadro 9.4.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Teotihuacán	Sustitución equipo primario	2	400	feb-21	dic-25	10.1
Texcoco	Sustitución equipo primario	2	400	feb-21	dic-25	10.1
<b>Total</b>						<b>20.3</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **226.1 millones de pesos de 2020** (10.5 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 32.14 km-c con reemplazo de

torres y tres conductores por fase en 400 kV.

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 transformación de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Teotihuacán - Texcoco (sustitución)	400	2	32.14	feb-21	dic-25	205.8
<b>Total</b>			<b>32.14</b>			<b>205.8</b>

Cuadro 9.4.2.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

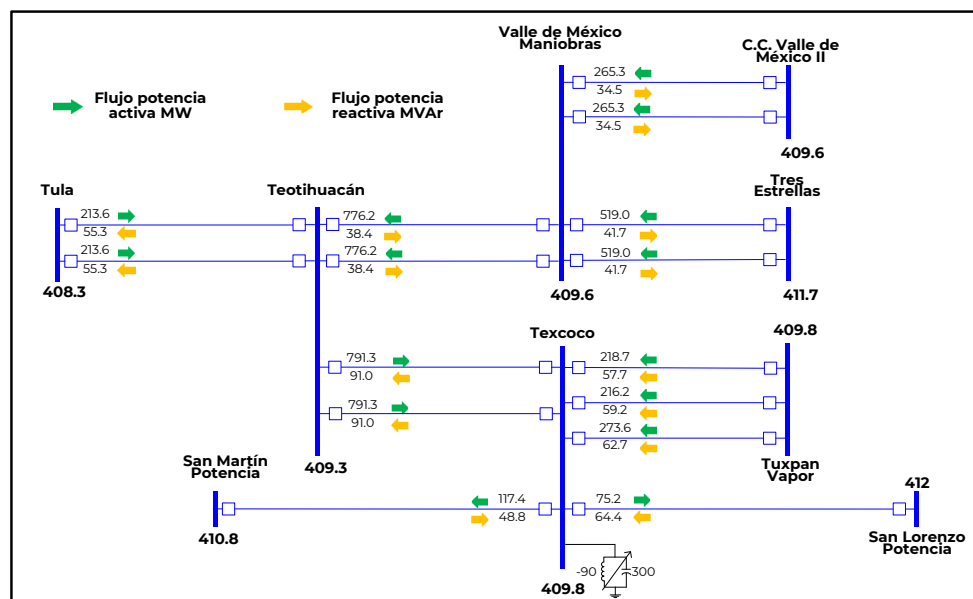
Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Teotihuacán	Sustitución equipo primario	2	400	feb-21	dic-25	10.1
Texcoco	Sustitución equipo primario	2	400	feb-21	dic-25	10.1
<b>Total</b>						<b>20.3</b>

### Indicadores técnicos y económicos.

En las figuras 9.4.2.7 y 9.4.2.8 se muestran los diagramas unifilares simplificados con flujos de potencia sin refuerzo en la red de transmisión de 400 kV, en demanda máxima en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla más severa.

En la figura 9.4.2.7 se muestra el escenario de 2021, que representa la condición en la cual la suma de las LT del corredor Teotihuacán - Texcoco es de 1,593 MVA.

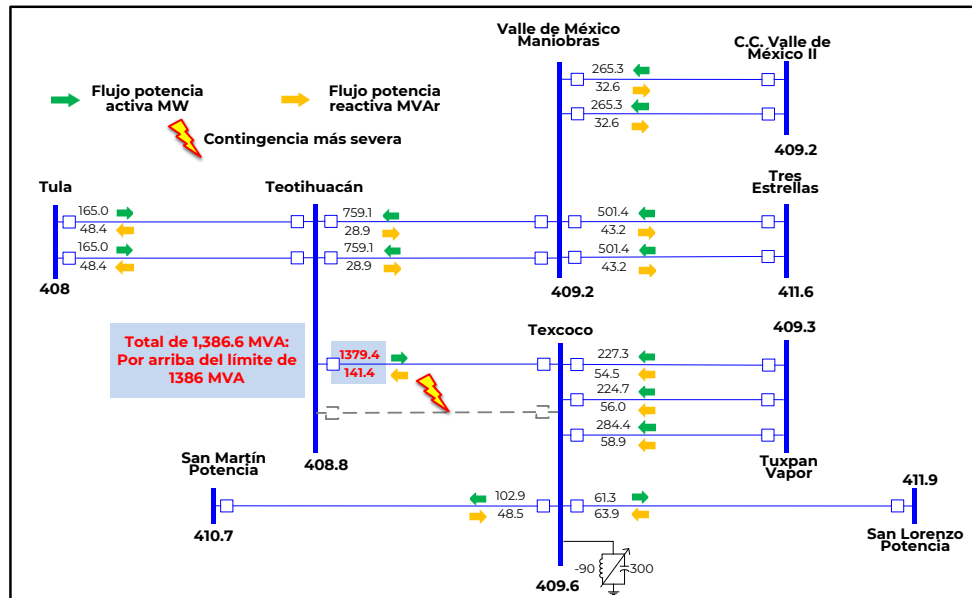
Figura 9.4.2.7. Diagrama Unifilar Simplificado - Escenario de demanda máxima de 2021, sin proyecto de refuerzo en la red de 400 kV



En la figura 9.4.2.8 se presenta el escenario 2021 en donde se muestra el comportamiento de la red de 400 kV ante contingencia sencilla y el flujo que

toma la LT restante del corredor Teotihuacán – Texcoco, alcanzando su límite operativo

Figura 9.4.2.8. Diagrama Unifilar Simplificado - Escenario de demanda máxima de 2021, sin proyecto de refuerzo en la red de 400 kV, ante contingencia sencilla



Las figuras 9.4.2.9 y 9.4.2.10 muestran los diagramas unifilares simplificados con flujos de potencia sin refuerzo en la red de transmisión de 400 kV. Se presenta la condición operativa esperada para 2025 sin el proyecto de refuerzo en la red de transmisión de la zona de influencia ante la condición de demanda máxima

en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla más severa. Se puede observar que, ante la contingencia sencilla de cualquiera de las LT Teotihuacán – Texcoco, la LT paralela alcanza su límite operativo.

Figura 9.4.2.9. Diagrama Unifilar Simplificado - Escenario de demanda máxima de 2025, sin proyecto de refuerzo en la red de 400 kV

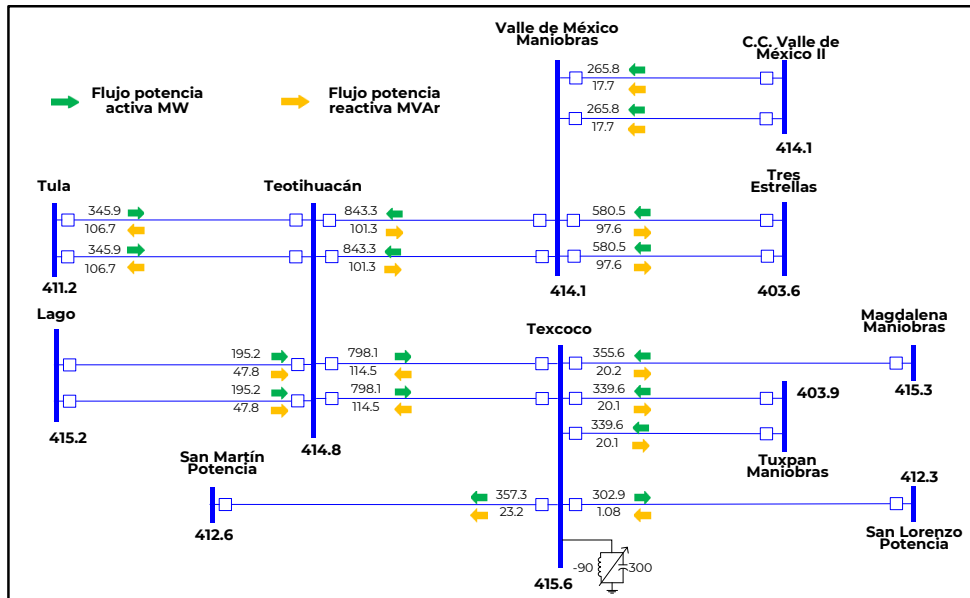
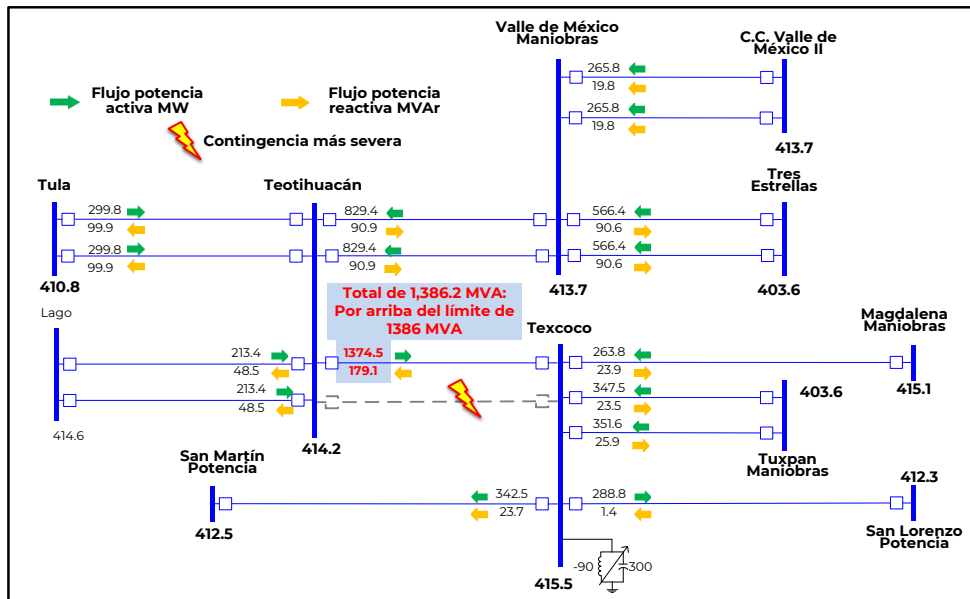


Figura 9.4.2.10. Diagrama Unifilar Simplificado - Escenario de demanda máxima de 2025, sin proyecto de refuerzo en la red de 400 kV, ante contingencia sencilla



En las figuras 9.4.2.11 y 9.4.2.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperados durante la condición operativa en el año 2025 con la alternativa de solución 1.

Las simulaciones de flujos de potencia muestran que, para esta alternativa, ante una misma condición de demanda máxima y la salida de una de las LT Teotihuacán – Texcoco de 400 kV, se logra soportar la contingencia, por lo

cual no se tendrían afectaciones de carga.

Figura 9.4.2.11. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2025, con Alternativa 1

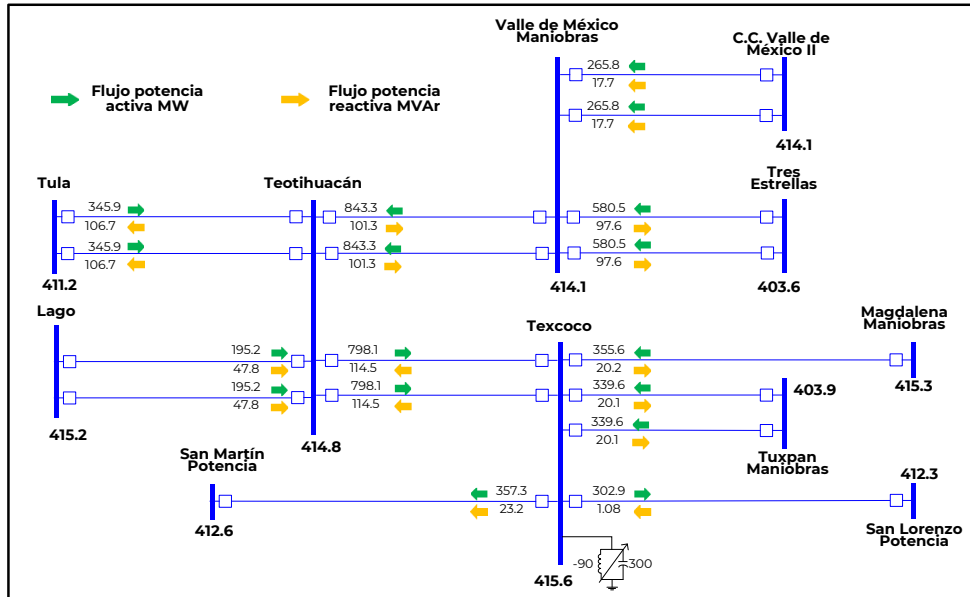
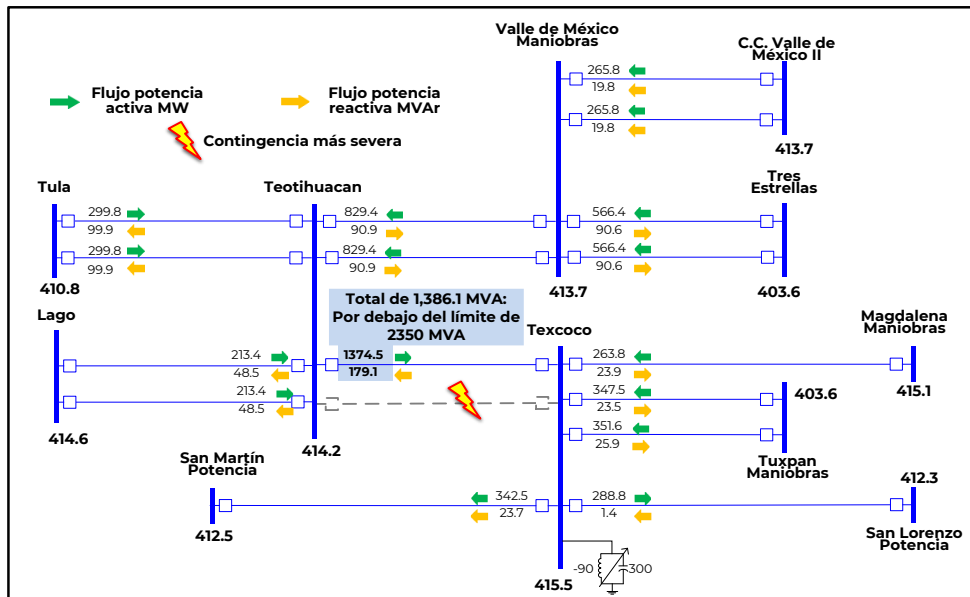


Figura 9.4.2.12. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2025, con Alternativa 1, ante contingencia sencilla



En las figuras 9.4.2.13 y 9.4.2.14 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperados durante la condición operativa en el año 2025 con la alternativa de solución 2.

alternativa, ante una misma condición de demanda máxima y la salida de una de las LT Teotihuacán – Texcoco de 400 kV, se logra soportar la contingencia, por lo cual no se tendrían afectaciones de carga.

Las simulaciones de flujos de potencia eléctrica muestran que, para esta

Figura 9.4.2.13. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2025, con Alternativa 2

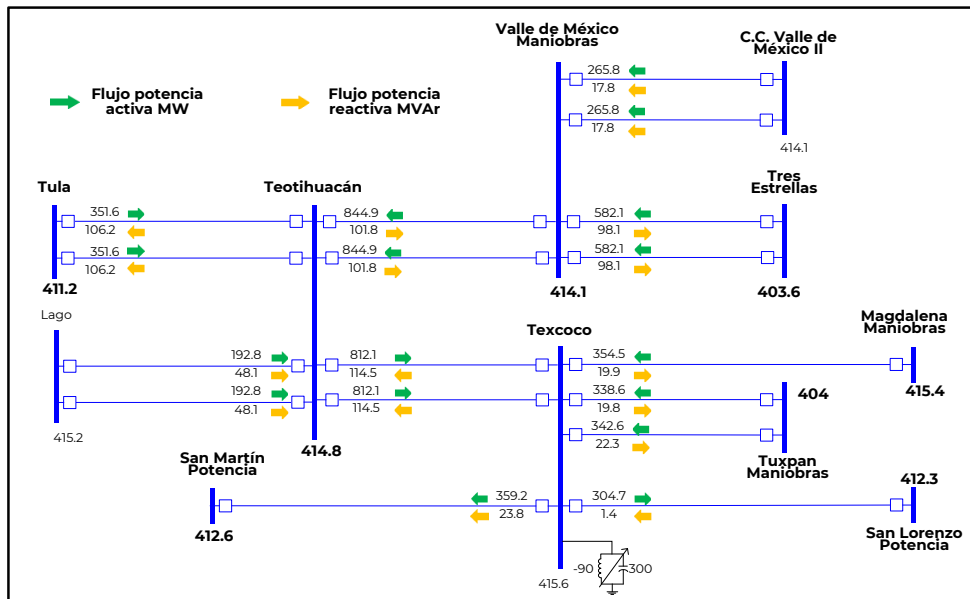
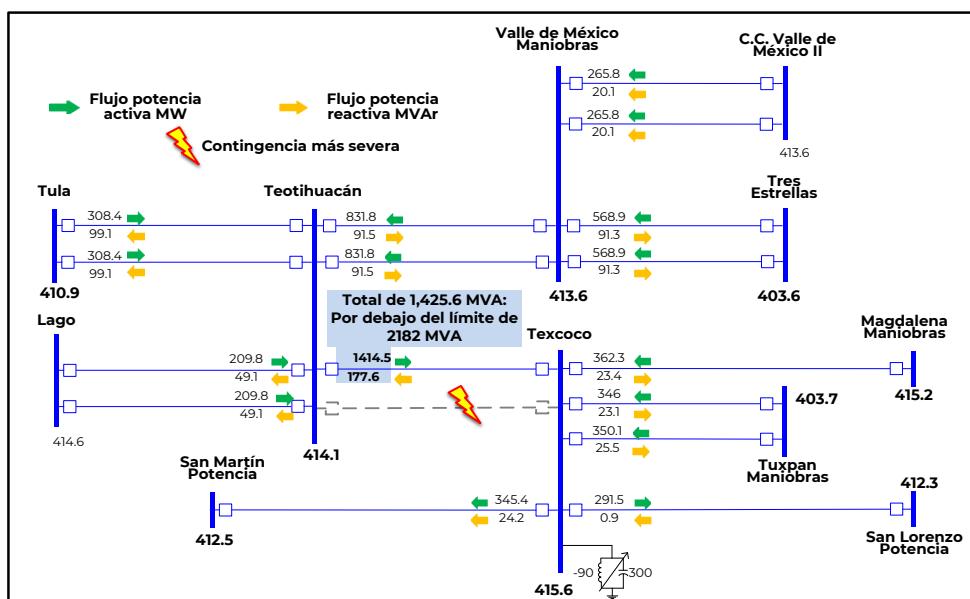


Figura 9.4.2.14. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2025, con Alternativa 2, ante contingencia sencilla





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 probabilística.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos 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**

Millones de USA \$ en VP 2023

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.74	16.71	17.45	5.75	11.69	3.03

**Cuadro 9.4.2.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2**

Millones de USA \$ en VP 2023

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.55	13.25	13.80	9.86	3.94	1.40

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.2.7 presenta el aumento en capacidad de transmisión del corredor Teotihuacán – Texcoco en 400 kV. La Alternativa 1 tiene un incremento de 964 MVA, mientras que la Alternativa 2 tiene

una ganancia de 796 MVA. Ambas alternativas permitirían suministrar la demanda de la zona de influencia sin presentar problemas. El cuadro 9.4.2.8 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.2.7. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto**

Enlace	Sin Proyecto	Alternativa 1	Alternativa 2
Corredor de Transmisión Teotihuacán – Texcoco por circuito	1,386 MVA	2,350 MVA	2,182 MVA

**Cuadro 9.4.2.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Capacidad de transmisión	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	133.5	226.1
Relación Beneficio/Costo	3.03	1.40

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.

## Gerencia de Control Regional Oriental

### P21-ORI Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal

#### Diagnóstico operativo.

Las Zonas de Carga Tapachula y San Cristóbal se ubican al sureste del estado de Chiapas, el suministro de energía eléctrica se realiza a través de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia (ANG-A3T30-THP) de 193 km y del transformador Tapachula Potencia T1 de 375 MVA y relación de transformación 400/115 kV. En la figura 9.4.3.1 se presenta el diagrama geográfico que contempla las zonas de carga mencionadas.

Cuando alguno de estos elementos sale de servicio, inmediatamente actúan esquemas automáticos de tiro de carga para evitar la afectación total de la zona por colapso de voltaje.

No obstante, la magnitud de afectación de carga por estos EAR ya no es suficiente, dando lugar a desconexiones descontroladas de carga por bajo voltaje de los propios usuarios para evitar daños en sus equipos.

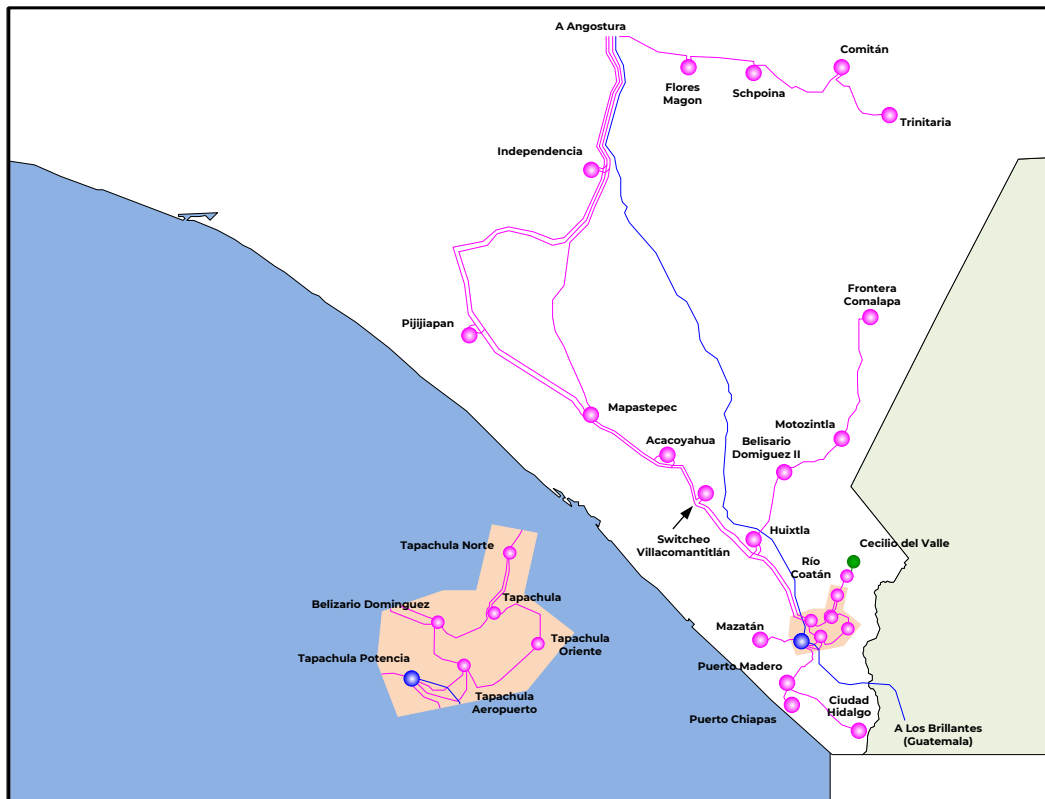
Ante contingencia sencilla de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia o del transformador Tapachula Potencia T1, solo es factible suministrar hasta 154 MW de carga, siendo este el límite de demanda para llegar a tener 0.95 pu de la tensión nominal en cualquier SE de la zona en 115 kV. Durante la condición de contingencia, el suministro proviene desde la SE Angostura que cuenta con transformación hacia el nivel de tensión de 115 kV, sin embargo, derivado de las grandes longitudes en las trayectorias de la red en 115 kV se originan problemas de caída de tensión en la red eléctrica (colapso de voltaje).

Para resolver la problemática de suministro de energía eléctrica ante la contingencia de la LT Angostura – Tapachula se tiene en proceso el proyecto instruido “P15-ORI Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas”, del cual CFE-Transmisión ha informado que tiene una fecha factible de entrada en operación para junio de 2024.

De acuerdo con registros históricos mostrados en el cuadro 9.4.3.1, de eventos desde 2016 a 2021 de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia y el transformador T1 instalado en la SE Tapachula Potencia, se han registrado tres eventos con afectación de carga debido a salidas por falla en el transformador Tapachula Potencia T1. Asimismo, las condiciones de demanda impiden la salida de este equipo para mantenimientos programados. Por lo tanto, se ve comprometida la Confiabilidad del suministro de energía en las zonas Tapachula y San Cristóbal ante cualquier evento en dicho transformador que pudiera dañarlo de forma permanente, además, su libranza para mantenimiento se restringe solo en condiciones de demanda mínima.

El límite de demanda para soportar la contingencia sencilla en la zona de influencia durante el año 2019 se superó durante 99.8% del año (8,741 hs), y durante 2020 fue superando el 87% del año (7,652 hs) (Efecto de menor demanda por la contingencia SARS-COV2). En ambos años, se registró una demanda máxima de 302 MW y se espera que para 2024 este límite sea superado durante el 100% del año.

Figura 9.4.3.1. Diagrama geográfico de la zona de influencia en el año 2020



Cuadro 9.4.3.1. Registro de Eventos y Energía no suministrada en la LT Angostura - A3T30 - Tapachula Potencia

Año	Número de eventos sin afectación de carga		Número de eventos con afectación de carga		Energía afectada	Tiempo de afectación
	ANG A3T30	THP	ANG A3T30	THP	MWh	hh:mm
2016	1	0	1	0	8,203	252:00
2017	1	1	1	0	590	11:31
2018	7	0	4	0	54	05:21
2019	1	0	4	2	144	03:30
2020	0	0	2	0	28	01:27
2021	0	0	0	1	32	01:13
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>9,051</b>	<b>275:02</b>

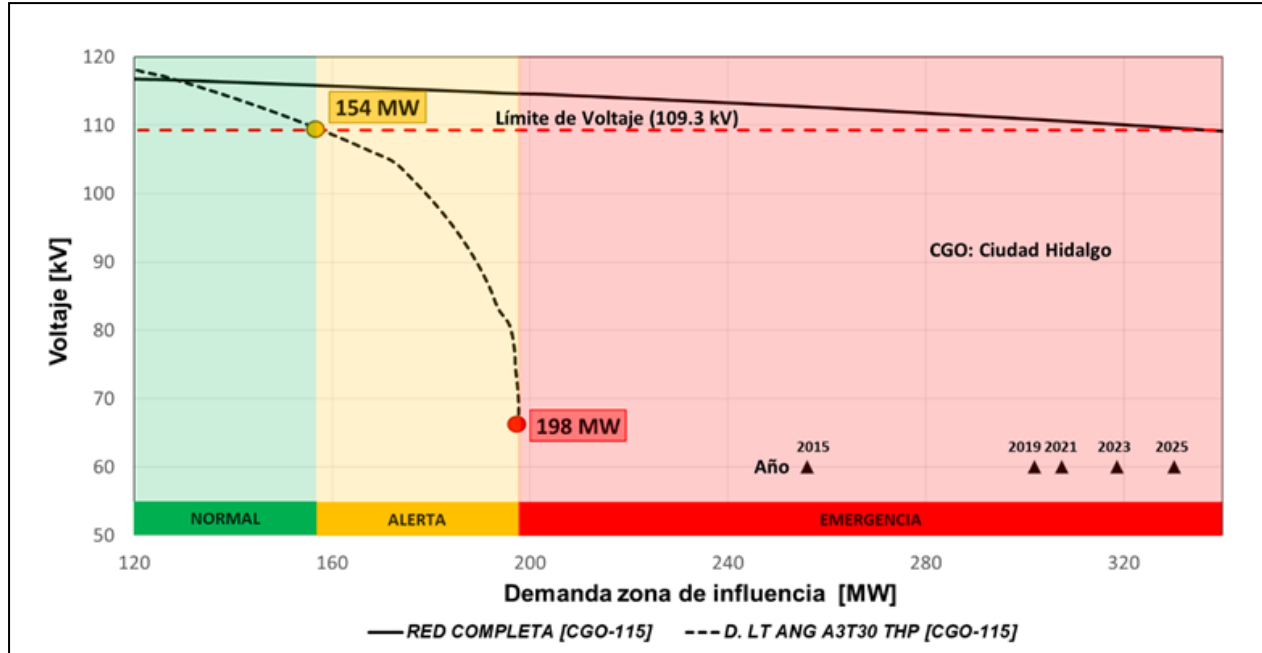
Como se mencionó previamente, la limitante para el suministro de la demanda son los bajos voltajes que se presentan en las SE de la red eléctrica de 115 kV. En la figura 9.4.3.2, se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) referida a la SE Ciudad Hidalgo (CGO) con red completa y ante la contingencia n-1.

Se puede observar que desde el año 2015 la red eléctrica no cuenta con la capacidad para soportar la contingencia sencilla de algún elemento de la red de 400 kV, esto es, debido a que la demanda está por arriba del límite para asegurar el voltaje mínimo permitido en las SE de 115 kV, ya sea ante falla de la LT Angostura – A3T30 – Tapachula Potencia o del banco de transformación en Tapachula Potencia T1.

Para 2021, en condiciones de demanda máxima, se espera se duplique el límite

permitido n-1, alcanzando montos de demanda de hasta 308 MW.

Figura 9.4.3.2. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red eléctrica completa y ante la contingencia sencilla (n-1) del enlace Angostura - A3T30 - Tapachula Potencia o Tapachula Potencia TI (Sin Proyecto)



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2024, se han identificado distintas alternativas de solución a la problemática existente. A continuación, se presentan dos alternativas; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +50/-50 MVAR en 115 kV, a instalarse en la SE Tapachula Aeropuerto (1).
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +50/-50 MVAR en 115 kV, a instalarse en la SE Huixtla (2).

#### Alternativa 2

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +100/-100 MVAR en 115 kV, a instalarse en la SE Tapachula Aeropuerto (1).

Transmisión:

- LT Angostura – Belisario Domínguez II de un circuito, con una longitud estimada de 133 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (2).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Angostura para la conexión de la LT Angostura – Belisario Domínguez II (3).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Belisario Domínguez II para la conexión de la LT Angostura – Belisario Domínguez II (4).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En las figuras 9.4.3.3 y 9.4.3.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

Figura 9.4.3.3. Diagrama unifilar simplificado con Alternativa 1

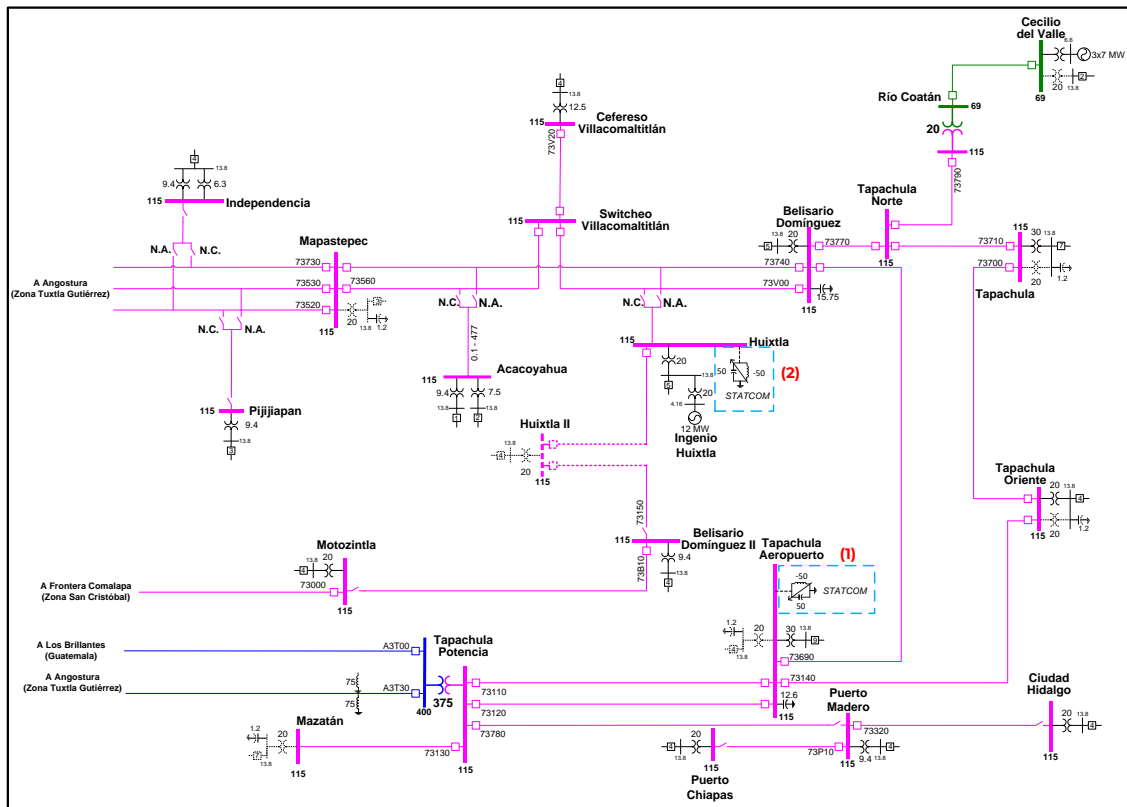
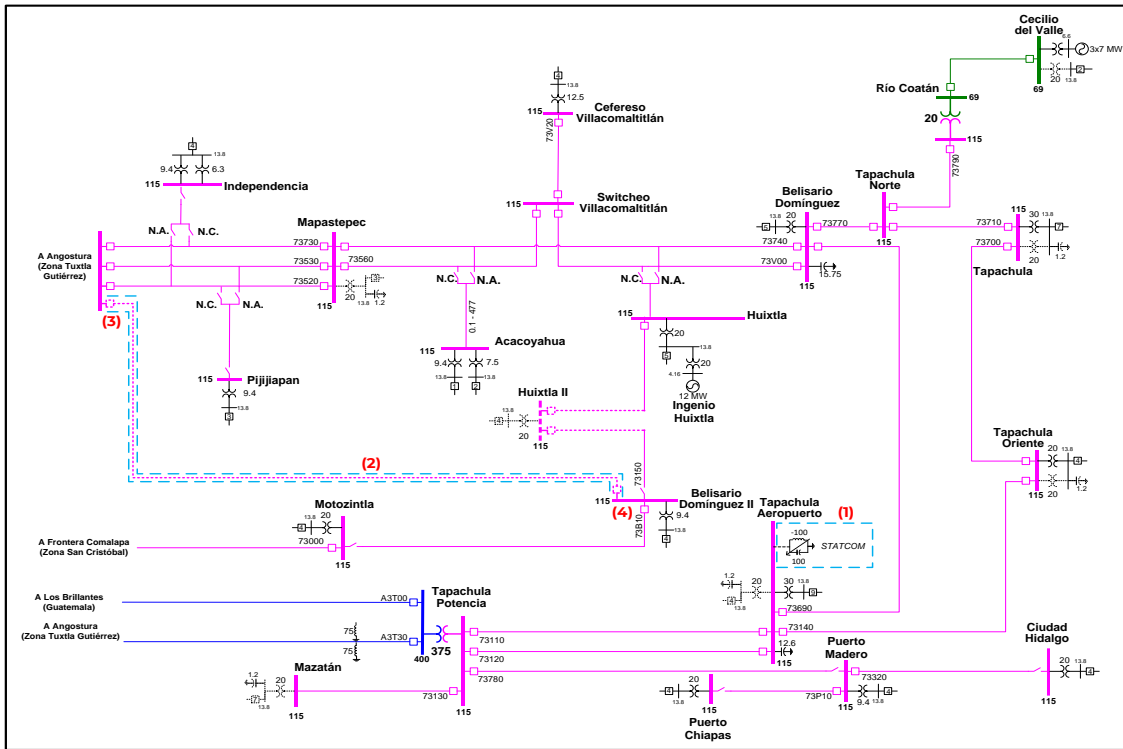


Figura 9.4.3.4. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **510.5 millones de pesos de 2020** (23.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa contiene dos equipos de compensación dinámica con un total de 200 MVAR en 115 kV.

El cuadro 9.4.3.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.3.2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tapachula Aeropuerto STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	abr-24	255.3
Huixtla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	abr-20	abr-24	255.3
<b>Total</b>			<b>200.0</b>			<b>510.5</b>

Cap. Capacitivo  
Ind. Inductivo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **1,290.4 millones de pesos de 2020** (60.1 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta de un equipo de compensación

dinámica con un total de 100 MVAR en 115 kV, así como 133 km-c de LT en 115 kV. Los cuadros 9.4.3.3 a 9.4.3.5 muestran el 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 (MVA <sub>r</sub> )	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tapachula Aeropuerto STATCOM	STATCOM	115	100(Ind.) / 100(Cap.)	abr-20	abr-24	395.3
<b>Total</b>			<b>200.0</b>			<b>395.3</b>

Cap. Capacitivo  
Ind. Inductivo

Cuadro 9.4.3.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Angostura - Belisario Domínguez II	115	1	133.0	abr-20	abr-24	857.6
<b>Total</b>			<b>133.0</b>			<b>857.6</b>

Cuadro 9.4.3.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Angostura	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-24	18.7
Belisario Domínguez	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-24	18.7
<b>Total</b>						<b>37.5</b>

### Indicadores técnicos y económicos

En las figuras 9.4.3.5 y 9.4.3.6 se muestran en las curvas P-V referidas a las SE Ciudad Hidalgo (CGO) y Comitán

(CJT) respectivamente, que permiten determinar los límites de inyección de potencia activa en la zona de estudio para las dos alternativas.

Figura 9.4.3.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 1 (Condición sin/con contingencia sencilla)

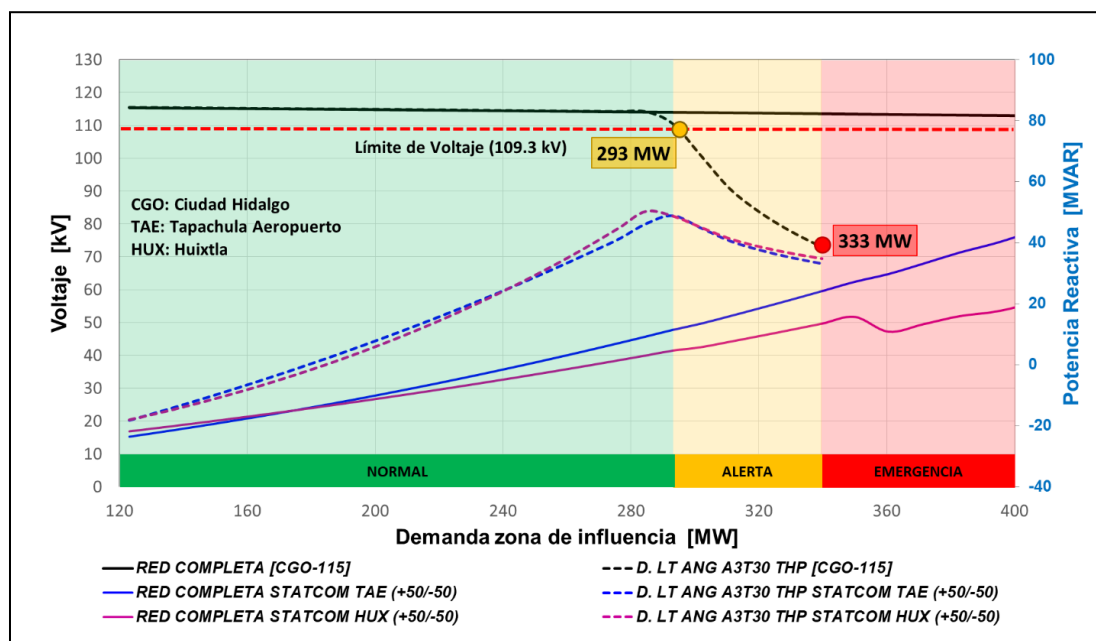
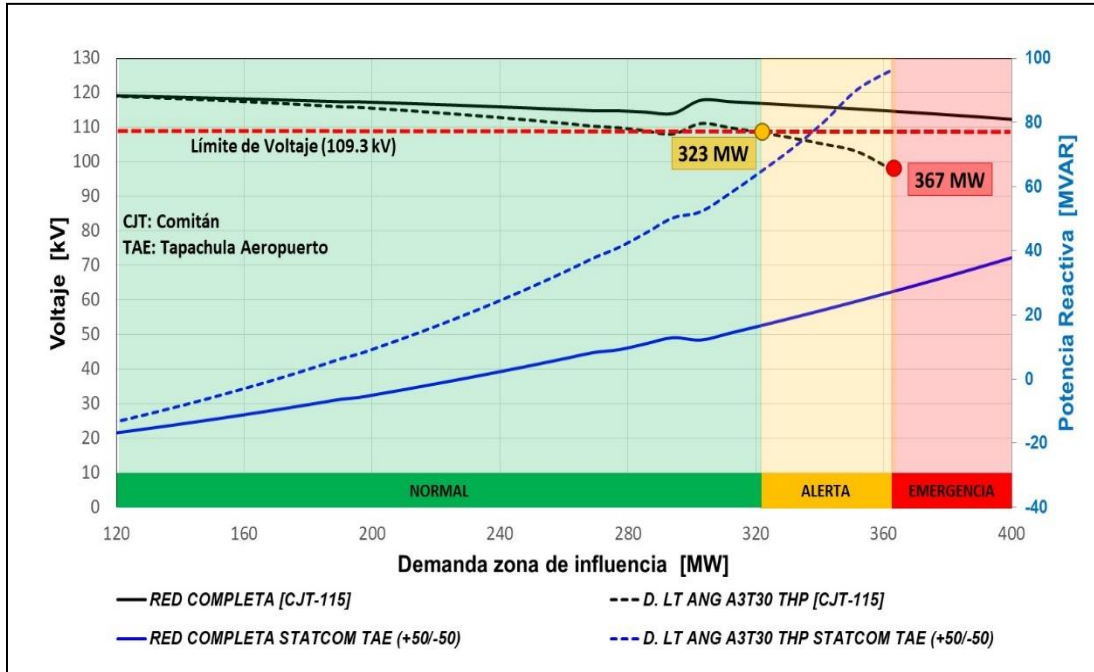


Figura 9.4.3.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 2 (Condición sin/con contingencia sencilla)



En condición de contingencia sencilla más severa, la Alternativa 1 alcanza un límite de 293 MW, mientras la Alternativa 2 alcanza 323 MW. La ganancia de la Alternativa 2 es de 30 MW en comparación con la Alternativa 1, a diferencia del monto de inversión, que para la Alternativa 2 es más del doble de la primera alternativa.

En las figuras 9.4.3.7 y 9.4.3.8 se muestran los diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2024 sin proyecto de refuerzo, condición de demanda máxima de zona y ante la eventual salida de un elemento de transmisión, en la cual se observa que se tiene afectación de hasta 101 MW de carga.



Figura 9.4.3.7. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas pre-contingencia sin proyecto

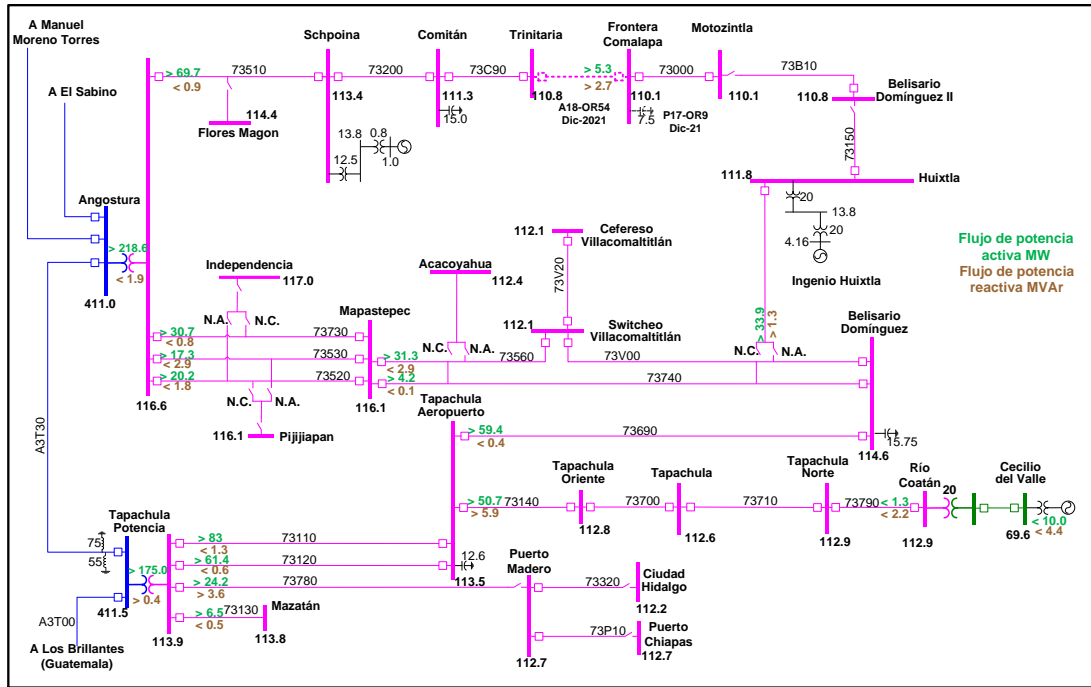
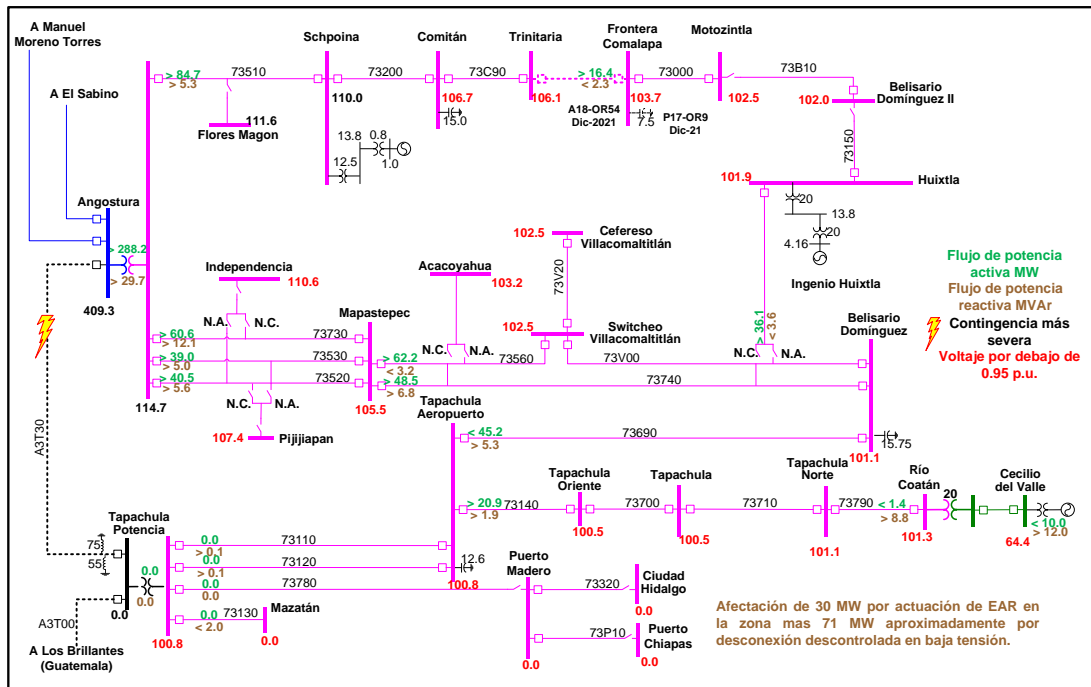


Figura 9.4.3.8. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas post-contingencia sin proyecto



En las figuras 9.4.3.9 a 9.4.3.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperados

durante la condición operativa en el año 2024 con las alternativas de solución 1 y 2 respectivamente en condición de red

eléctrica completa y ante la contingencia sencilla más severa.

Figura 9.4.3.9. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 1

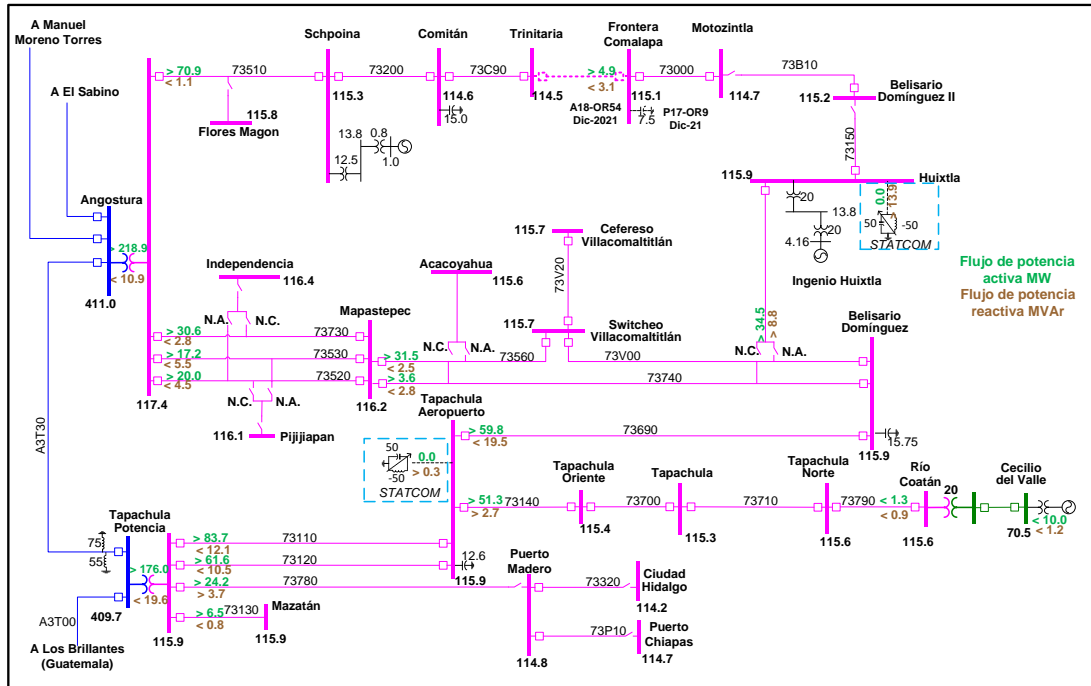


Figura 9.4.3.10. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas post-contingencia con Alternativa 1

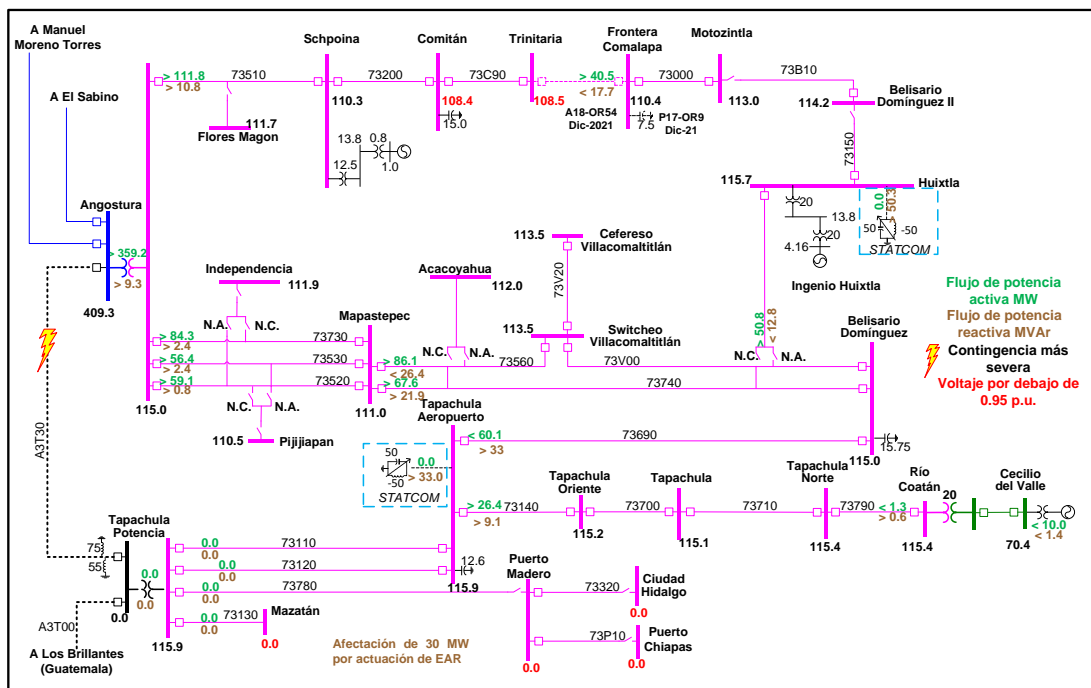


Figura 9.4.3.11. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 2

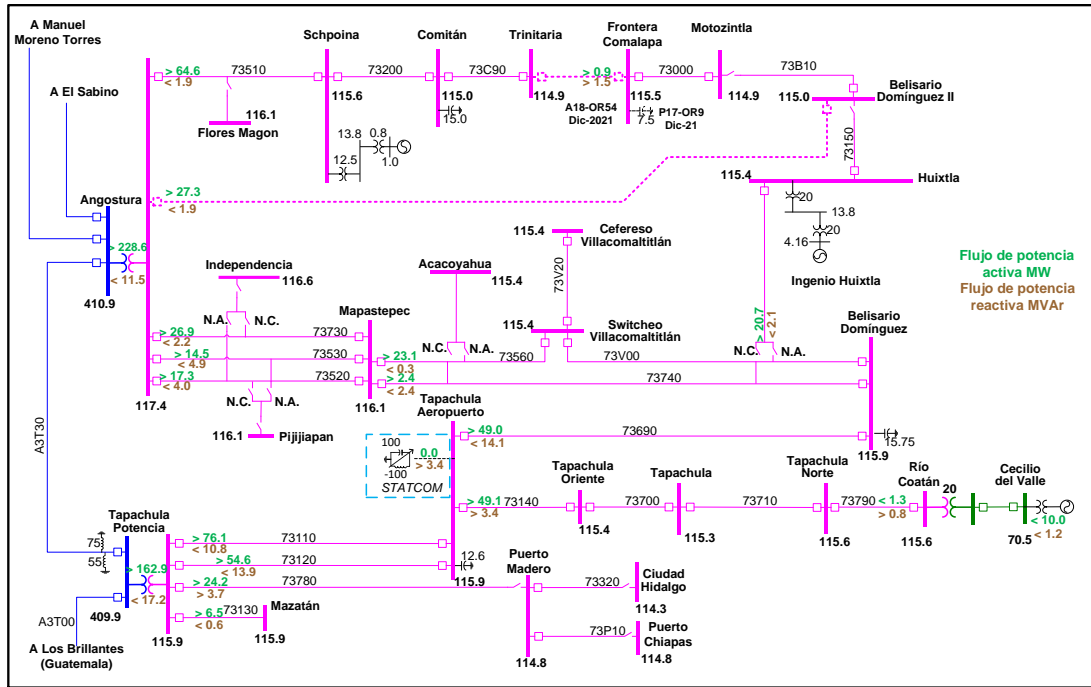
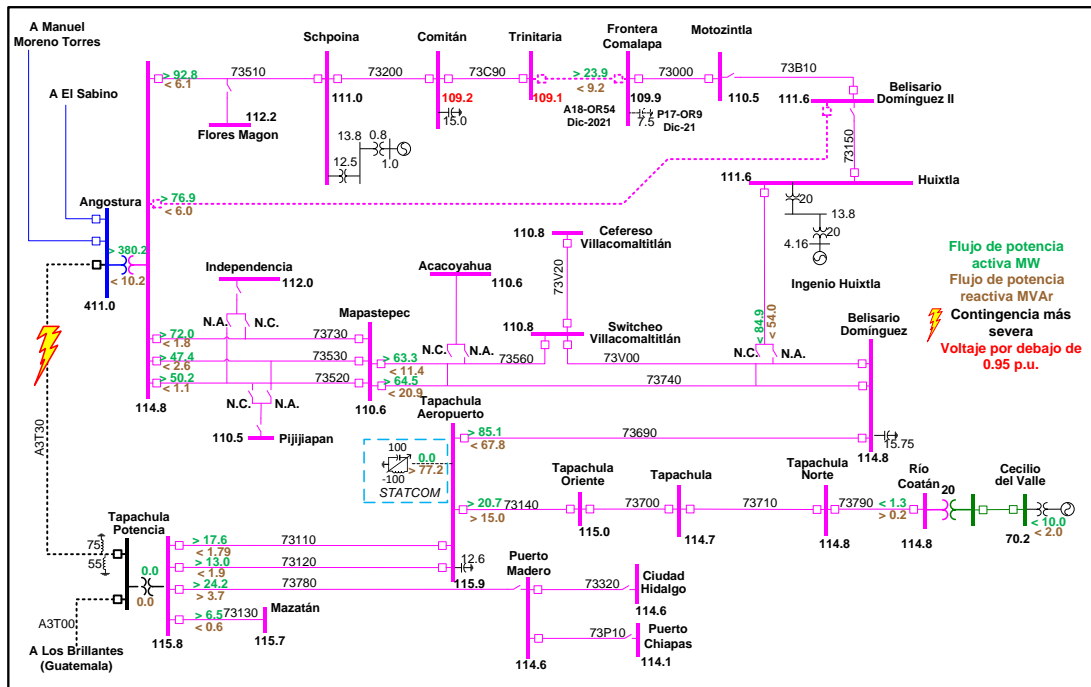


Figura 9.4.3.12. Escenario de demanda máxima de 2024, condiciones operativas post-contingencia con Alternativa 1



Como se puede observar en las figuras previas en donde se incluyen las alternativas, el nuevo proyecto permite

reducir el monto de corte de carga, ya que la contingencia puede ocurrir en cualquier condición de demanda, para

las simulaciones mostradas se considera la demanda máxima coincidente de las zonas San Cristóbal y Tapachula.

En los cuadros 9.4.3.6 y 9.4.3.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la

metodología de evaluación probabilística.

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 9.4.3.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1**

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1.513	96.435	97.949	21.620	76.329	4.53

**Cuadro 9.4.3.7. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2**

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1.843	100.483	102.326	56.268	46.058	1.82

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.3.8 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 capacidad de suministro de 139 MW, mientras que la Alternativa 2 tiene un aumento de 169 MW, esto es

ante condición de contingencia sencilla más severa.

Ambas alternativas mejoran la Confiabilidad en el suministro de energía en la zona de influencia, reduciendo significativamente la dependencia de EAR, permitiendo el crecimiento económico y social en las zonas Tapachula y San Cristóbal.

**Cuadro 9.4.3.8. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	347 MW	154 MW
Alternativa 1	525 MW	293 MW
Alternativa 2	521 MW	323 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.3.9 se presenta un resumen de las principales

características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.3.9. 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	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	510.5	1,290.4
Relación Beneficio/Costo	4.53	1.82

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 Tapachula y San Cristóbal.

## P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos

### Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica a las zonas de carga Cuautla y Morelos se realiza a través del banco de transformación T3 de la SE Yauatepec Potencia con una capacidad de 375 MVA y una relación de transformación de 400/115 kV, así como de los bancos de transformación AT3 y AT4 instalados en la SE Zapata con una capacidad de 100 MVA, cada uno y una relación de transformación de 230/115 kV. Otra fuente de suministro es la Central Eléctrica Xoxocotla con 70 MW de capacidad instalada y de tecnología fotovoltaica, sin embargo, la aportación de energía eléctrica depende del recurso solar, por lo cual, durante la condición de demanda máxima de la zona (entre las 20 y 22 hs) no se contempla el apoyo del suministro a la zona.

Dentro de las zonas mencionadas, la demanda es de tipo industrial, comercial y residencial, algunas de las SE que principalmente suministran carga industrial son Unilever, Nissan, Civac, Industrial Cuautla Dos y Cuautla Industrial.

Durante el año 2019, aproximadamente el 70% de la carga en la zona se suministró a través de la transformación instalada en la SE Yauatepec Potencia, el 30% restante a través de la transformación de la SE Zapata.

Por lo anterior, ante contingencia del transformador Yauatepec Potencia T3, la carga queda alimentada principalmente de los bancos de transformación de la SE Zapata (AT3 y AT4), que podría provocar la salida de estos equipos por sobrecarga y afectar la Continuidad del servicio a los

usuarios dentro de las zonas antes descritas.

El límite establecido en los bancos AT3 y AT4 de la SE Zapata ante contingencia sencilla (n-1) del transformador T3 de la SE Yauatepec Potencia corresponde a 220 MW y se refiere a la máxima carga que pueden tomar estos equipos, por lo cual se cuenta con un EAR de Disparo Automático de Interruptor denominado "DAI" Yauatepec Potencia el cual considera el límite antes descrito y en caso de contingencia, tiene como objetivo realizar una afectación controlada de carga evitando el disparo por sobrecarga de los transformadores instalados en la SE Zapata.

En el cuadro 9.4.4.1, se muestran los registros históricos del año 2015 hasta el mes de enero del año 2021, en donde, se han presentado 5 eventos de disparo del Transformador de la SE Yauatepec Potencia T3, de los cuales en 3 de ellos presentaron afectación de carga con un total de 2,228 MWh de Energía no Suministrada y un tiempo de afectación de 79 hs.

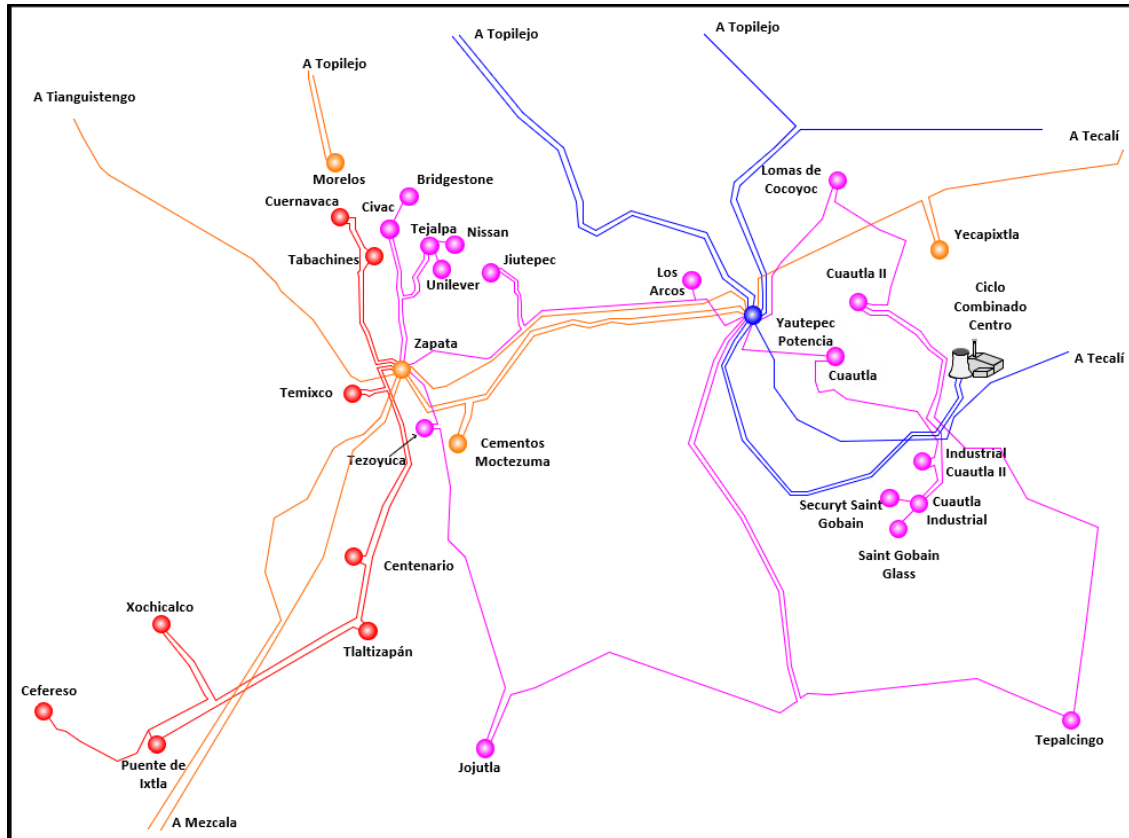
Debido a la dependencia del banco de transformación T3 de Yauatepec Potencia, es limitada la posibilidad de libranza de este equipo para mantenimiento, esto se muestra en el cuadro 9.4.4.2, en donde debe ser en condición de demanda mínima y a pesar de ello los equipos de transformación de la SE Zapata alcanzan a operar con sobrecarga.

Considerando el límite de demanda de 220 MW ante contingencia, durante el año 2019 se superó este valor un 66 % del año (5,794 horas), alcanzando una demanda máxima de 301 MW. Se estima

que para 2025, la demanda habrá superado el límite durante 85% del año (7,424 horas).

En la Figura 9.4.4.1 se presenta el diagrama geográfico de la zona de influencia que contempla las zonas de carga Cuautla y Morelos.

Figura 9.4.4.1. Diagrama geográfico de la zona de influencia año 2020



Cuadro 9.4.4.1. Registro de eventos y Energía No Suministrada (ENS)

Año	Número de eventos	Demanda Afectada	Tiempo de Afectación
	D. YTP-T3	MWh	hh:mm
2015	0	0	00:00
2016	1	0	00:00
2017	1	1,346	47:42
2018	1	0	00:00
2019	0	0	00:00
2020	2	882	31:38
2021	0	0	00:00
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>2,228</b>	<b>79:20</b>

Cuadro 9.4.4.2. Licencias para mantenimiento del transformador Yautepec Potencia-T3

Evento	Equipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Flujo Máximo Alcanzado en Equipo Primario	Tiempo Fuera de Servicio
					hh:mm
Libranza Emergencia	YTP-T3	03-nov-2015 00:30:00	03-nov-2015 04:05:46	ZAP (AT3+AT4) = 216.49 MVA ZAP 73650 JIU = 93.8 MVA	03:35
Libranza Emergencia	YTP-T3	02-may-2016 00:30:00	02-may-2016 03:29:00	ZAP (AT3+AT4) = 174.9 MVA ZAP 73650 JIU = 108.5 MVA	02:59

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado distintas alternativas para resolver la problemática mostrada, se muestran a continuación las dos propuestas que aportan mayores beneficios:

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Cuautla Dos – 73180 – Industrial Cuautla Dos en la SE Ciclo Combinado Centro **(1)**.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Cuautla Dos – 73150 – Tepalcingo en la SE Ciclo Combinado Centro **(2)**.

##### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Ciclo Combinado Centro **(3)**.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Yautepec Potencia – 73690 – Jiutepec, de relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 131 MVA **(4)**.
- Cuatro alimentadores en 115 kV en la SE Ciclo Combinado Centro para la interconexión con el entronque de la LT Cuautla Dos – 73180 – Industrial Cuautla Dos y la LT Cuautla Dos – 73150 – Tepalcingo **(5)**.

#### Alternativa 2

##### Transmisión:

- LT Xoxocotla Maniobras – Cuautla Potencia de un circuito, con una longitud estimada de 6.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV **(1)**
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 2.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Cuautla – 73140 – Industrial Cuautla Dos en la SE Cuautla Potencia **(2)**.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV para entroncar la LT Tecali – A3T50 – Yautepec Potencia en la SE Cuautla Potencia **(3)**.



### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la nueva SE Cautla Potencia (4).

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Xoxocotla Maniobras para la conexión de la LT Xoxocotla Maniobras – Cautla Potencia (5).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Cautla Potencia para la conexión de la LT Xoxocotla Maniobras – Cautla Potencia (6).
- Dos alimentadores en 115 kV en la nueva SE Cautla Potencia para el

entronque de la LT Cautla – 73140 – Industrial Cautla Dos (7).

- Dos alimentadores en 400 kV en la nueva SE Cautla Potencia para el entronque de la LT Tecali – A3T50 – Yauatepec Potencia (8).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las Alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.4.4.2 y 9.4.4.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.4.4.2. Diagrama unifilar simplificado con Alternativa 1

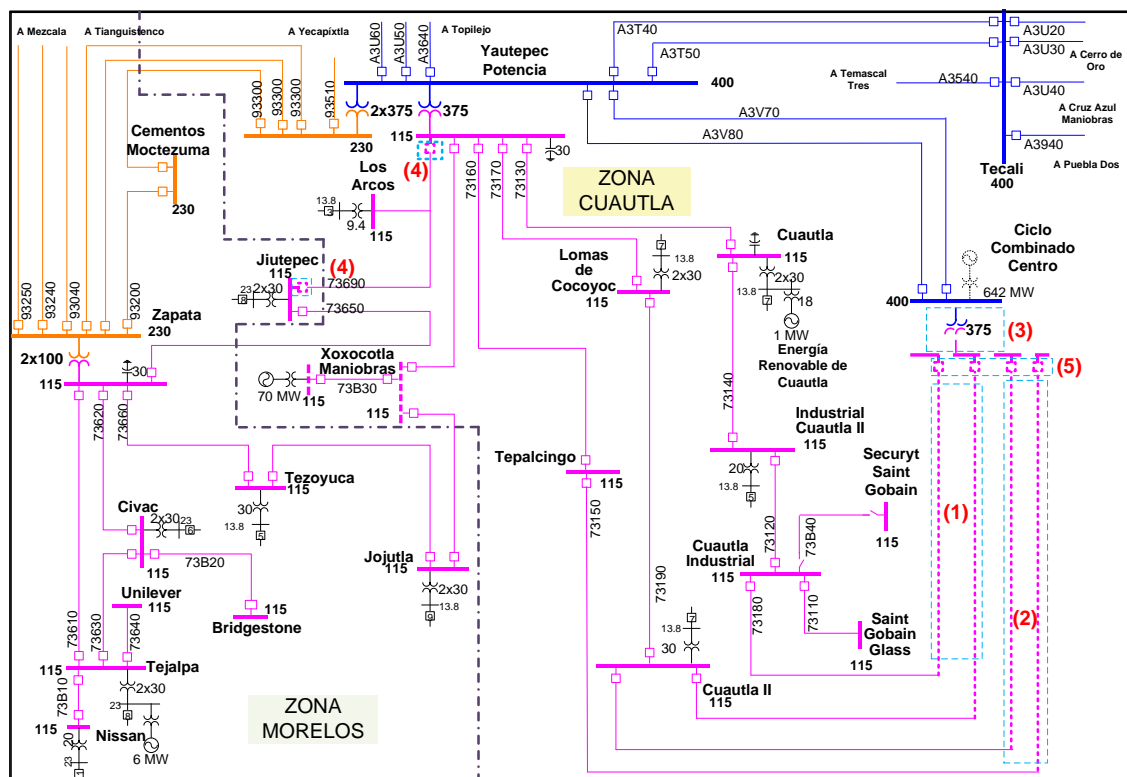
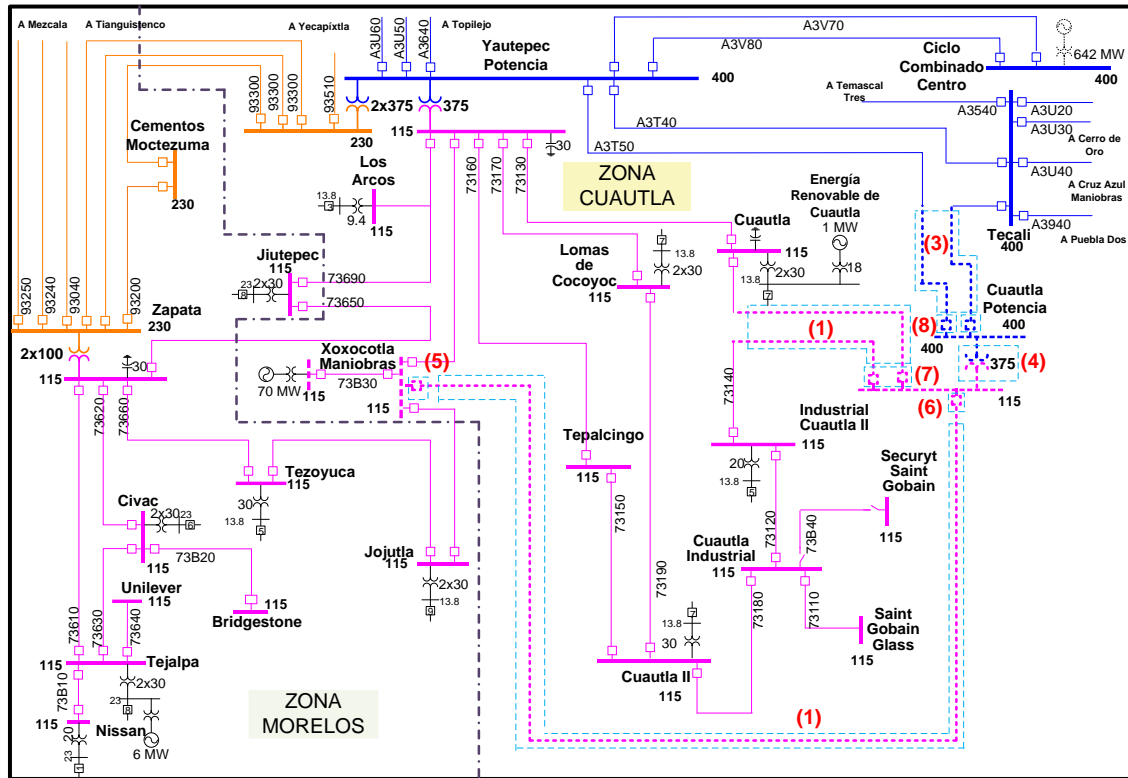


Figura 9.4.4.3. Diagrama unifilar simplificado con Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **408.5 millones de pesos de 2020** (19.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa consta de 4 km-c de línea de transmisión y 500 MVA de capacidad de transformación.

Los cuadros 9.4.4.3 a 9.4.4.5 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.4.3. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Industrial Cuautla Dos (73180)	115	2	2.0	abr-20	abr-25	23.5
Ciclo Combinado Centro entronque Cuautla Dos - Tepalcingo (73150)	115	2	2.0	abr-20	abr-25	23.5
<b>Total</b>			<b>4.0</b>			<b>47.0</b>

Cuadro 9.4.4.4. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Ciclo Combinado Centro Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-25	282.8
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>282.8</b>

T. Transformador

Cuadro 9.4.4.5. Obras de equipo en subestaciones eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Yautepec Potencia	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	19
Jiutepec	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	19
Ciclo Combinado Centro	Alimentador	4	115	abr-20	abr-25	74.9
<b>Total</b>						<b>78.7</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **694.0 millones de pesos de 2020** (32.3 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta de 11.3 km-c de línea de transmisión y

500 MVA de capacidad de transformación.

Los cuadros 9.4.4.6 a 9.4.4.8 muestran el resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.4.6. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cuautla Potencia entronque Tecali - Yautepec Potencia (A3T50)	400	2	0.2	abr-20	abr-25	4.5
Xoxocotla Maniobras - Cuautla Potencia	115	1	6.5	abr-20	abr-25	116.3
Cuautla Potencia entronque Cuautla - Industrial Cuautla Dos (73140)	115	2	4.6	abr-20	abr-25	57.3
<b>Total</b>			<b>11.3</b>			<b>178.1</b>

Cuadro 9.4.4.7. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cuautla Potencia Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-25	291.0
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>291.0</b>

T. Transformador

Cuadro 9.4.4.8. Obras de equipo en subestaciones eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cuautla Potencia	Alimentador Nuevo	2	400	abr-20	abr-25	144.4
Cuautla Potencia	Alimentador Nuevo	3	115	abr-20	abr-25	37.5
Xoxocotla Maniobras	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	43.0
<b>Total</b>						<b>224.9</b>

Indicadores técnicos y económicos.

En figuras 9.4.4.4 y 9.4.4.5 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2025 sin proyecto de refuerzo en la red de la zona de influencia en un escenario de demanda máxima coincidente y ante la eventual contingencia o salida por

mantenimiento de un elemento de transformación. Como puede observarse, tanto en condiciones de red completa como ante contingencia sencilla algunos elementos de transmisión y transformación operan fuera de límites permisibles operativos y de diseño.

Figura 9.4.4.4. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia sin proyecto

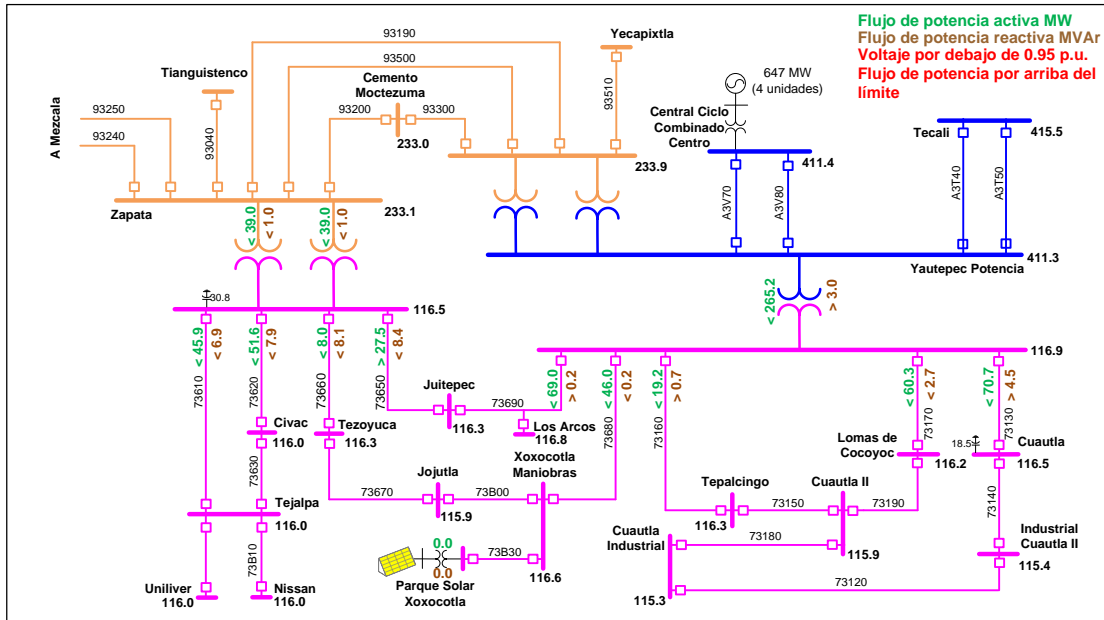
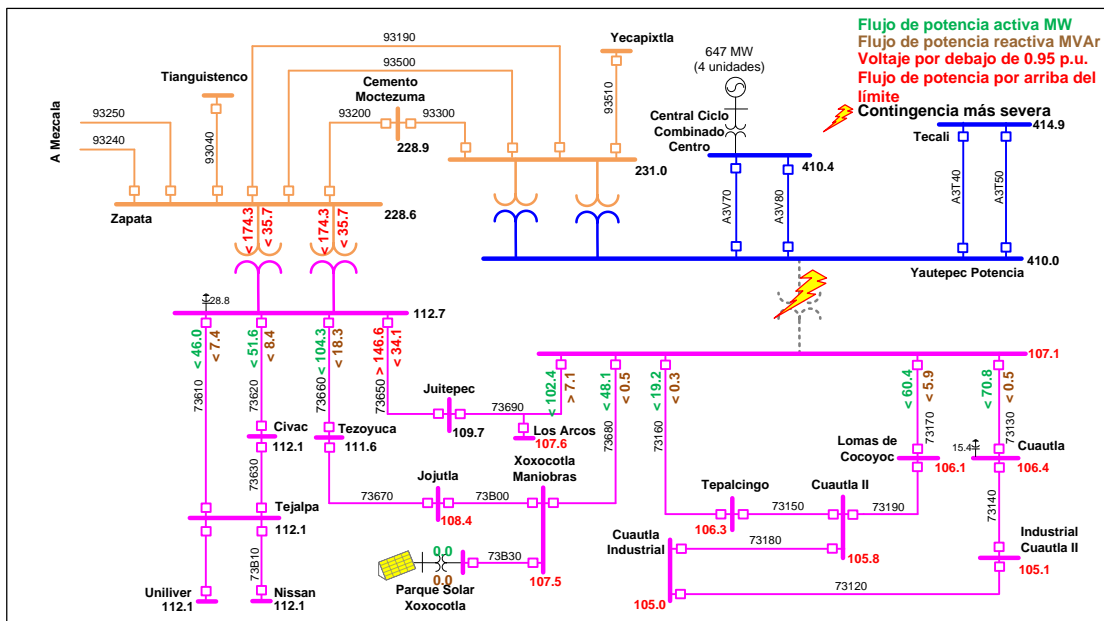


Figura 9.4.4.5. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas post-contingencia sin proyecto



En las figuras 9.4.4.6 a 9.4.4.9 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2025 con las alternativas de solución 1 y 2 respectivamente.

En las simulaciones de flujos de potencia eléctrica para las Alternativas 1 y 2 se observa que ante la misma condición operativa del escenario sin proyecto de refuerzo y ante la ocurrencia de la contingencia más severa no se tienen violaciones de tensión ni de sobrecarga

en elementos de transmisión y transformación asociados a la red eléctrica de la zona de influencia.

En conclusión, ambas alternativas permiten aumentar el límite en el

suministro de la carga para atender el crecimiento de la demanda esperado en esta región del país y a su vez, ambas mejoran la Confiabilidad en la zona ante la indisponibilidad del transformador Yautepec Potencia T3.

Figura 9.4.4.6. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 1

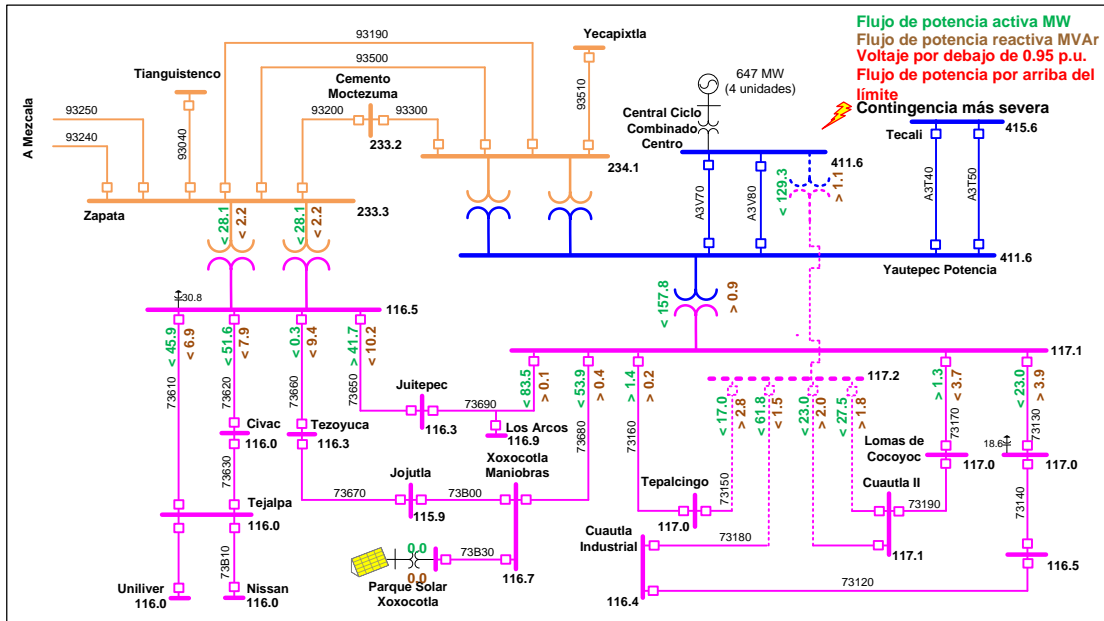


Figura 9.4.4.7. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas post-contingencia con Alternativa 1

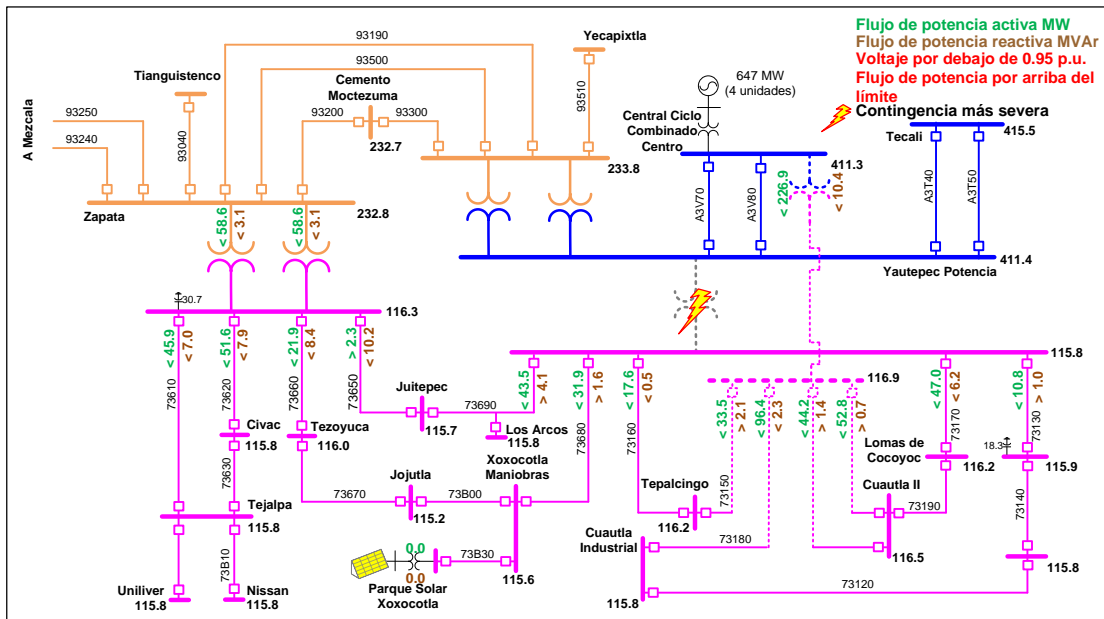


Figura 9.4.4.8. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 2

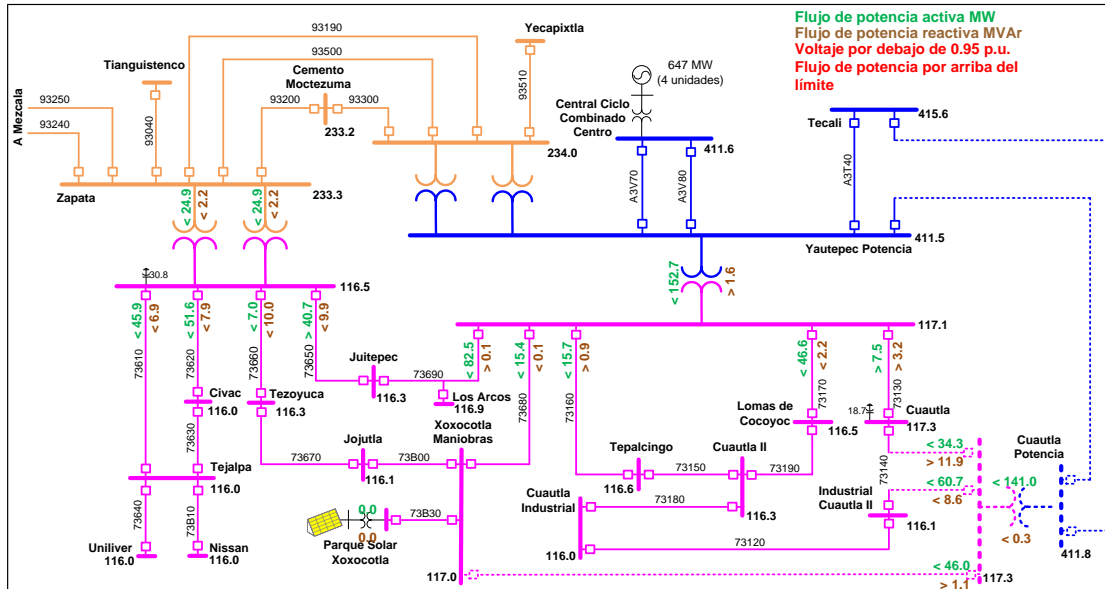
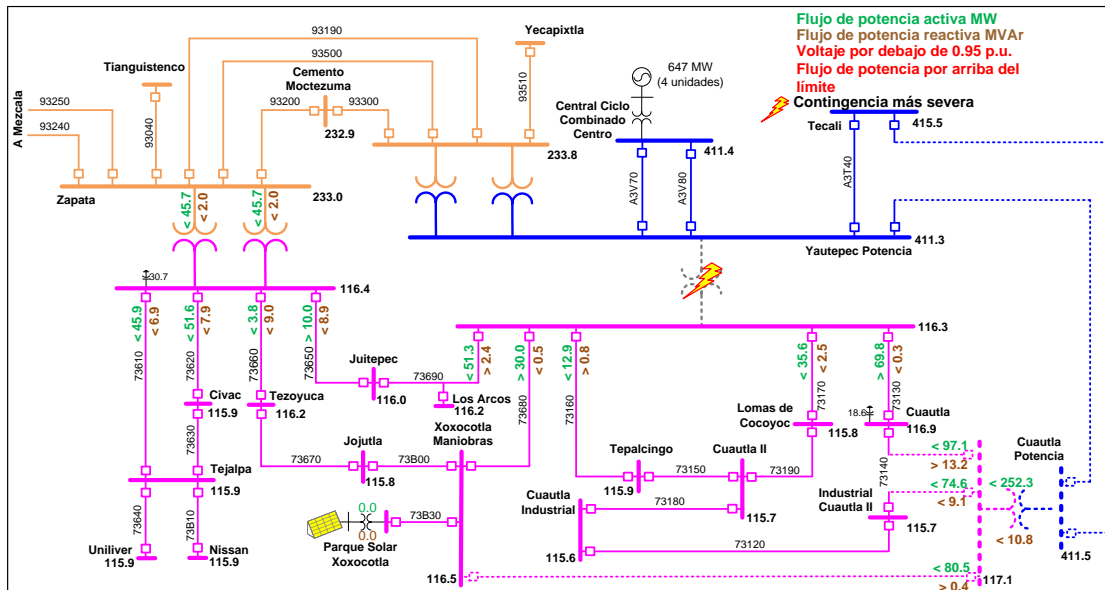


Figura 9.4.4.9. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas post-contingencia con Alternativa 2



En los cuadros 9.4.4.9 y 9.4.4.10 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación probabilística.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión.

Cuadro 9.4.4.9. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.657	103.819	104.476	17.521	86.955	5.96

Cuadro 9.4.4.10. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
1.147	117.285	118.432	29.669	88.763	3.99

Alternativa propuesta.

Debido a que la justificación económica del proyecto depende de la contingencia sencilla del banco de transformación en Yautepec Potencia, se ha realizado la evaluación económica con un modelo probabilístico (Modelo

México), a fin de captar los beneficios económicos respectivos.

El cuadro 9.4.4.11 presenta un resumen de las principales características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.4.11. 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	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	408.5	694.0
Relación Beneficio/Costo	5.96	3.99

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de

suministro de la demanda a largo plazo de las Zonas Cuautla y Morelos ante la contingencia sencilla de equipo de transformación.

## P21-OR3 Refuerzo de Transmisión en la Zona Xalapa

### Diagnóstico operativo.

La zona de carga Xalapa está conformada por la zona metropolitana de la Ciudad de Xalapa, así como de las poblaciones aledañas. Además de ser la capital del estado de Veracruz, es el mayor centro de carga de la región, en donde se ubican los 3 poderes de gobierno estatales siendo un importante centro de comercio, servicios y turismo.

Actualmente, el principal suministro de energía eléctrica para la zona de carga Xalapa consiste en un corredor de transmisión de 230 kV proveniente de la SE Jalacingo hacia la SE El Castillo en donde se tienen dos bancos de transformación con relación de transformación 230/115 kV con una capacidad de 100 MVA, cada uno. De igual forma se cuenta con dos corredores de transmisión en 115 kV. El primero entre las SE Veracruz II y El Castillo y el segundo entre las SE Jalacingo y El Castillo.

El corredor de transmisión Veracruz II - El Castillo tiene una longitud aproximada de 110 km. Este corredor interconecta la industria Cementos Moctezuma cuya fuente de energía eléctrica más cercana es la SE El Castillo (43.5 km de distancia); de igual forma se encuentra la Central Eléctrica Ingenio La Gloria con una capacidad de 45 MW, la cual aporta energía únicamente en la temporada de la zafra de caña de azúcar, ya que el combustible es el desecho de orgánico de la caña. En el caso del corredor Jalacingo II - El Castillo, tiene aproximadamente 79 km de longitud.

Debido a las grandes distancias y la topología de la red existente, se tiene un déficit de fuentes de potencia activa que garantice el abastecimiento de la demanda y además contribuya como fuente de potencia reactiva para el control de voltaje que está relacionado con la calidad de energía eléctrica suministrada.

En la figura 9.4.5.1 se presenta el diagrama geográfico de la zona de influencia que considera las zonas de carga Xalapa, así como parte de Veracruz y Teziutlán. En ésta se observa la trayectoria de las LT que operan como fuente de suministro de la energía eléctrica en el año 2021.

Analizando la infraestructura actual de la red se tiene que la contingencia más sensible de la zona es el disparo de la LT Veracruz II – 73170 – Santa Fe, dado que se forma un corredor alimentado en forma radial en 115 kV con una distancia aproximada de 125 km de longitud entre las SE El Castillo y Punta Limón. Debido a esto, el control de voltaje en las SE Cardel, La Gloria Maniobras, Ingenio La Gloria y Punta Limón no es lo suficientemente robusto para garantizar los niveles mínimos de voltaje de operación de los equipos eléctricos de la red.

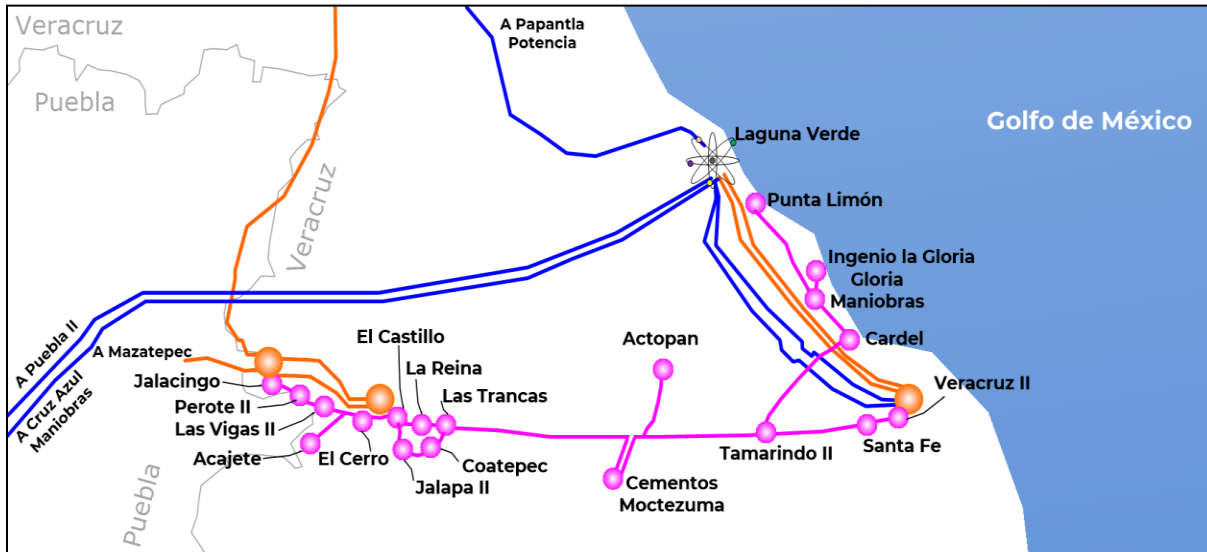
Ante esto se ha establecido que el límite de demanda de la zona de influencia para soportar la contingencia sencilla más severa es de 218 MW. En caso de exceder este límite y ante la contingencia de la LT Veracruz II – 73170 – Santa Fe se tendría que proceder a la desconexión de carga para prevenir el daño permanente de los equipos y evitar el corte generalizado en la zona de influencia.



La demanda máxima en la zona de influencia durante los años 2019 y 2020 fue de 245 y 248 MW, respectivamente.

En el cuadro 9.4.5.1, se muestra el registro histórico de eventos asociados a la LT Veracruz II – 73170 – Santa Fe desde el año 2015 hasta enero de 2021.

Figura 9.4.5.1. Diagrama geográfico de la zona de carga Xalapa, así como parte de Veracruz y Teziutlán (2021)



Cuadro 9.4.5.1. Registro de Eventos y Energía no suministrada

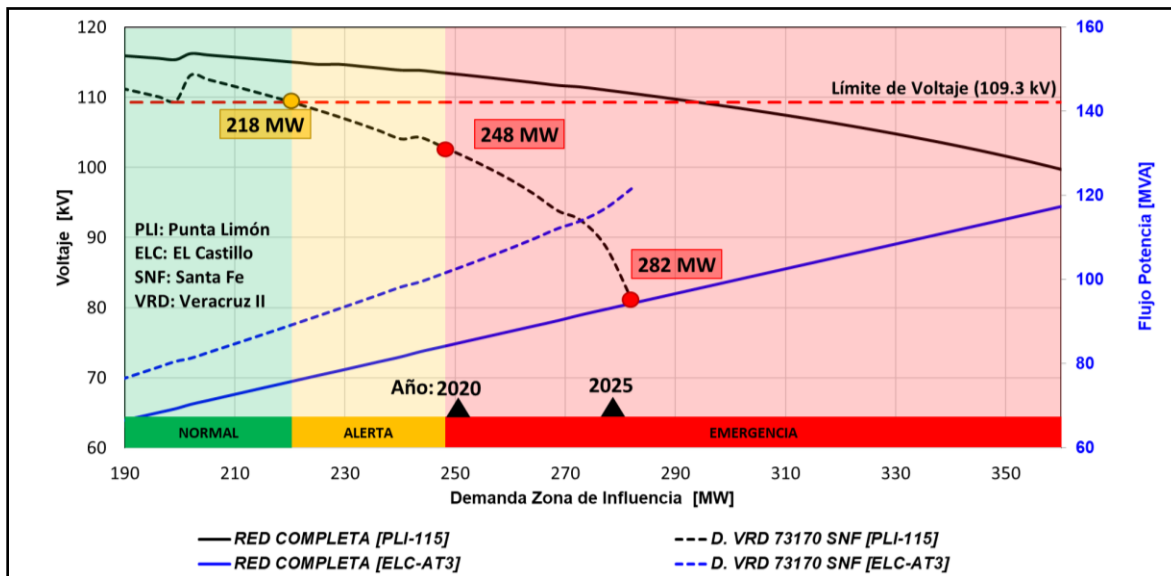
Año	Número de eventos		Energía Afectada	Tiempo de afectación
	Sin	Con		
	Afectación de Carga			
	Veracruz II 73170 Santa Fe		MWh	hh:mm
2015	2	0	0.0	00:00
2016	1	0	0.0	00:00
2017	0	0	0.0	00:00
2018	0	1	71.0	01:15
2019	1	0	0.0	00:00
2020	2	1	0.2	00:02
2021	0	0	0.0	00:00
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>71.2</b>	<b>1:17</b>

Como se mencionó previamente, el límite de demanda en las zonas de influencia está dado por bajo voltaje ante contingencia sencilla.

En la figura 9.4.5.2, se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1, referida a la SE Santa Fe (SNF); se puede observar que el límite de suministro de la demanda garantizando una magnitud de voltaje igual o mayor a

0.95 p.u. ante la contingencia más severa que corresponde a la salida de la LT Veracruz II – 73170 – Santa Fe se alcanza con una demanda máxima de 218 MW. Por lo cual, ante condiciones de demandas superiores a este monto, la red eléctrica no tiene la capacidad para mantener los voltajes dentro de sus límites adecuados, en su caso se requiere la salida controlada de carga (cortes al suministro) para evitar mayores afectaciones en la zona.

Figura 9.4.5.2. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia sencilla (n-1) de la LT Veracruz II - 73170 - Santa Fe (Sin Proyecto)



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado distintas alternativas de solución para resolver la problemática de suministro eléctrico de la demanda de las zonas de carga Xalapa y parte de Veracruz y Teziutlán. A continuación, se presentan las dos mejores alternativas; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transmisión:

- LT Veracruz II – Tamarindo II de doble circuito, tendido de segundo, con una longitud estimada de 36 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (1).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Veracruz II para la conexión de la LT Veracruz II – Tamarindo II (2).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tamarindo II para la conexión de la LT Veracruz II – Tamarindo II (3).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT El Castillo – 73260 – La Reina, con relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 180 MVA (4).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT La Reina – 73X10 – Las Trancas, relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 180 MVA (5).

#### Alternativa 2

Transmisión:

- LT Tamarindo II – La Reina de doble circuito, tendido del segundo, con una longitud estimada de 48.5 km y

un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (1).

alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 180 MVA (4).

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la SE Tamarindo II para la conexión de la LT Tamarindo II – La Reina (2).
- Un alimentador en 115 kV en la SE La Reina para la conexión de la LT Tamarindo II – La Reina (3).
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT El Castillo – 73260 – La Reina, relación de transformación normalizada para

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.4.5.3 y 9.4.5.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo color azul punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.4.5.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

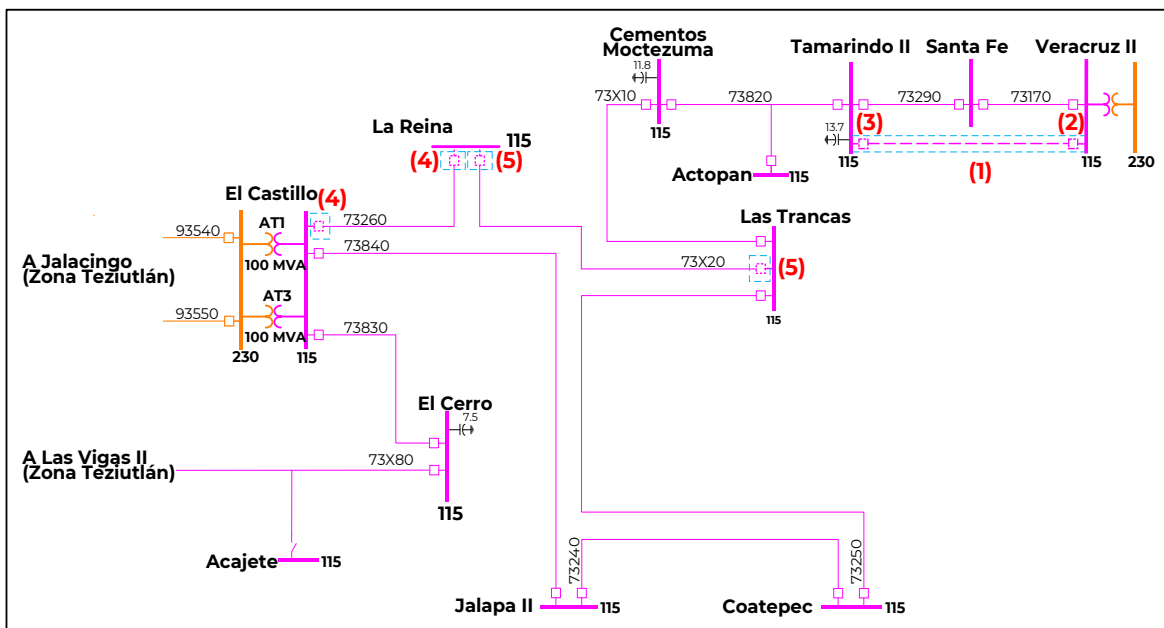
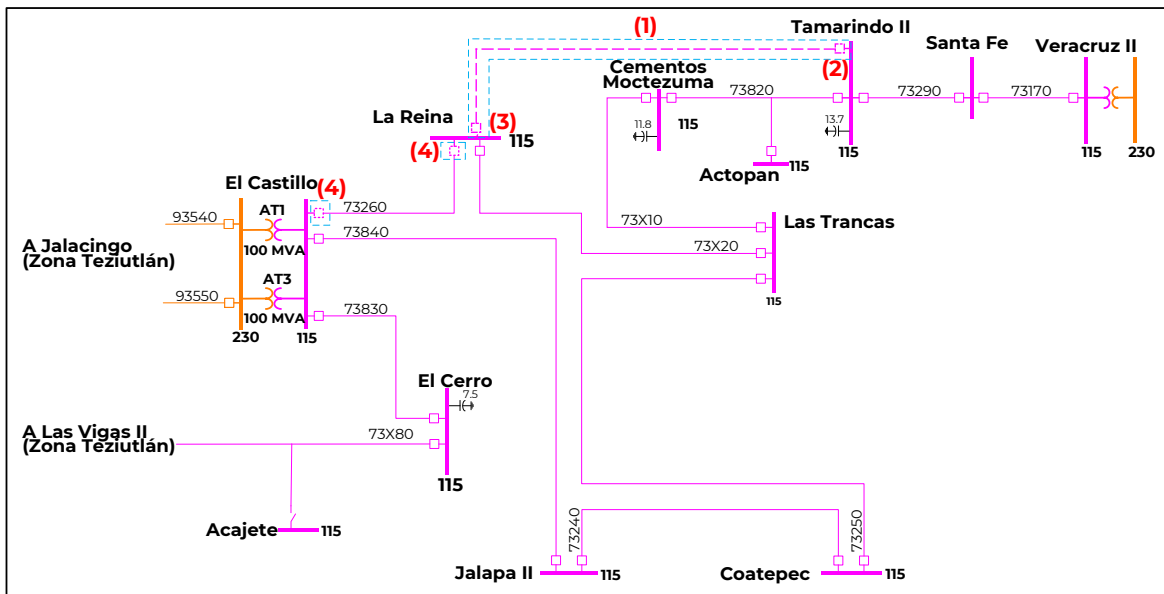


Figura 9.4.5.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

pesos por dólar). Esta alternativa contiene 36 km-c de LT.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **75.1 millones de pesos de 2020** (3.5 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

Los cuadros 9.4.5.2 y 9.4.5.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.5.2. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Veracruz II - Tamarindo II / 4	115	2	36.0	abr-20	abr-25	30.1
<b>Total</b>			<b>36.0</b>			<b>30.1</b>

4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.4.5.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Veracruz II	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	18.7
Tamarindo II	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	18.7
El Castillo	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	1.9
La Reina	Cambio de TC	2	115	abr-20	abr-25	3.8
Las Trancas	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	1.9
<b>Total</b>						<b>45.0</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **81.8 millones de pesos de 2020** (3.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa contiene 48.5 km-c de LT.

Los cuadros 9.4.5.4 y 9.4.5.5 muestran 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	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tamarindo II - La Reina / 4	115	2	48.5	abr-20	abr-25	40.6
<b>Total</b>			48.5			40.6

4/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.4.5.5. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tamarindo II	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	18.7
La Reina	Alimentador Ampliación	1	115	abr-20	abr-25	18.7
El Castillo	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	1.9
La Reina	Cambio de TC	1	115	abr-20	abr-25	1.9
<b>Total</b>						41.2

Indicadores técnicos y económicos

En las figuras 9.4.5.5 y 9.4.5.6 se muestran las curvas P-V referidas a la SE

Punta Limón (PLI) con los límites de inyección de potencia activa a la zona en estudio para las dos alternativas.

Figura 9.4.5.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 1 (Condición sin/con contingencia sencilla)

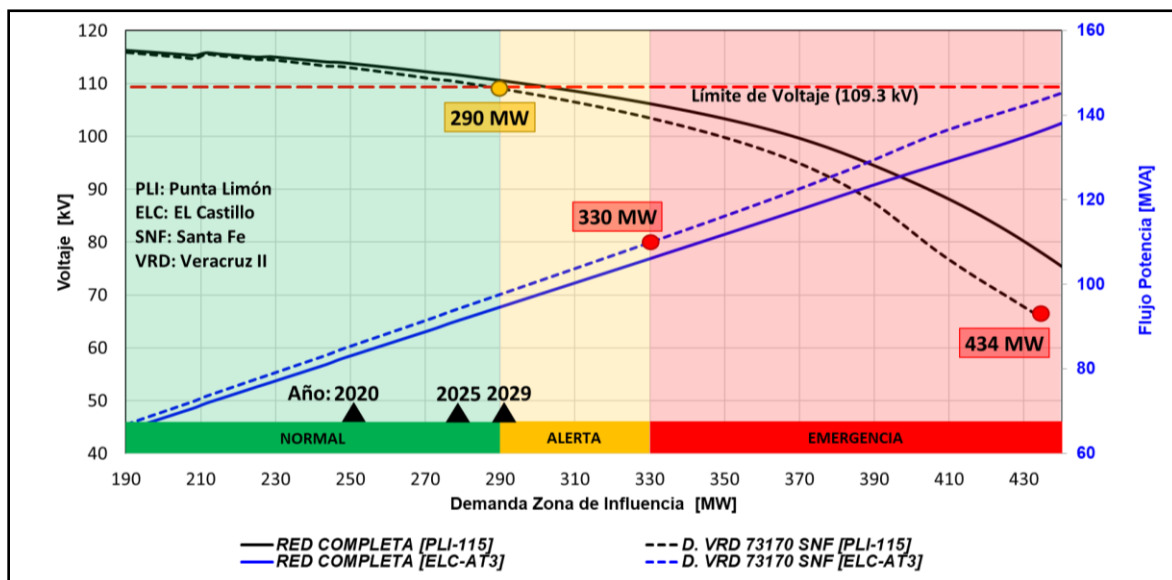
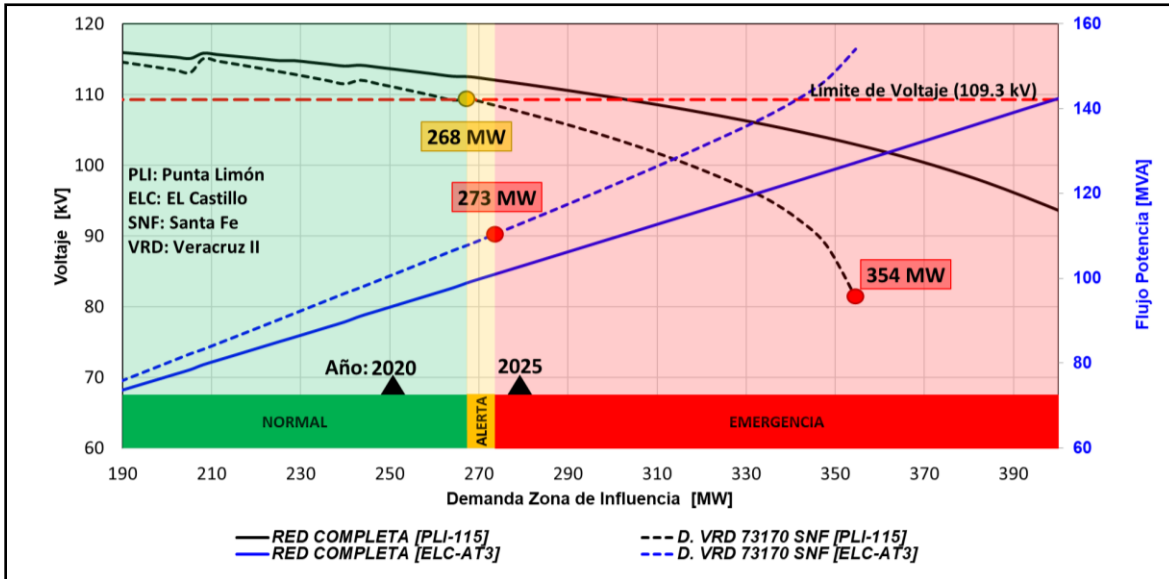


Figura 9.4.5.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 2 (condición sin/con contingencia sencilla)



En condiciones ante contingencia, la Alternativa 1, alcanza un límite de 290 MW, mientras la Alternativa 2 alcanza 268 MW. Lo cual hace que la Alternativa 1 sea mejor opción.

En figuras 9.4.5.7 y 9.4.5.8 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2025 sin proyecto de refuerzo, condición de demanda máxima de zona y ante la contingencia N-1 más severa, dentro de la zona de influencia.

Figura 9.4.5.7. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia sin proyecto

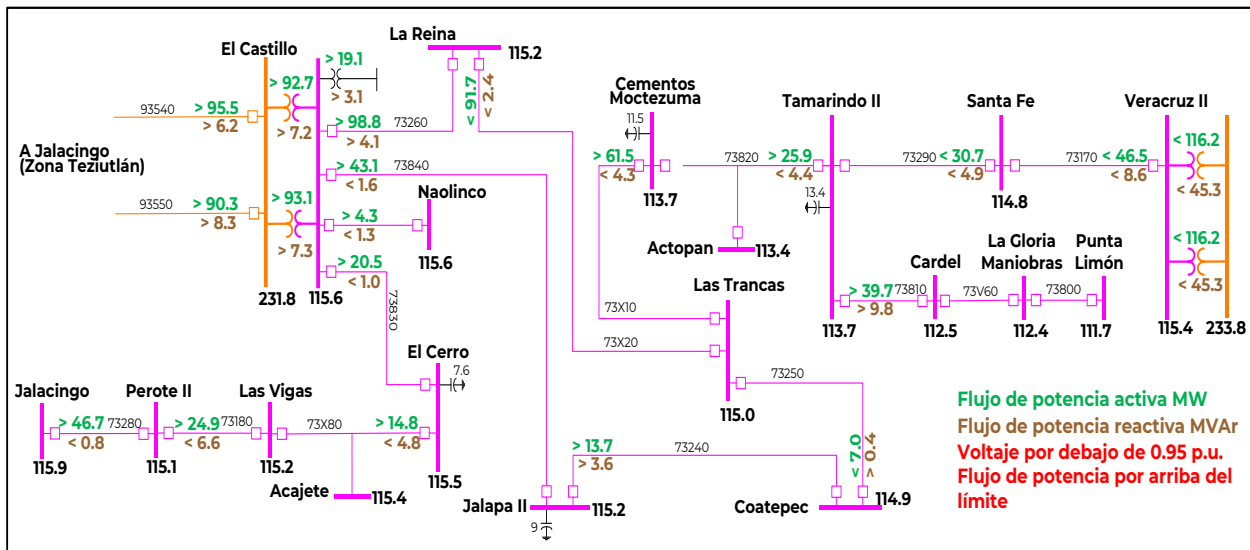
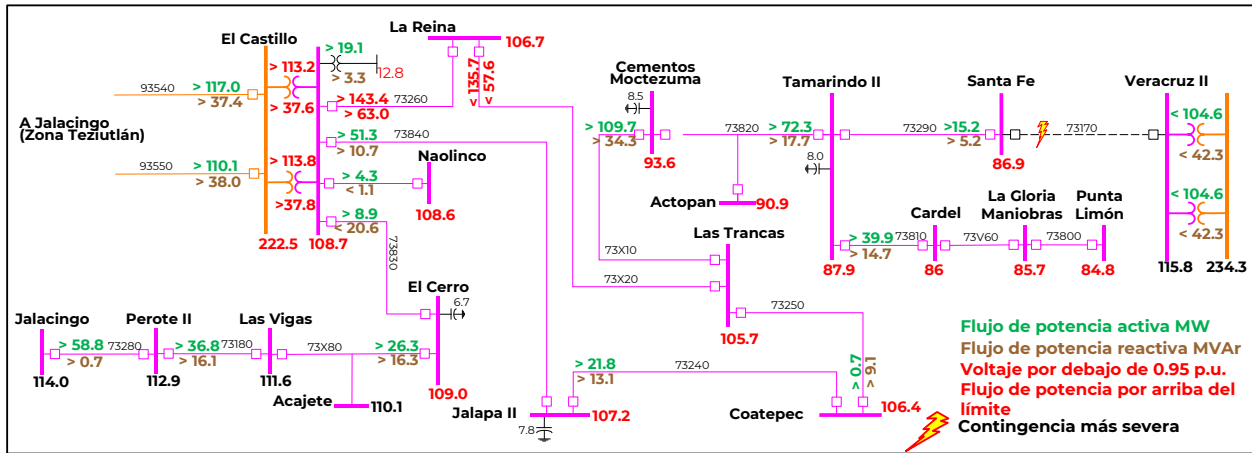


Figura 9.4.5.8. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas post-contingencia sin proyecto



En las figuras 9.4.5.9 a 9.4.5.12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperados durante la condición operativa en el año 2025 con las alternativas de solución 1 y 2 respectivamente.

Las simulaciones de flujos de potencia muestran que, para la primera

alternativa, ante una misma condición de demanda máxima y la salida de la LT Veracruz II – 73170 – Santa Fe, se logra soportar la demanda esperada para ese año sin presentar afectaciones de carga. En el caso de la segunda alternativa se reduce el monto de carga afectada.

Figura 9.4.5.9. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 1

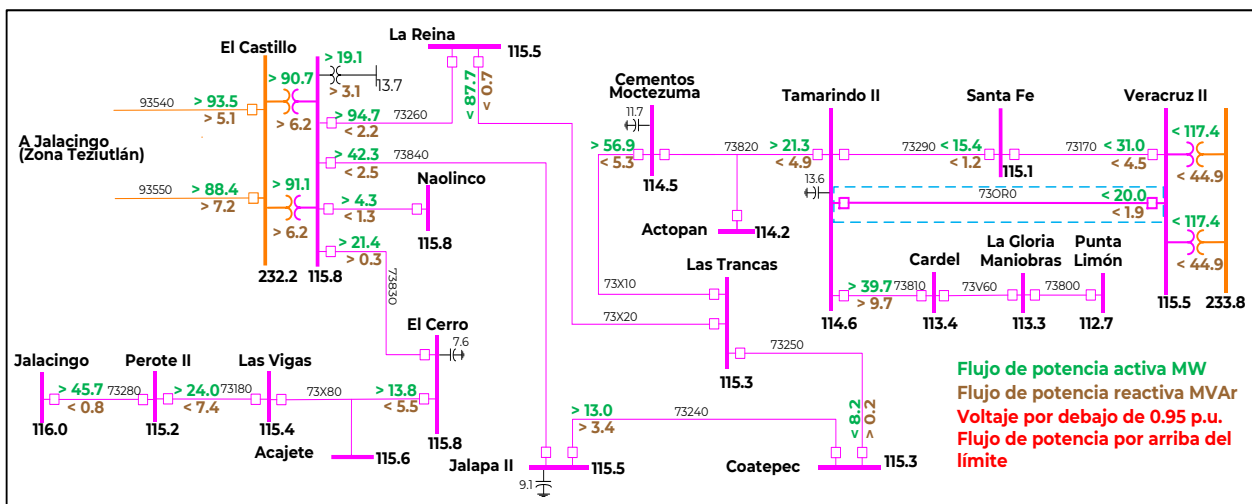


Figura 9.4.5.10. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas post-contingencia con Alternativa 1

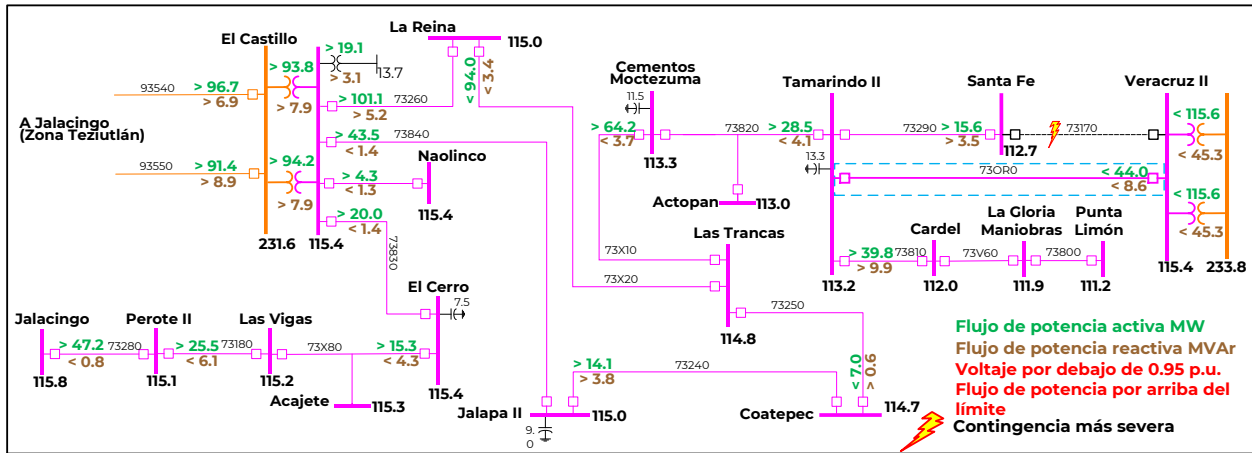


Figura 9.4.5.11. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 2

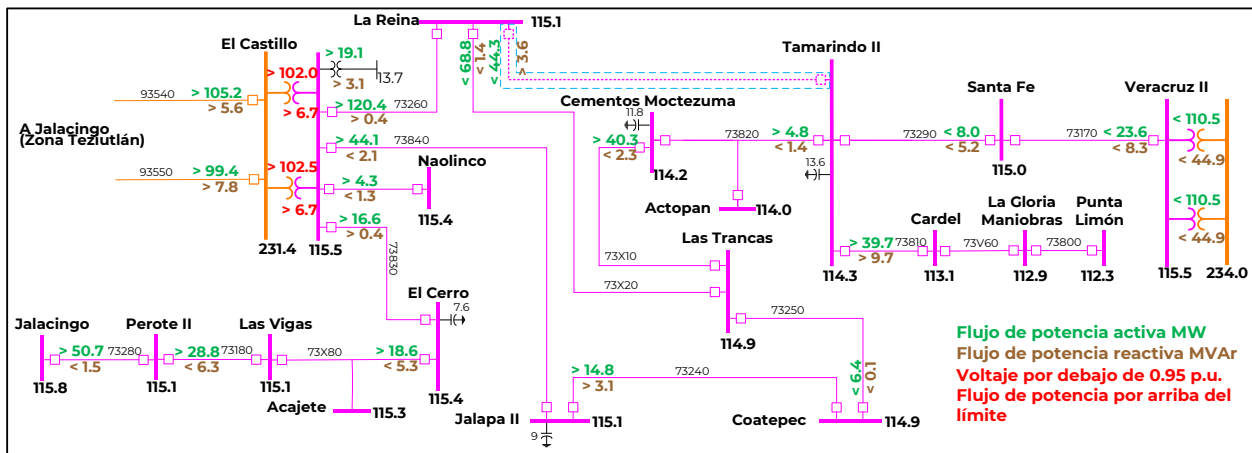
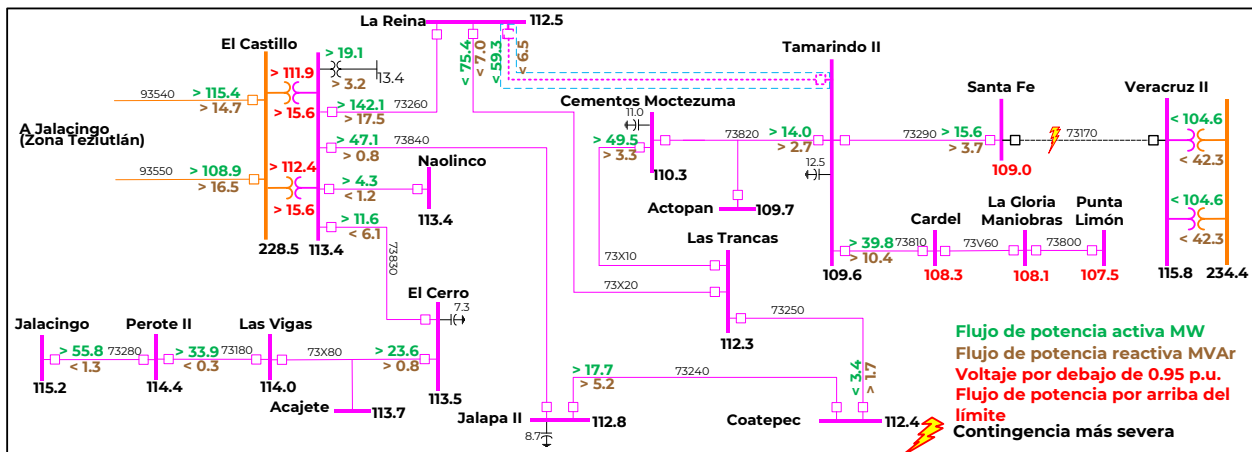


Figura 9.4.5.12. Escenario de demanda máxima de 2025, condiciones operativas pre-contingencia con Alternativa 2





En los cuadros 9.4.5.6 y 9.4.5.7 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación probabilística.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión.

**Cuadro 9.4.5.6. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1**

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
35.12	114.14	149.98	6.28	68.34	143.69	2.10

**Cuadro 9.4.5.7. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2**

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
35.12	77.51	113.35	6.80	74.88	106.54	1.42

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.5.8 presenta el aumento en la capacidad del suministro de demanda de la zona de influencia derivado de las alternativas evaluadas.

En condición n y n-1, la Alternativa 1 tiene un incremento de 10 MW y 72 MW respectivamente, mientras que la Alternativa 2 en condición n tiene un incremento de 10 MW y para n-1 un incremento de 50 MW.

**Cuadro 9.4.5.8. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	292 MW	218 MW
Alternativa 1	302 MW	290 MW
Alternativa 2	302 MW	268 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.5.9 presenta un resumen de las principales características de

Confiable de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.5.9. 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	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	75.1	81.8
Relación Beneficio/Costo	2.10	1.42

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de

solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de las Zonas de Carga Xalapa, así como parte de Veracruz y Teziutlán.

## Gerencia de Control Regional Occidental

### P21-OC1 Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro

#### Diagnóstico operativo.

El occidente de la ciudad de Querétaro se alimenta principalmente por el corredor entre las SE Querétaro I y Querétaro Potencia en 115 kV, en él se localizan actualmente las SE de distribución Satélite, La Loma, Querétaro Poniente y Querétaro Sur además de los centros de carga Agrogen y Tetrapak.

Las LT que alimentan el corredor son: Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur de 5 km calibre 266 kcmil tipo ACSR, Querétaro Potencia – 73050 – Querétaro Sur de 12 km calibre 795 kcmil tipo ACSR y Querétaro I – 73540 – Satélite de 8 km calibre 795 kcmil tipo ACSR.

La División de Distribución Bajío pretende incrementar 110 MVA de capacidad de transformación de alta a media tensión (AT/MT), entre los años 2021 - 2024 en distintos proyectos de ampliación y sustitución de bancos de transformación en las SE existentes.

Adicionalmente, para el año 2024 se proyecta la construcción de la nueva SE Vallejo con una capacidad de 30 MVA, incrementando la demanda de energía en el corredor.

La gran cantidad de demanda en este corredor ocasiona que, ante contingencia de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite o Querétaro Potencia – 73050 – Querétaro Sur, se presenten sobrecargas en la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur, por encima del

límite térmico del conductor y en la actual LT Querétaro Sur – 73090 – Querétaro Poniente.

Para el año 2024 para un escenario de Demanda Máxima Coincidente de Zona (DMCZ) Querétaro, se presenta un flujo en la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur de 97% de su límite térmico (72 MVA) en red completa. Al presentarse la contingencia sencilla más severa de la zona, el disparo de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite, la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur, presenta una sobre carga del 140% de su capacidad nominal.

Adicional a la problemática señalada, ante contingencia de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite se sobrepasa el límite de cargabilidad declarado por el Transportista de la LT Querétaro Sur – 73090 – Querétaro Poniente la cual se encuentra limitada por equipo serie.

Por lo anterior, se analiza la mejor opción técnicamente factible para incrementar la capacidad de transmisión en el corredor Querétaro I - Querétaro Potencia en 115 kV, tanto en condición de red completa como ante contingencia.

La Figura 9.4.6.1 muestra la topología actual de la zona Querétaro, una de las zonas con el mayor crecimiento dentro de la GCR Occidental.

En la Figura 9.4.6.2 se indica el diagrama unifilar del área de influencia del proyecto.

Figura 9.4.6.1. Diagrama geográfico de la zona Querétaro

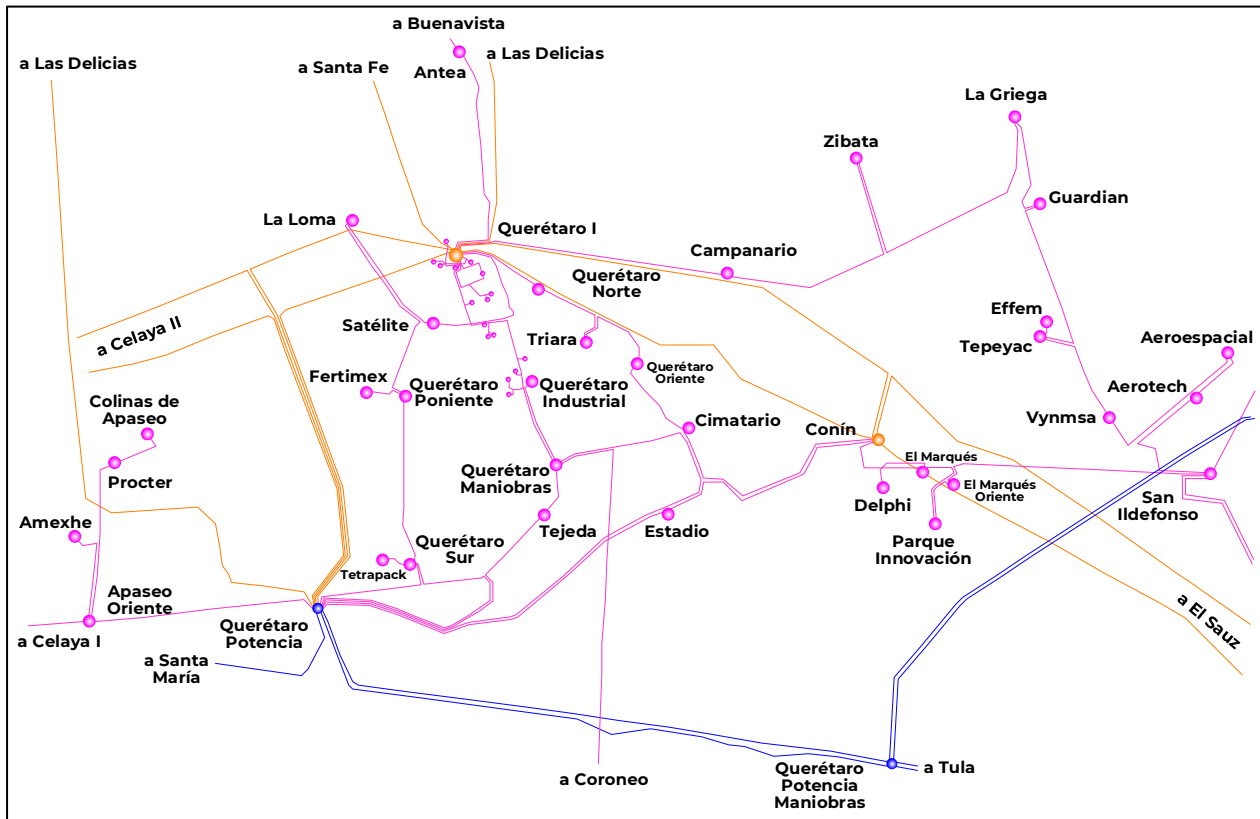
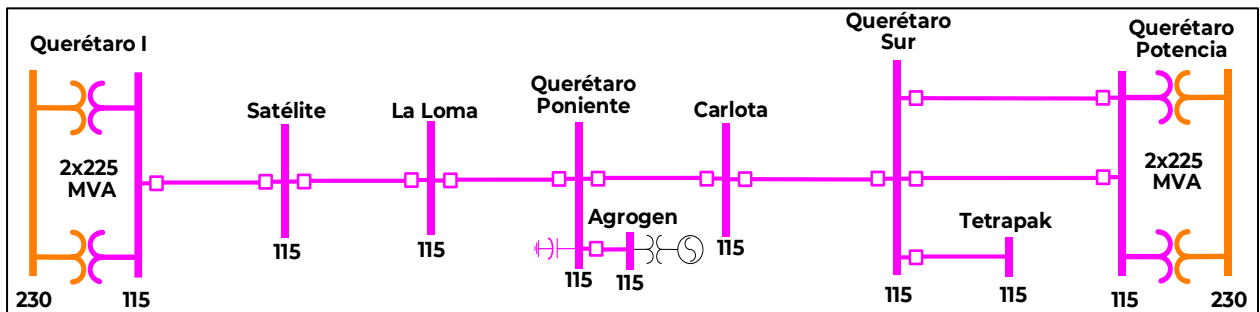


Figura 9.4.6.2. Diagrama unifilar del corredor Querétaro I - Querétaro Potencia



Descripción de las alternativas que atienden la problemática.

Se han identificado dos alternativas para incrementar la capacidad de transmisión del enlace preservando la Calidad del suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transmisión:

- Repotenciación de la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur con una longitud de 5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, de los cuales 0.9 km requieren cambio de trayectoria por

invasión de derecho de vía y 0.75 km se realizaría tendido de segundo circuito sobre las estructuras de la LT Querétaro Potencia – 73050 – Querétaro Sur.

- Repotenciación de 0.8 km de la LT Satélite – 73110 – La Loma para sustituir calibre 336 kcmil tipo ACSR y 1000 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al por 795 kcmil tipo ACSR y 1250 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al, respectivamente, para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.
- Repotenciación de 0.4 km de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite para sustituir calibre 1000 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al por 1250 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.

#### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Querétaro Poniente – 73090 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Recalibración de bus y puentes de 115 kV en la SE Querétaro Poniente.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar el límite térmico del nuevo conductor 179 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en lado Querétaro Sur de la LT Querétaro Potencia – 73050 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.

En la Figura 9.4.6.3 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

## Alternativa 2

### Transmisión:

- LT Querétaro Potencia – Tetrapak de un circuito, con una longitud estimada de 4.13 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, para crear la nueva LT Querétaro Potencia – Querétaro Sur.
- Repotenciación de 0.4 km de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite para sustituir calibre 1000 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al por 1250 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Instalación de Sistema de Seccionamiento Inteligente en Alta Tensión (SIAT) de 3 vías en la nueva trayectoria Querétaro Potencia – Tetrapak – Querétaro Sur en 115 kV.

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Querétaro Poniente – 73090 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Recalibración bus y puentes de 115 kV en la SE Querétaro Poniente.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Querétaro Potencia para la conexión de la nueva LT.

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 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

Figura 9.4.6.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

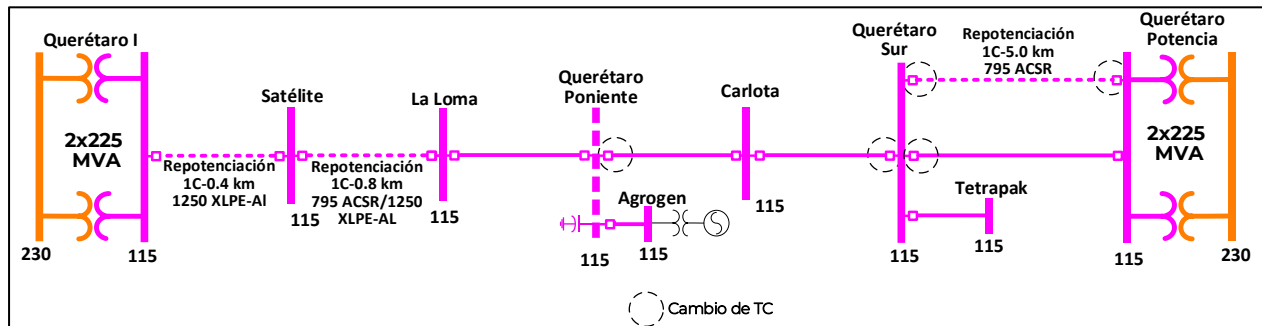
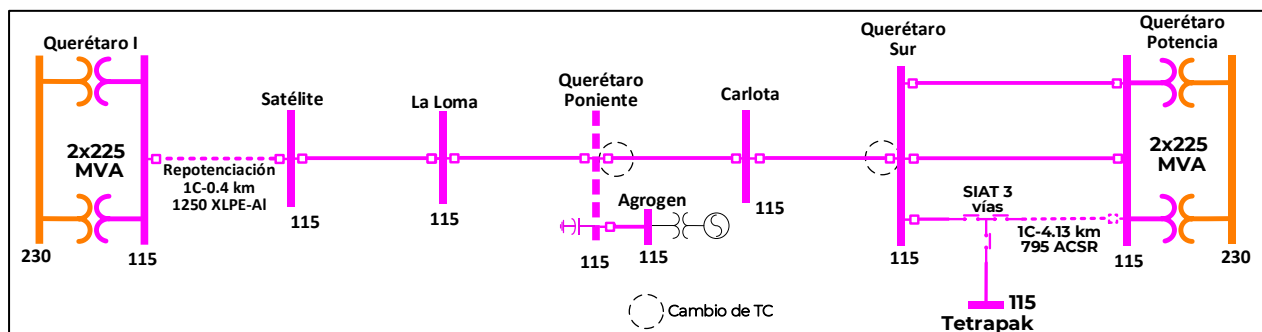


Figura 9.4.6.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **95.2 millones de pesos de 2020** (4.4 millones de dólares

El cuadro 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 transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia - Querétaro Sur (73720) (repotenciación)	115	1	5.0	abr-21	abr-24	66.1
Satélite - La Loma (73110) (repotenciación)	115	1	0.8	abr-21	abr-24	14.7
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-21	abr-24	10.4
<b>Total</b>			<b>6.2</b>			<b>91.2</b>

Cuadro 9.4.6.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-24	0.7
Querétaro Sur	Cambio de TC	3	115	abr-21	abr-24	2.1
Querétaro Poniente	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-24	0.7
Querétaro Poniente	Recalibración de Bus y Puentes	1	115	abr-21	abr-24	0.6
<b>Total</b>						<b>4.1</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **159.9 millones de pesos de 2020** (7.4 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). En los cuadros 9.4.6.3 y 9.4.6.4 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.6.3. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia - Tetrapak	115	1	4.1	abr-24	abr-24	94.9
Querétaro I - Satélite (73540) (repotenciación)	115	1	0.4	abr-24	abr-24	10.4
Querétaro Potencia - Tetrapak - Querétaro Sur (SIAT 3 vías)	115	-	-	abr-24	abr-24	31.0
<b>Total</b>			<b>4.5</b>			<b>136.3</b>

**Cuadro 9.4.6.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-24	21.7
Querétaro Poniente	Cambio de TC	1	115	abr-24	abr-24	0.7
Querétaro Sur	Cambio de TC	1	115	abr-24	abr-24	0.7
Querétaro Poniente	Recalibración de Bus y Puentes	1	115	abr-24	abr-24	0.6
<b>Total</b>						<b>23.7</b>

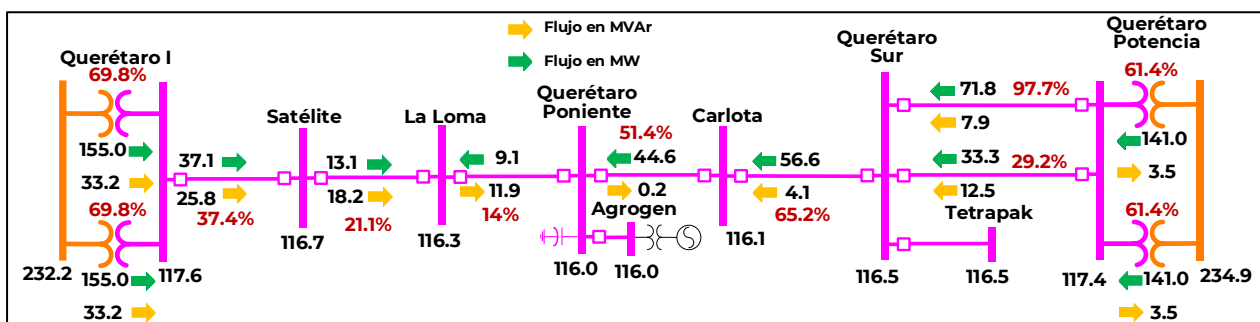
### Indicadores técnicos y económicos.

El desarrollo y crecimiento de la zona Querétaro, ha ido incrementando su demanda eléctrica de una manera constante, ocasionando que la red eléctrica de la zona tenga que ser modernizada para poder suministrar la

energía requerida y así ayudar a mantener el desarrollo de la región.

En la figura 9.4.6.5, se presenta las condiciones actuales de la zona de estudio, presentando sus flujos de potencia y voltajes en condiciones normales de operación.

**Figura 9.4.6.5. Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 pre-contingencia sin proyecto**



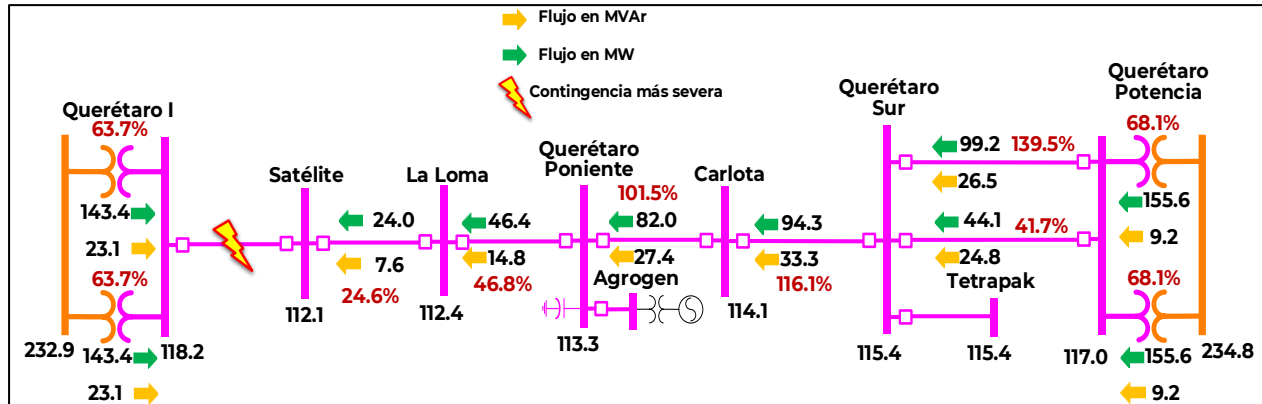
En la figura 9.4.6.5 se observa que, ante condiciones normales de operación en el verano de 2024, la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur alcanza un flujo del 97.7% del que le

permite su capacidad nominal comprometiendo la Confiabilidad y el suministro eléctrico de la zona, no se presentan problemas de voltaje ni saturaciones de otros elementos. La

problemática de la región se agudiza ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa que consiste en el disparo de la LT Querétaro I – 73540 –

Satélite. La figura 9.4.6.6 muestra las condiciones de operación en la zona al presentarse dicha contingencia en el verano del año 2024.

Figura 9.4.6.6. Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 post-contingencia sin proyecto

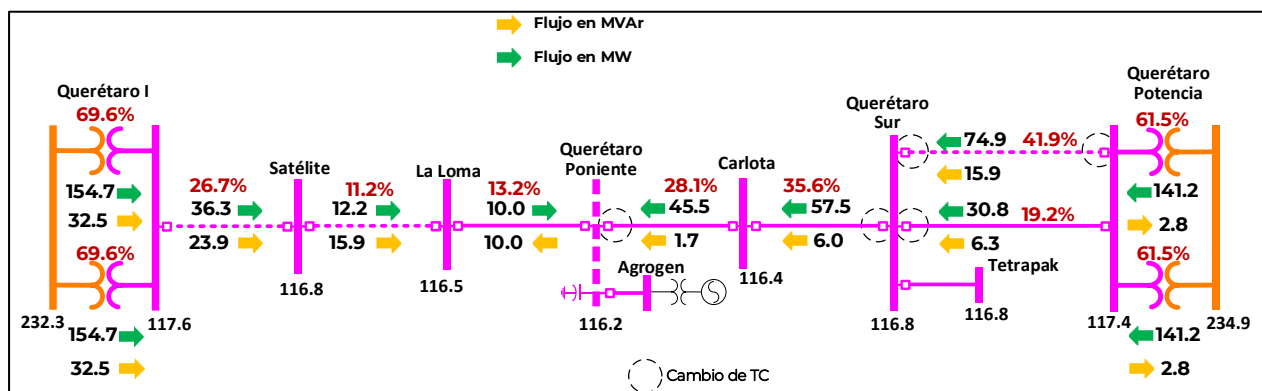


En la figura 9.4.6.6, se observa que la problemática en la región se agudiza ante la Contingencia Sencilla más Severa, el flujo en la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur alcanza valores de 139.5% de su valor nominal, por lo que el disparo sería obligado en caso de presentarse esta situación. Además, la LT Querétaro Sur – 730C0 – Carlota alcanza niveles de sobrecarga del 116.1% y la LT Carlota –

730C0 – Querétaro Poniente también presenta una sobrecarga del 101.5%.

Al implementarse la Alternativa 1, los flujos de potencia en la zona se reducen tanto en condiciones de operación normal, como en condiciones post-contingencia. La figura 9.4.6.7 muestra las condiciones de la zona en su operación normal, con la Alternativa 1 incorporada a la red.

Figura 9.4.6.7. Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 pre-contingencia con Alternativa 1



En la figura 9.4.6.7 se observa que la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur tiene un flujo a través de ella del

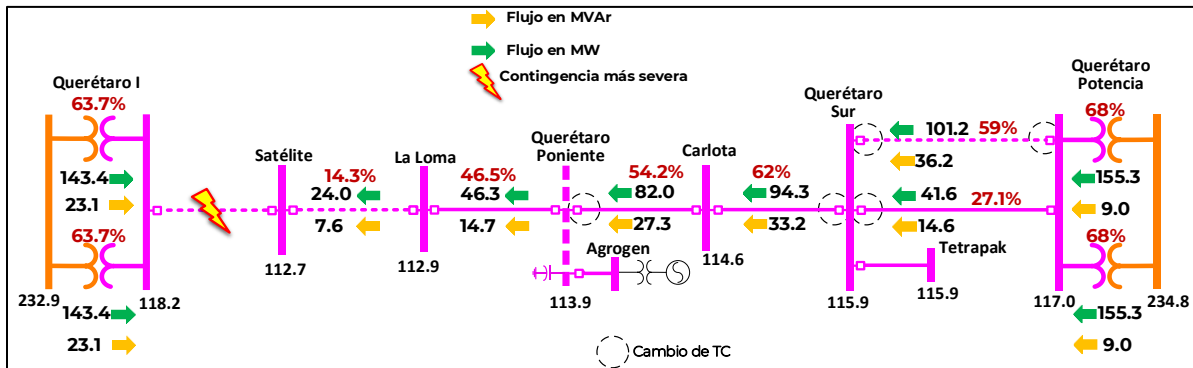
41.9% de su capacidad nominal, mejorando de manera notable tanto la confiabilidad como la operación de la



zona, al tener un amplio margen de incremento de flujo a través de la misma LT, ayudando a suministrar la energía de la zona en condiciones normales de operación. Se había explicado que, ante la Contingencia Sencilla más Severa, la operación de la zona se volvía crítica al

presentarse sobrecargas en 3 LT. En la figura 9.4.6.8 se muestran las condiciones de flujos al presentarse la Contingencia Sencilla más Severa y al haberse implementado la Alternativa 1 a la red eléctrica de la zona.

Figura 9.4.6.8. Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 post-contingencia con Alternativa 1

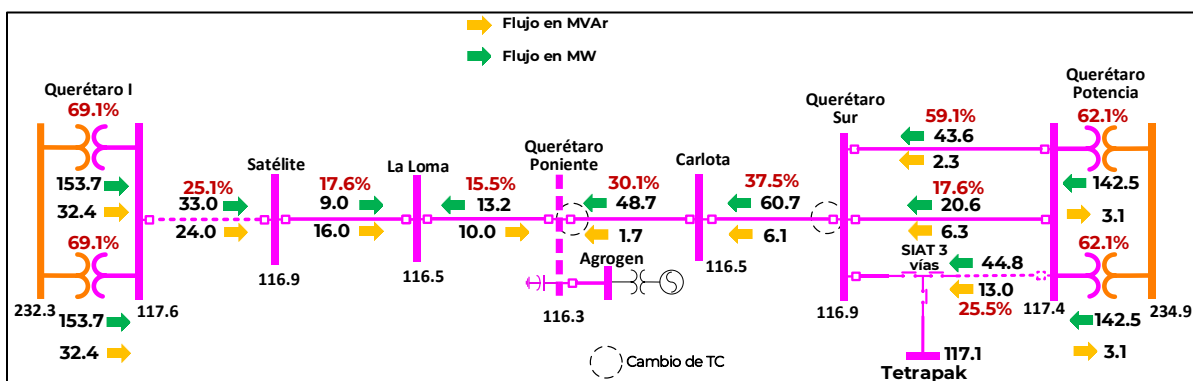


Al presentarse la Contingencia Sencilla más Severa, se observa que las sobrecargas que se presentaban sin Alternativa 1 en la zona, no se presentan más. La LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur, que ante contingencia sobrepasaba su capacidad nominal, ahora ante la contingencia fluye un flujo de potencia a través de ella del 59% de su capacidad, evitándose cualquier problemática en la zona, de igual

manera, ninguna de las otras LT, ni ningún otro elemento, presenta sobrecargas ante la contingencia.

Si se implementa la Alternativa 2 como solución a la problemática, se observa un comportamiento eléctrico similar de la zona. La figura 9.4.6.9 presenta los flujos de potencia al operarse en condiciones normales e implementarse la Alternativa 2.

Figura 9.4.6.9. Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 pre-contingencia con Alternativa 2

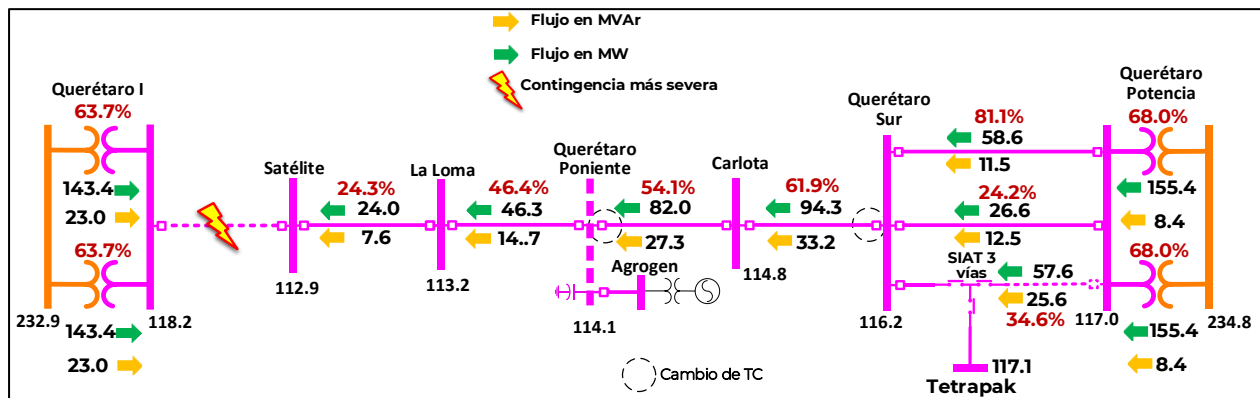


Si la Alternativa 2 se implementara, también la problemática de saturación en las LT se resolvería, ya que la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur, en la cual se esperan flujos del 97.7% de su capacidad nominal, ahora presenta un flujo de 59.1% de su capacidad nominal y todos los

elementos de la zona involucrada operan a niveles óptimos y con suficiente margen.

Ante la Contingencia Sencilla más Severa, el comportamiento de los flujos de potencia en la red eléctrica analizada se presenta en la figura 9.4.6.10.

Figura 9.4.6.10. Flujos Condiciones de flujos de potencia y voltajes en la zona Querétaro para el escenario de verano de 2024 post-contingencia con Alternativa 2



Ante contingencia y si se implementa la Alternativa 2, se observa que ningún elemento de la red asociada sobrepasa sus límites de diseño, teniendo como elemento más cargado en esta situación, la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur, presentando un flujo de potencia del 81.1% de su capacidad, por lo que se observa que la alternativa también es una solución

viable a la problemática presentada en la zona.

El resumen de las evaluaciones económicas para ambas alternativas es presentado en los cuadros 9.4.6.5 y 9.4.6.6, para las cuales se utilizó la metodología de evaluación por demanda incremental.

Cuadro 9.4.6.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
38.5	68.67	7,801.7	5,352.6	86.7	2,449.0	28.3

Cuadro 9.4.6.6. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
37.4	15.0	5,558.5	3,837.5	145.6	1,721.1	11.8

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 este corredor, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación en red completa y ante contingencia.

**Cuadro 9.4.6.7. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	150 MW	94 MW
Alternativa 1	379 MW	233 MW
Alternativa 2	266 MW	150 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.6.8 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.6.8. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	95.2	159.9
Relación Beneficio/Costo	28.3	11.8

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 Querétaro.

## P21-OC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos

### Diagnóstico operativo.

La zona de Los Altos de Jalisco se encuentra ubicada al nororiente de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG) y suministra energía eléctrica principalmente a los municipios de Encarnación de Díaz, Lagos de Moreno, San Juan de los Lagos, Jalostotitlán, San Miguel, Tepatitlán y Valle de Guadalupe.

Actualmente, se suministra energía por medio de los bancos de transformación 230/115 kV de las SE Ocotlán y San Juan II. También, cuenta con enlaces de transmisión hacia las zonas de Aguascalientes y Ciénega por medio de las LT Encarnación de Díaz – 73450 – San Juan de los Lagos, Yerbabuena – 73A10 – Tepatitlán y Tototlán – 73590 – Tepatitlán.

Debido al crecimiento de la demanda que ha tenido la zona de Los Altos en los últimos años, en escenarios de alta demanda existe la problemática de bajo voltaje en condiciones de red completa y existe el riesgo de colapso de voltaje ante contingencia de diversos elementos de la zona, donde la salida del banco de transformación de la SE San Juan II es la contingencia más severa para la zona.

De igual manera ante contingencias de LT se presentan bajos voltajes, principalmente ante la salida de la LT Valle de Guadalupe – 73460 – Tepatitlán. Esto obedece a las largas longitudes de las LT que conectan las SE de la zona y las pocas fuentes de energía con las que se cuenta.

Aunado a lo anteriormente mencionado, existe también el riesgo

de sobrecarga del banco de transformación de la SE San Juan II y bajos voltajes en la zona ante contingencia de la LT Omega – 73380 – Aguascalientes Potencia. Para el año 2025, en condiciones de Demanda Máxima de Zona con la contingencia anteriormente mencionada, las LT Jalostotitlán – 73390 – San Juan II y San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz se sobrecargarán llegando a un 151% y 109% de su capacidad nominal respectivamente, mientras que el banco de transformación de la SE San Juan II alcanza el 93% de su capacidad nominal.

De lo anterior, se ha concluido que la zona es deficiente en potencia reactiva, por lo que compensación reactiva adicional es necesaria para prevenir un colapso de voltaje. Sin embargo, debido a los diferentes niveles de demanda que existen en la zona, incluir grandes cantidades de compensación reactiva no resuelve el problema de saturación de la capacidad de transformación y genera sobrevoltajes importantes que pudieran dañar elementos del sistema al estar realizando la conmutación para cada punto operativo (entre las máximas demandas de zona a las medias y mínimas).

Por lo anterior, se ha identificado la necesidad de reforzar la red de transmisión en 115 kV y de un aumento en el número de fuentes de energía de la zona de Los Altos para tener un mejor soporte de voltaje y darles robustez a las SE de la zona.

En la Figura 9.4.7.1 se muestra de manera geográfica las principales SE existentes en la red eléctrica de la zona.

Figura 9.4.7.1. Diagrama geográfico de la red eléctrica en la zona de Los Altos de Jalisco

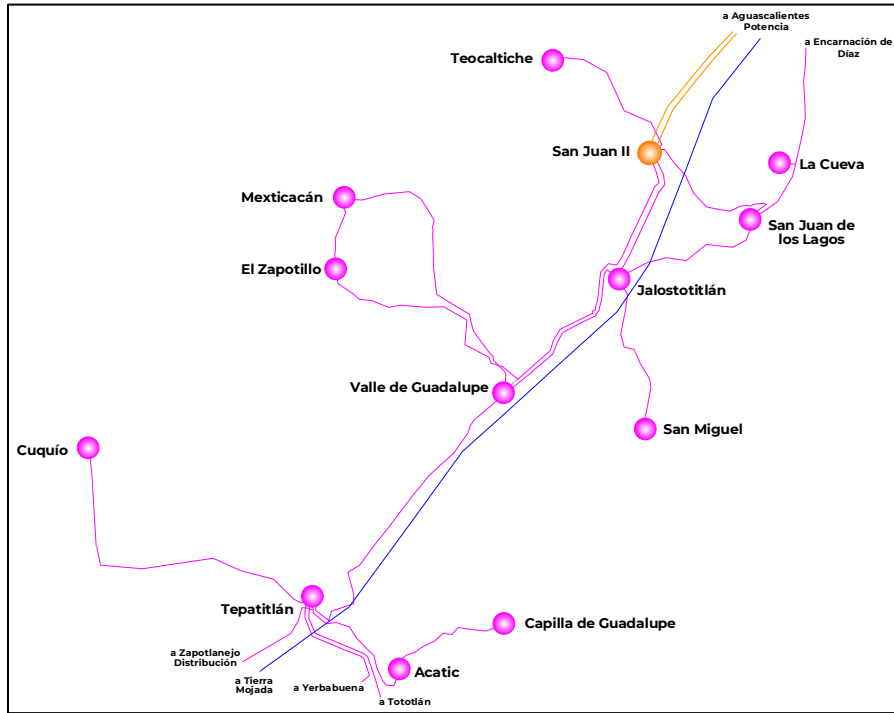
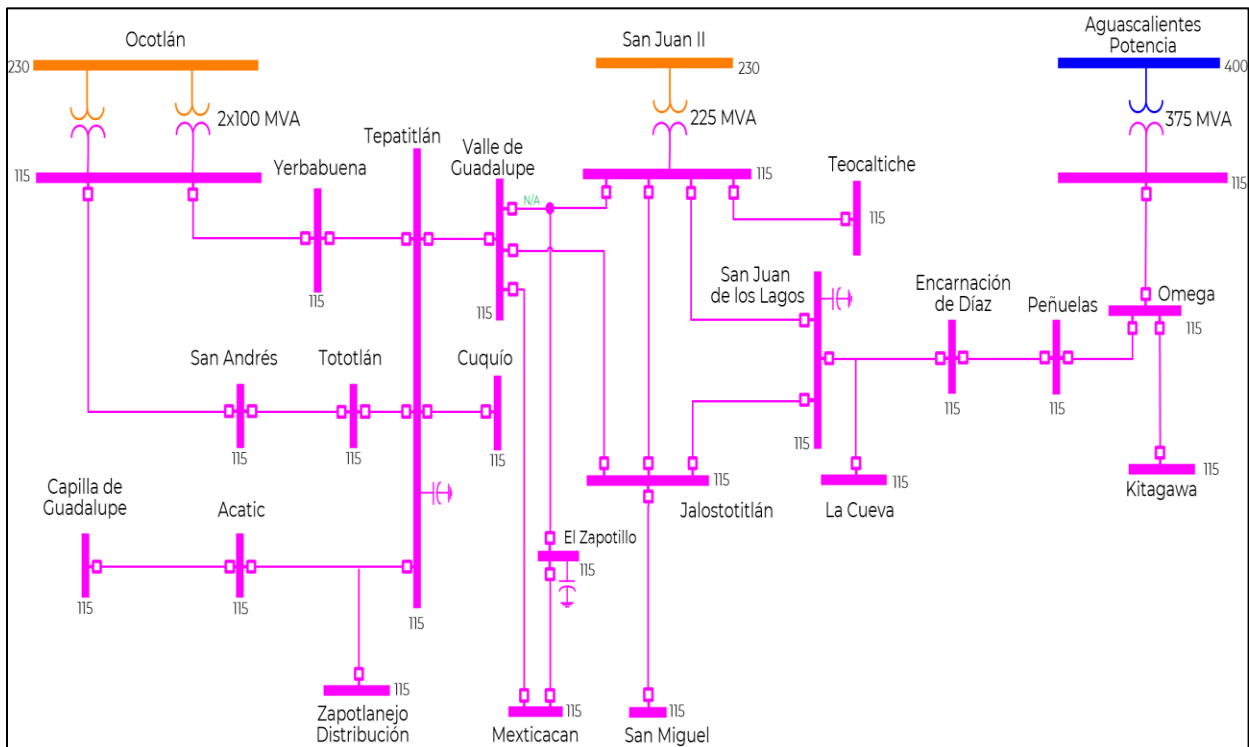


Figura 9.4.7.2. Diagrama unifilar para la zona de Los Altos de Jalisco



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y previstas para el año 2025 ante contingencia del banco de transformación de la SE San Juan II o contingencia de la LT Omega – 73380 – Aguascalientes Potencia, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica de 115 kV y atender el crecimiento de la demanda de la zona Los Altos; 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 San Juan II.

##### Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.
- Un banco de capacitores de 18 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Peñuelas.
- Un banco de capacitores de 22.5 MVAR en la SE Tepatlán.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Bus de 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Jalostotitlán – 73390 – San Juan II con una relación de transformación 1000/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 179 MVA.

- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz con una relación de transformación de 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Jalostotitlán – 73430 – San Juan de Los Lagos con una relación de transformación de 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.

#### Alternativa 2

##### Transmisión:

- LT de doble circuito con una longitud estimada de 0.1 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV para entroncar la LT Tierra Mojada – A3250 – Aguascalientes Potencia en la nueva SE Valle de Guadalupe.
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.8 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para prolongación de la LT Tepatlán – 73420 – Valle de Guadalupe hacia la nueva SE Valle de Guadalupe.
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.8 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para prolongación de la LT Mexxicacán – 73490 – Valle de Guadalupe hacia la nueva SE Valle de Guadalupe.
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.8 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para prolongación de la LT Jalostotitlán – 730C0 – Valle de Guadalupe hacia la nueva SE Valle de Guadalupe.
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 1.8 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo

ACSR en 115 kV para prolongación de la LT Valle de Guadalupe – 73OC0 – Tap Valle de Guadalupe hacia la nueva SE Valle de Guadalupe.

#### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe.

#### Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Peñuelas.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.

#### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe para la conexión de prolongación de la LT Tepatitlán – 73420 – Valle de Guadalupe.
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe para la conexión de prolongación de la LT Mexxicacán – 73490 – Valle de Guadalupe.
- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe para la conexión de prolongación de la LT

Jalostotitlán – 73350 – Valle de Guadalupe.

- Un alimentador en 115 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe para la conexión de prolongación de la LT Valle de Guadalupe – 73OC0 – San Juan II.
- Dos alimentadores en 400 kV en la nueva SE Valle de Guadalupe para el entronque de la LT Tierra Mojada – A3250 – Aguascalientes Potencia.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Jalostotitlán – 73390 – San Juan II con una relación de transformación 1000/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 179 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz con una relación de transformación de 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
- Bus de 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las Figuras 9.4.7.3 y 9.4.7.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas analizadas. Remarcando las obras de cada alternativa.

Figura 9.4.7.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

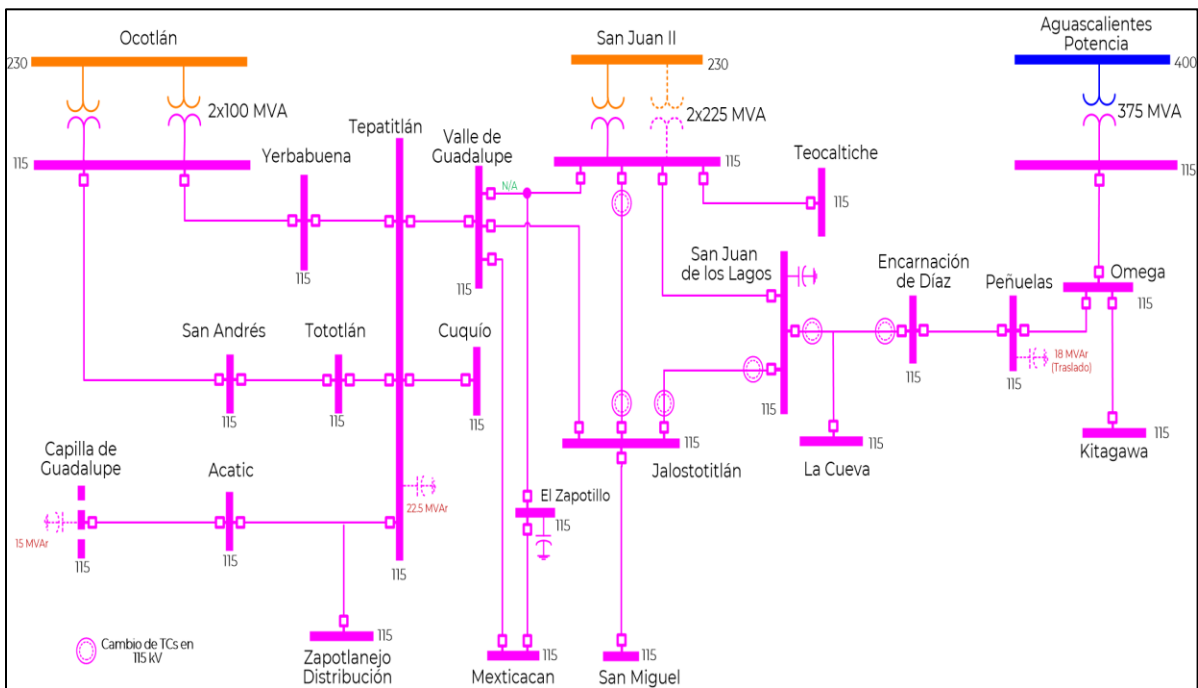
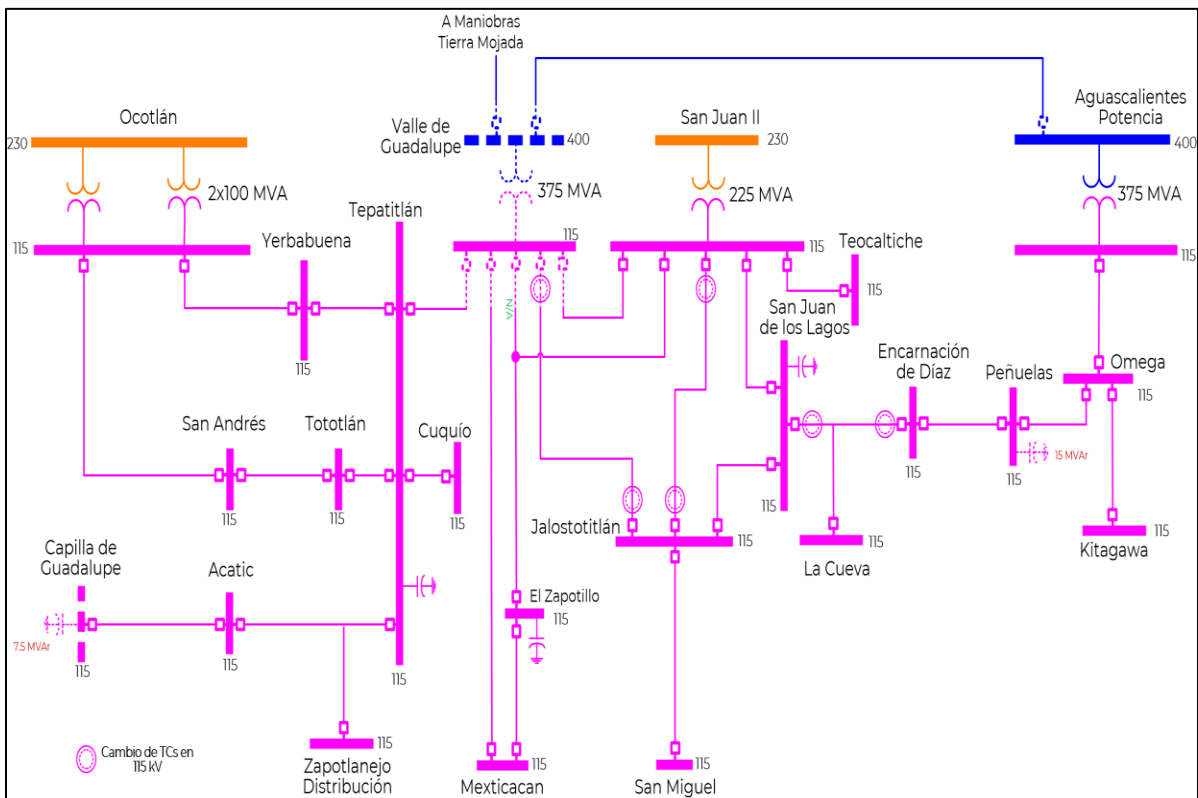


Figura 9.4.7.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2





Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **214.9 millones de pesos de 2020** (10.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 225 MVA de transformación, 37.5 MVAR de compensación capacitiva adicional y 18 MVAR que se trasladan,

instalación de Bus en la SE Capilla de Guadalupe, y el reemplazo de TC de las LT Jalostotitlán – 73430 – San Juan de Los Lagos, Jalostotitlán – 73390 – San Juan II y San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz incluidos en los costos.

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 transformación de la Alternativa 1**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
San Juan II Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-21	abr-25	174.6
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				<b>174.6</b>

AT. Autotransformador

**Cuadro 9.4.7.2. Obras de compensación de la Alternativa 1**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Capilla de Guadalupe MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-25	15.9
Tepatitlán MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-21	abr-25	16.4
Peñuelas MVAR (traslado)	Capacitor	115	18.0	abr-21	abr-25	3.2
<b>Total</b>			<b>55.5</b>			<b>35.5</b>

**Cuadro 9.4.7.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Capilla de Guadalupe	Bus Nuevo	1	115	abr-21	abr-25	0.6
Jalostotitlán	Cambio de TC	2	115	abr-21	abr-25	1.4
San Juan II	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	0.7
San Juan de los Lagos	Cambio de TC	2	115	abr-21	abr-25	1.4
Encarnación de Díaz	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	0.7
<b>Total</b>						<b>4.8</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **677.6 millones de pesos de 2021** (31.5 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 7.4 km-c de línea de transmisión, dos alimentadores en 400 kV, cuatro alimentadores en 115 kV, 500 MVA de transformación, 22.5 MVAR de compensación capacitiva, instalación de

Bus en la SE Capilla de Guadalupe, y el reemplazo de TC de las LT Jalostotitlán – 73390– San Juan II y San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz, incluidos en los costos.

Los cuadros 9.4.7.4 a 9.4.7.7 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.7.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle de Guadalupe entronque Tierra Mojada - Aguascalientes Potencia (A3250)	400	2	0.2	abr-21	abr-25	1.5
Valle de Guadalupe - Tepatitlán (73420) prolongación a nueva Valle de Guadalupe	115	1	1.8	abr-21	abr-25	13.9
Valle de Guadalupe - Mexxicacán (73490) prolongación a nueva Valle de Guadalupe	115	1	1.8	abr-21	abr-25	13.6
Valle de Guadalupe - Jalostotitlán (73OC0) prolongación a nueva Valle de Guadalupe	115	1	1.8	abr-21	abr-25	13.6
Valle de Guadalupe - Tap Valle de Guadalupe (73OC0)	115	1	1.8	abr-21	abr-25	13.9
<b>Total</b>			<b>7.4</b>			<b>56.5</b>

Cuadro 9.4.7.5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle de Guadalupe Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-21	abr-25	308.8
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>308.8</b>

T. Transformador

Cuadro 9.4.7.6. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Peñuelas MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-25	15.9
Capilla de Guadalupe MVar	Capacitor	115	7.5	abr-21	abr-25	15.3
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			<b>31.2</b>

Cuadro 9.4.7.7. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Valle de Guadalupe	Alimentador Nuevo	2	400	abr-21	abr-25	168.4
Valle de Guadalupe	Alimentador Nuevo	4	115	abr-21	abr-25	109.3
Jalostotitlán	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	1.4
San Juan II	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	0.7
San Juan de los Lagos	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	0.7
Encarnación de Díaz	Cambio de TC	1	115	abr-21	abr-25	0.7
Capilla de Guadalupe	Bus Nuevo	1	115	abr-21	abr-25	0.6
<b>Total</b>						<b>281.1</b>

#### Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima de la Zona Los Altos pronosticada para el año 2025 es de 240.73 MW. En esta condición operativa, en red completa, se presenta una sobrecarga en la LT San Juan II – 73390 – Jalostotitlán y ante contingencia del banco de transformación de la SE San Juan II se presentan sobrecargas en la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz, además de

colapso de voltaje en múltiples SE que conforman la zona, con lo cual se limita la capacidad de suministro de energía.

En la figura 9.4.7.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2025 en la red de transmisión de 230 kV y 115 kV de Los Altos considerando la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas

de voltaje, pero existe sobrecarga de la LT Jalostotitlán-73390-San Juan II. Por otra parte, ante contingencia del autotransformador de San Juan II se presenta problemática de bajo voltaje en la zona y sobrecarga en la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz, por lo que se tendría que limitar la carga (Figura 9.4.7.6).

Además, ante contingencia del banco de transformación de la SE San Juan II se presenta la problemática de bajo voltaje en la zona y sobrecarga en la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz, por lo que se tendría que limitar la carga (figura 9.4.7.6).

En las figuras 9.4.7.7 a 9.4.7.10 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 Ocotlán – 73450 – Yerbabuena, sin embargo, ante dicha condición no se

presenta problemática de voltaje y ni sobrecarga de los transformadores del área de influencia, los cuales se mantienen por debajo del 46% de cargabilidad. Para la Alternativa 2, la contingencia más severa es la falla de la LT Tepatitlán – 73420 – Valle de Guadalupe, y de forma similar a la Alternativa 1, la carga de los bancos de transformación del área de influencia queda por debajo del 62% de su capacidad nominal.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja operativa importante debido a que presenta 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 la SE San Juan II, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia de la red eléctrica asociada. Por otra parte, la Alternativa 1 representa un costo menor en comparación con la Alternativa 2.

**Figura 9.4.7.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)**

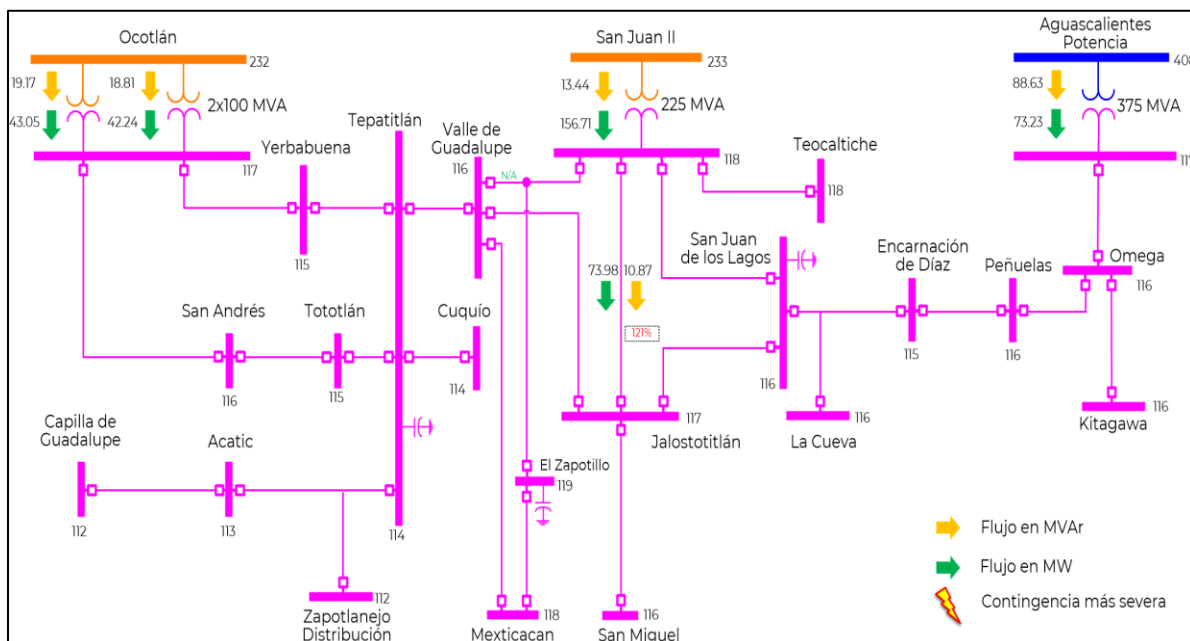


Figura 9.4.7.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)

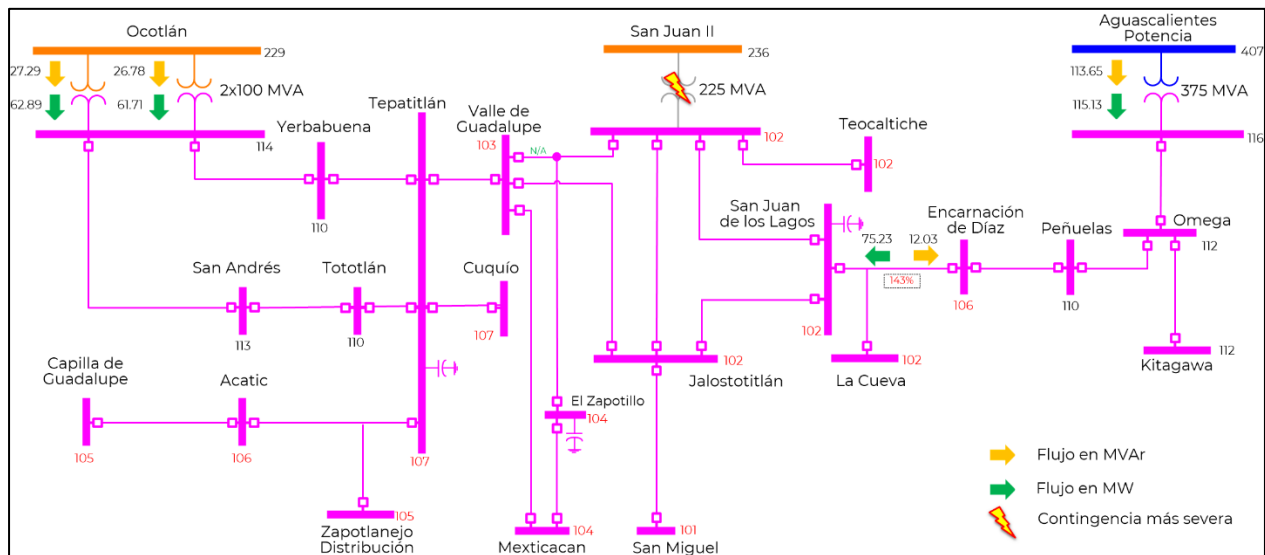


Figura 9.4.7.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 1)

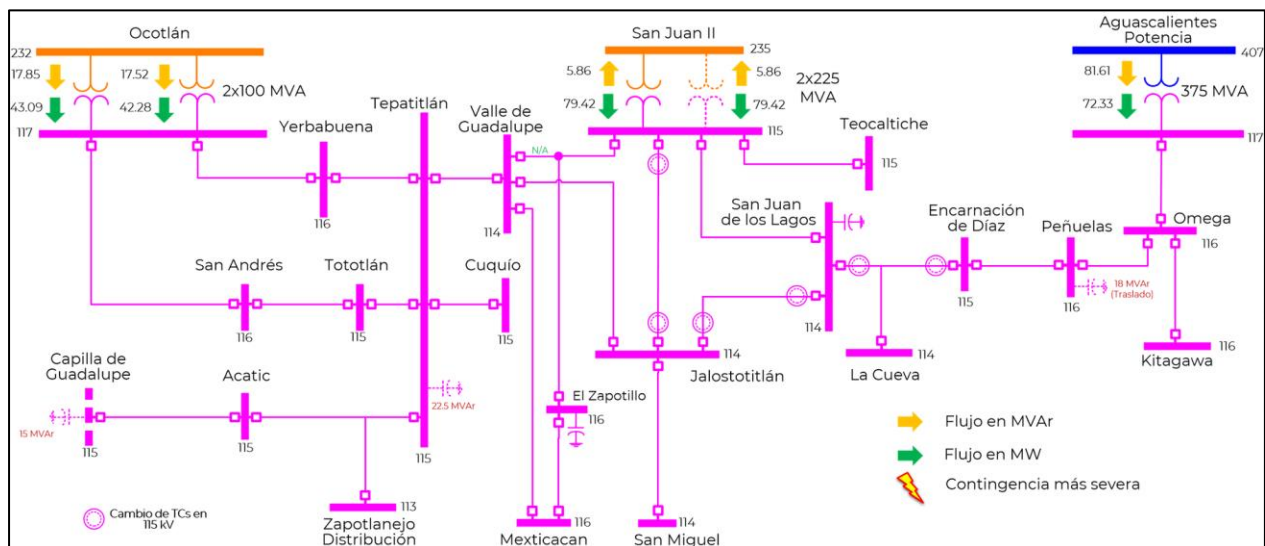


Figura 9.4.7.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 1)

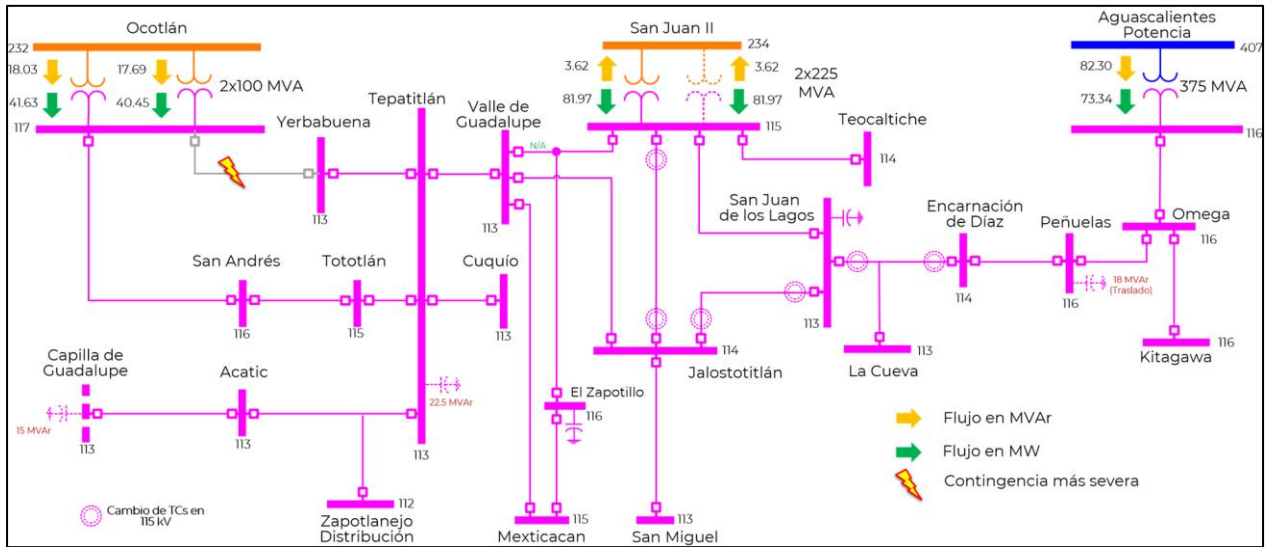


Figura 9.4.7.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)

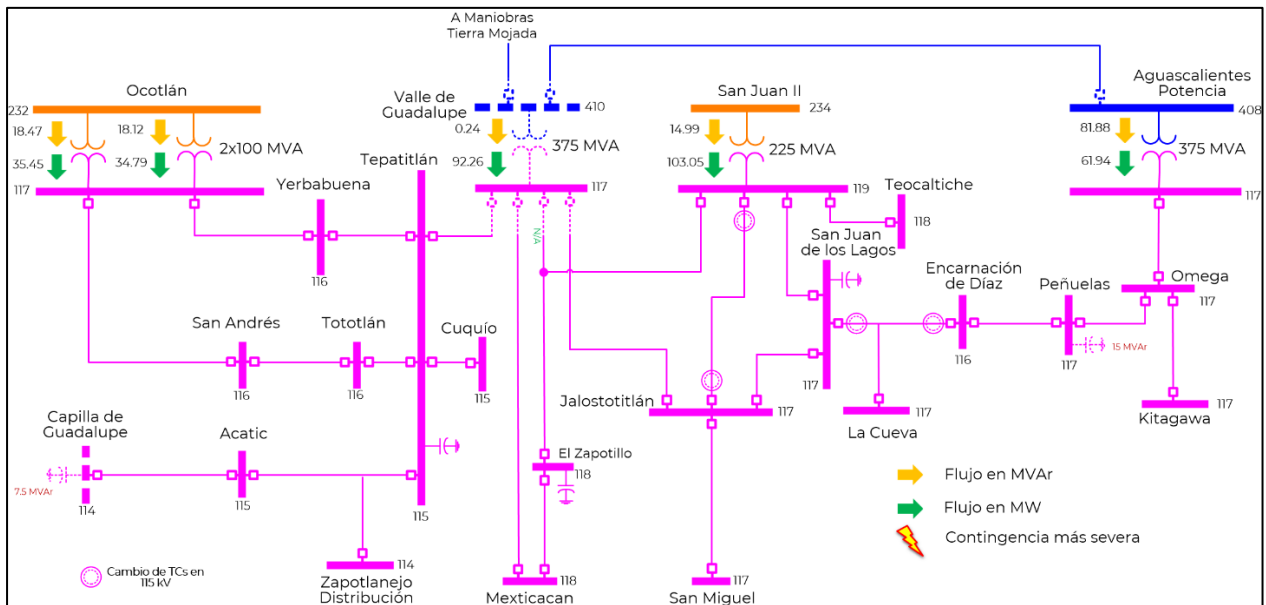
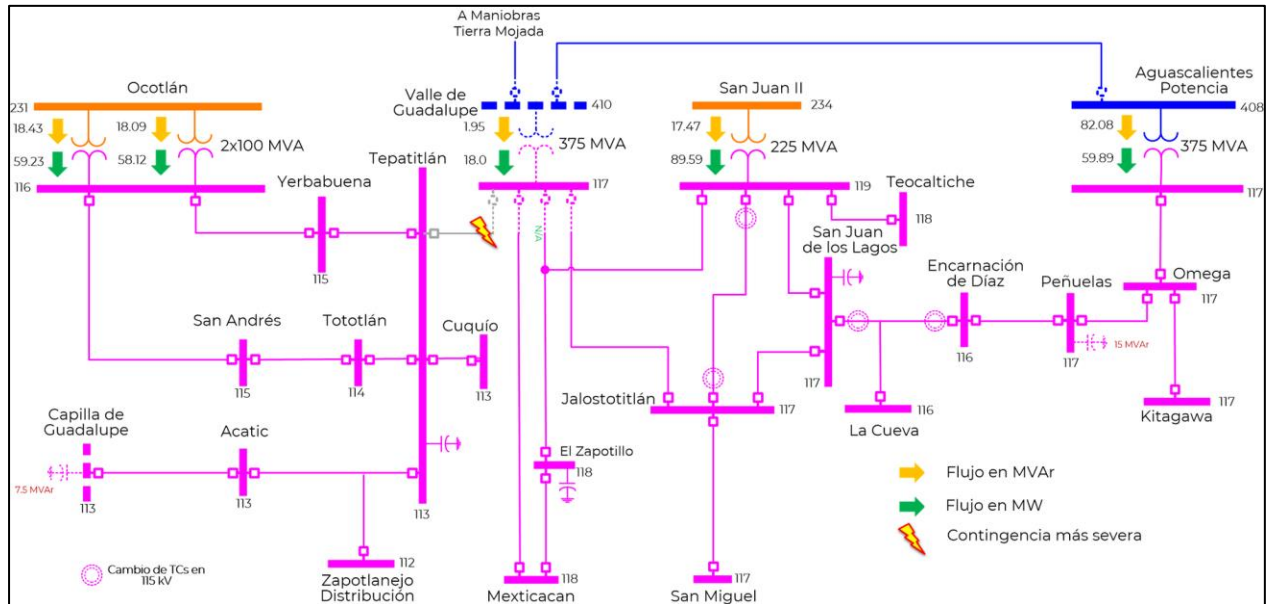


Figura 9.4.7.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.7.8 y 9.4.7.9 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 una relación beneficio/costo mayor.

Cuadro 9.4.7.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	68.52	16,363.41	10,928.22	195.52	5,435.19	27.8

Cuadro 9.4.7.9. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
202.13	46.77	16,482.39	10,922.94	616.99	5,559.45	9.01

Alternativa propuesta.

En el cuadro 9.4.7.10 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 y en condición de red completa.

**Cuadro 9.4.7.10. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	176 MW	129 MW
Alternativa 1	343 MW	308 MW
Alternativa 2	342 MW	280 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.7.11 presenta un resumen de las principales

características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.7.11. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	214.9	720.3
Relación Beneficio/Costo	27.8	9.01

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 Altos de Jalisco.

## P21-OC3 Soporte de tensión para la zona Minas

### Diagnóstico operativo.

La zona Minas se ubica al occidente de la Zona Metropolitana de Guadalajara y suministra energía eléctrica principalmente a los municipios de Amatitán, Ameca y Tala del estado de Jalisco.

Actualmente, la zona Minas se encuentra alimentada por medio de los bancos con relación de transformación 230/69 kV de la SE Tesistán (TSN) a través de las LT Tesistán – 63900 – La Venta y Tesistán – 63910 – Tala en 69 kV y por la Central Hidroeléctrica (C.H.) Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez), la cual cuenta con dos Unidades de Central Eléctrica con capacidad de 35 MW, cada una.

Adicionalmente, la zona cuenta con enlaces de transmisión hacia las zonas Tepic y Costa por medio de las LT Guevara – 73320 – Servicios La Yesca y Estancita – 73280 – Ameca en 115 kV, respectivamente, los cuales se operan normalmente abiertos debido a las problemáticas de bajos voltajes y sobrecargas que se producen en caso de operar cerrados. Sin embargo, se utilizan para recuperar carga en caso de presentarse alguna contingencia.

Debido al crecimiento en la demanda que ha tenido la zona Minas en los últimos años, existe el riesgo de que ante la pérdida de la LT Tesistán – 63900 – La Venta en escenarios de alta demanda se presente un colapso de voltaje en la zona, afectando a las SE Tala, La Venta, La Vega, Amatitán, Santa Rosa, Tequila, Estancita y Guevara además del Centro de Carga Tala

Electric. Dicha problemática se incrementa a escenarios con menor demanda si no se cuenta con la generación de la C.H. Santa Rosa. Esto obedece principalmente a las largas longitudes de las LT que conectan las SE de la zona y las pocas fuentes de energía con las que se cuenta.

De lo anterior se ha concluido que la zona es deficiente en potencia reactiva, por lo que es necesaria compensación reactiva adicional para prevenir un colapso de voltaje. Sin embargo, debido a la poca robustez de la zona, el incluir grandes cantidades de compensación reactiva generan sobrevoltajes importantes que pudieran dañar elementos del sistema.

Para el escenario de Demanda Máxima Coincidente de Zona de la zona Minas en 2024, ante la pérdida de los elementos de transmisión y generación mencionados se presentaría un colapso de voltaje en la zona, dando como resultado la pérdida total de la demanda, siendo posible recuperar parte de dicha carga a través de los enlaces de transmisión con las zonas Tepic y Costa.

Por lo anterior, se ha identificado la necesidad de incrementar la red de transmisión en 69 kV de la zona Minas para tener un mejor soporte de voltaje y darles robustez a las SE de la zona.

En la figura 9.4.8.1 se presenta el diagrama geográfico del área de influencia del proyecto y en la figura 9.4.8.2 se muestra el diagrama unifilar de la red de la zona Minas.



Figura 9.4.8.1. Diagrama geográfico de la red eléctrica en la zona de Minas 2024

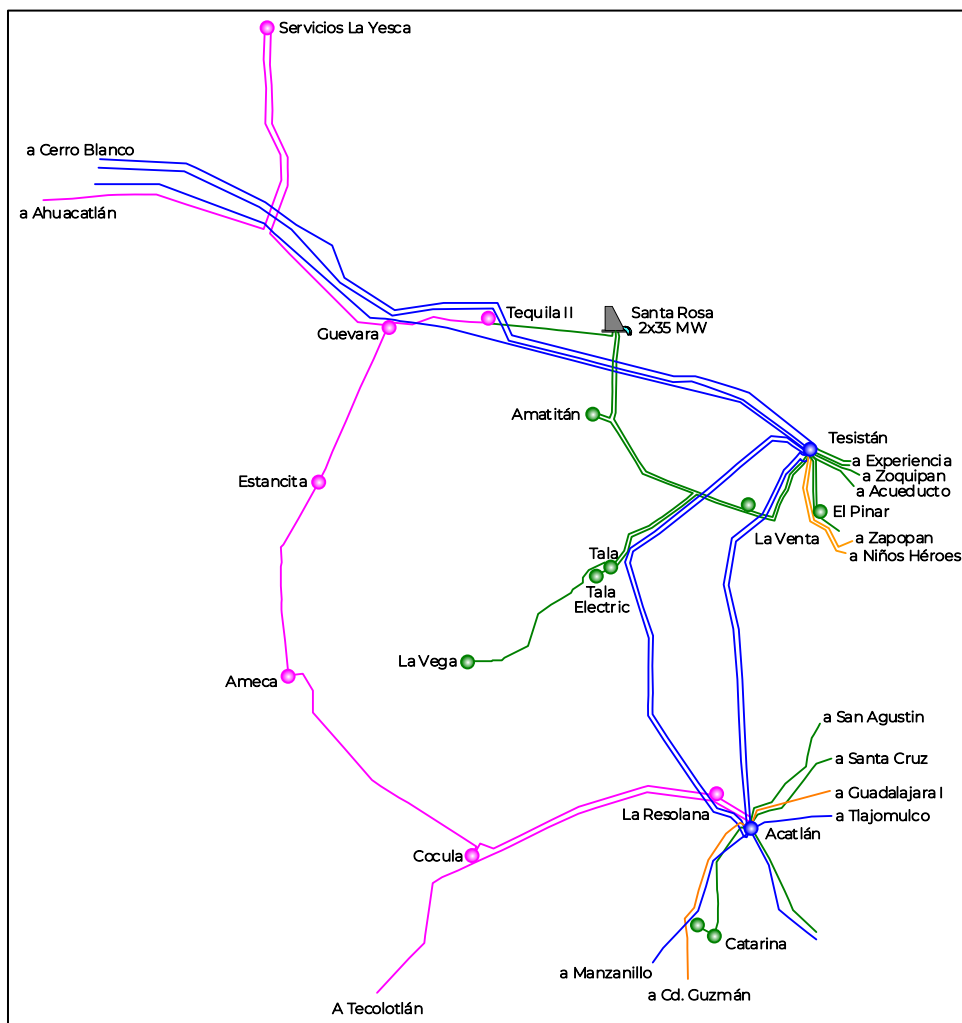
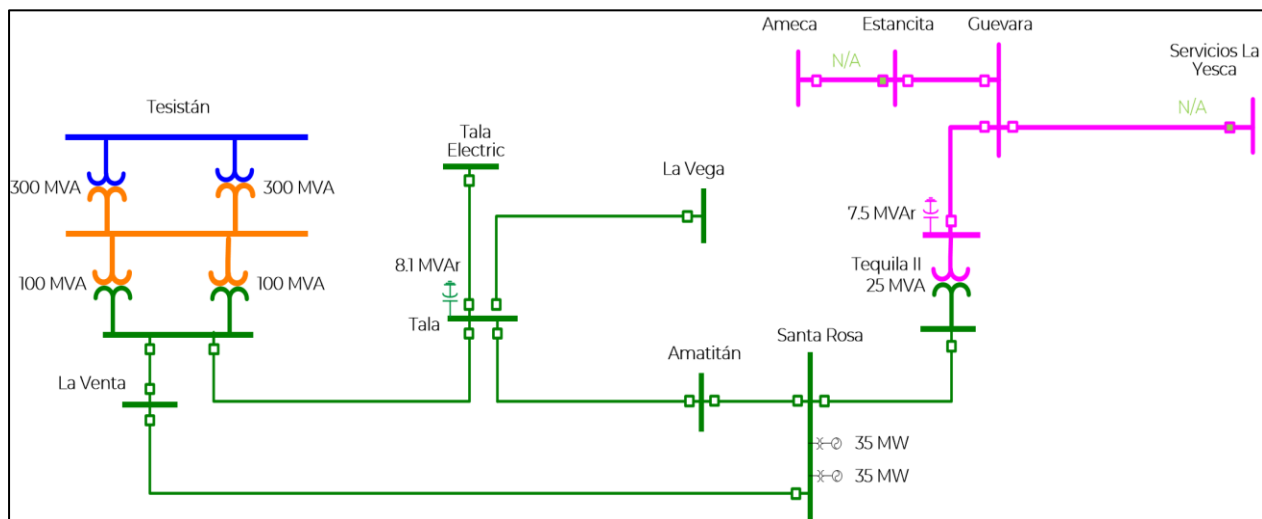


Figura 9.4.8.2. Diagrama Unifilar de la Zona Minas 2024



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales, y las esperadas en condición de red completa y ante contingencia, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica de 69 kV y atender el crecimiento de la demanda de la zona Minas; 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 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV para entroncar la LT La Venta – 63970 – Santa Rosa en la nueva SE Minas.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV para entroncar la LT Amatitán – Tala (actualmente Tala – 63980 – Santa Rosa) en la nueva SE Minas.

##### Compensación:

- Un banco de capacitores de 5 MVAR de capacidad en 69 kV en la SE La Vega.
- Un banco de capacitores de 8.1 MVAR de capacidad en 69 kV en la nueva SE Minas.
- Un banco de capacitores de 5 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Estancita.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cuatro alimentadores en 69 kV en la nueva SE Minas para el entronque de las LT La Venta – 63970 – Santa Rosa

y Amatitán – Tala (actualmente Tala – 63980 – Santa Rosa).

- Cambio de TC en 69 kV en ambos extremos de la LT Santa Rosa – 63990 – Tequila con una relación de transformación 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 80 MVA.
- Bus y puentes de 69 kV en la SE La Vega.

#### Alternativa 2

##### Transmisión:

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV para entroncar la LT Tesistán – 63910 – Tala en la SE La Venta.
- LT Tala – La Venta de un circuito, con una longitud estimada de 18.7 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV.

##### Compensación:

- Un banco de capacitores de 5 MVAR de capacidad en 69 kV en la SE La Vega.
- Un banco de capacitores de 5 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Estancita.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 69 kV en la SE Tala para la conexión de la LT Tala – La Venta.
- Tres alimentadores en 69 kV en la SE La Venta para la conexión de la LT Tala – La Venta y para el entronque de la LT Tesistán – 63910 – Tala en la SE La Venta.
- Cambio de TC en 69 kV en ambos extremos de la LT Santa Rosa – 63990 – Tequila con una relación de

- transformación 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 80 MVA.
- Cambio de TC en 69 kV en ambos extremos de la LT Tesistán – 63910 – Tala con una relación de transformación 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 80 MVA.
- Cambio de TC en 69 kV en ambos extremos de la LT Tesistán – 63900 – La Venta con una relación de transformación 1000/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 108 MVA.
- Bus y puentes de 69 kV en la SE La Vega.

- Recalibración bus y puentes de 69 kV en la SE La Venta.
- Recalibración bus y puentes de 69 kV en la SE Tala.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las figuras 9.4.8.3 y 9.4.8.4 se muestra el diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las alternativas.

Figura 9.4.8.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

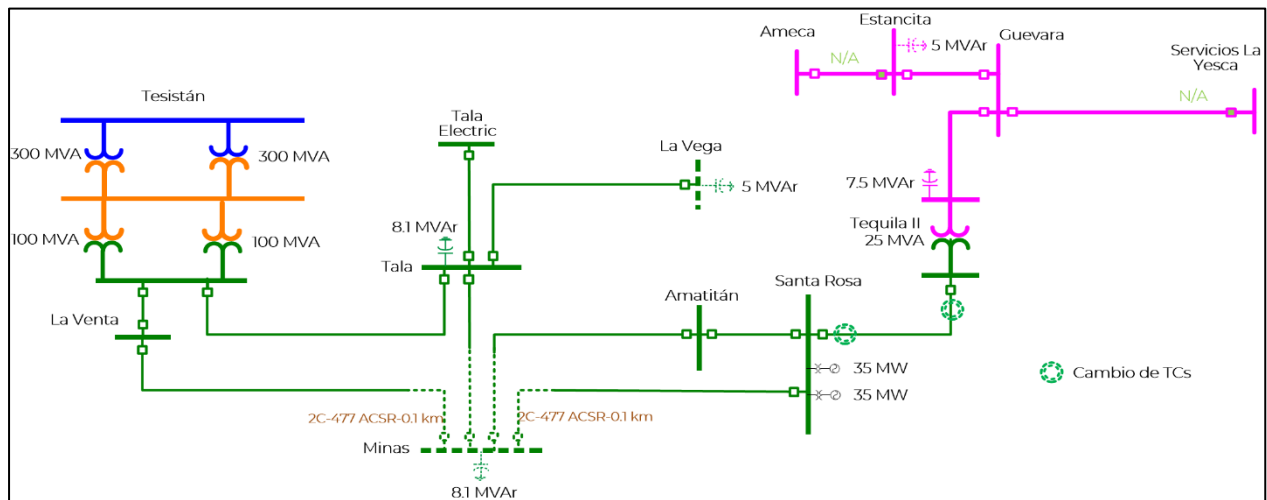
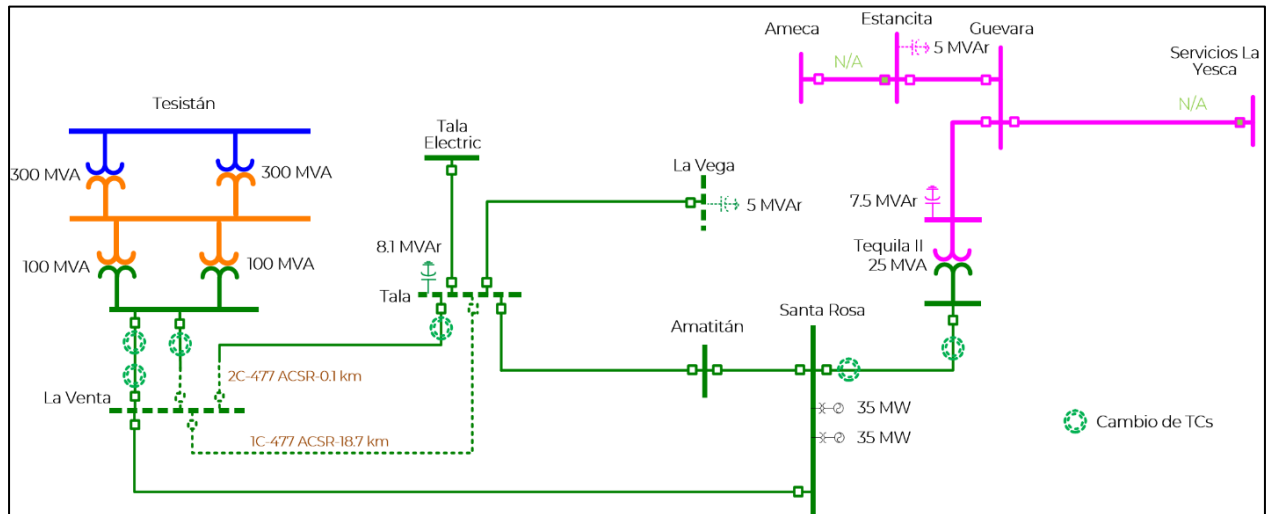


Figura 9.4.8.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **144.9 millones de pesos de 2020** (6.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene cuatro alimentadores en 69 kV,

0.4 km-c de LT, 18.1 MVAR de compensación capacitiva, instalación de Bus en la SE La Vega y el reemplazo de TC de la LT Santa Rosa – 63990 – Tequila.

En los cuadros 9.4.8.1 a 9.4.8.3 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.8.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Minas entronque La Venta - Santa Rosa (63970)	69	2	0.2	abr-22	abr-25	0.8
Minas – Entronque Amatitán -Tala (actual Tala - Santa Rosa 63980)	69	2	0.2	abr-22	abr-25	0.8
<b>Total</b>			<b>0.4</b>			<b>1.6</b>

Cuadro 9.4.8.2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Minas MVAR	Capacitor	69	8.1	abr-22	abr-25	15.3
La Vega MVAR	Capacitor	69	5.0	abr-22	abr-25	15.3
Estancita MVAR	Capacitor	115	5.0	abr-22	abr-25	15.3
<b>Total</b>			<b>18.1</b>			<b>45.9</b>

**Cuadro 9.4.8.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Minas	Alimentador Nuevo	4	69	abr-22	abr-25	95.6
Santa Rosa	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
Tequila	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
La Vega	Bus y Puentes Nuevos	1	69	abr-22	abr-25	0.6
<b>Total</b>						<b>97.4</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **273.7 millones de pesos de 2020** (12.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 18.9 km-c de LT, cuatro alimentadores en 69 kV, 10 MVar de compensación capacitiva, instalación de Bus en la SE La Vega, recalibración de

Bus en las SE Tala y La Venta, y el reemplazo de TC de las LT Santa Rosa – 63990 – Tequila, Tesistán – 63910 – Tala, Tesistán – 63900 – La Venta.

En los cuadros 9.4.8.4 a 9.4.8.6 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.8.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tala - La Venta	69	1	18.7	abr-22	abr-25	141.2
La Venta entronque Tesistán - Tala (63910)	69	2	0.2	abr-22	abr-25	0.8
<b>Total</b>			<b>18.9</b>			<b>142</b>

**Cuadro 9.4.8.5. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
La Vega MVar	Capacitor	69	5.0	abr-22	abr-25	15.3
Estancita MVar	Capacitor	115	5.0	abr-22	abr-25	15.3
<b>Total</b>			<b>10.0</b>			<b>30.6</b>

**Cuadro 9.4.8.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tala	Alimentador Ampliación	1	69	abr-22	abr-25	23.9
La Venta	Alimentador Ampliación	3	69	abr-22	abr-25	71.7
Santa Rosa	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
Tequila	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
Tesistán	Cambio de TC	2	69	abr-22	abr-25	1.3
La Venta	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
Tala	Cambio de TC	1	69	abr-22	abr-25	0.6
La Vega	Bus y Puentes Nuevos	1	69	abr-22	abr-25	0.6
Tala	Recalibración de Bus y Puentes	1	69	abr-22	abr-25	0.6
La Venta	Recalibración de Bus y Puentes	1	69	abr-22	abr-25	0.6
<b>Total</b>						<b>101.1</b>

### Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima de la zona Minas pronosticada para el año 2024 es de 91.95 MW, en esta condición, ante contingencia de las LT Tesistán – 63910 – Tala o Tesistán – 63900 – La Venta se presenta colapso de voltaje en la zona Minas, con lo cual se tendrían limitaciones en el suministro de energía eléctrica en la zona.

En la figura 9.4.8.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2024 en la red de transmisión de 69 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 completa no se tienen problemas de suministro. Sin embargo, ante contingencia de las LT Tesistán – 63910 – Tala o Tesistán – 63900 – La Venta se presenta colapso de voltaje en la zona, cabe mencionar que ante dichas contingencias, no se logra convergencia de las simulaciones, representando físicamente el colapso de la red. Además, ante contingencia de la LT La Venta – 63970 – Santa Rosa se pueden visualizar bajos voltajes en las SE de la zona, por lo que se tendría que limitar el suministro de energía eléctrica (Figura 9.4.8.6).

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de los Centros de Carga conectados a la red eléctrica.

En las Figuras 9.4.8.7 a 9.4.8.10 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 Tala – Minas, la cual resulta del entronque de la LT Tala – Amatitán en la nueva SE Minas. Sin embargo, se observa que ante dicha condición ya no se presentan problemáticas de voltaje.

Para la Alternativa 2, la contingencia más severa es la falla de la LT Tesistán – La Venta, la cual resulta del entronque de la LT Tesistán – 63910 – Tala en la SE La Venta, y de forma similar a los resultados obtenidos con la Alternativa 1, se puede observar que ya no se presentan problemáticas de voltaje.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja operativa debido a que presenta mayor flexibilidad para la regulación de potencia reactiva en la zona, con lo cual se aumenta la Confiabilidad en el área de influencia, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia de la red asociada, por otra parte, la Alternativa 1 representa un costo menor en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.4.8.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Sin Proyecto)

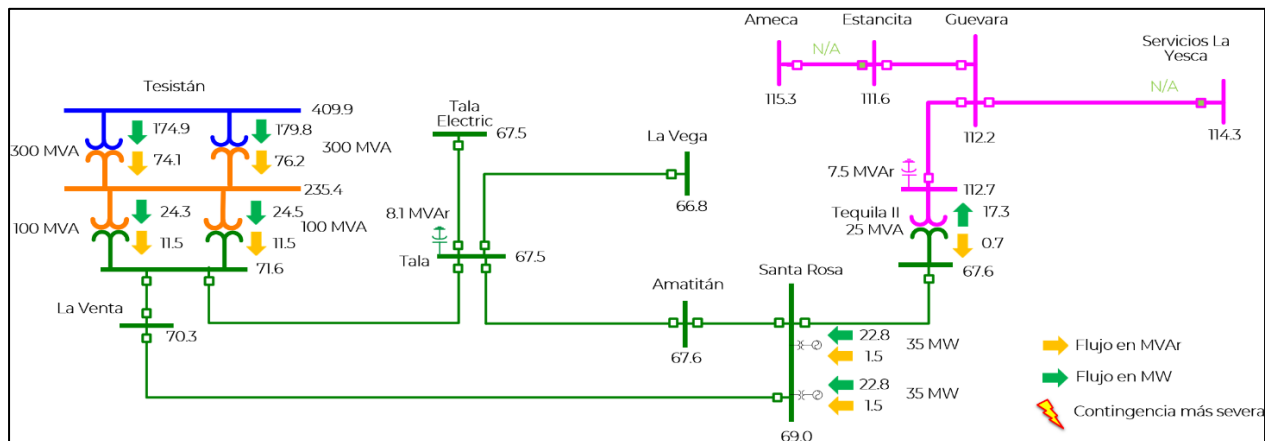


Figura 9.4.8.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Sin Proyecto)

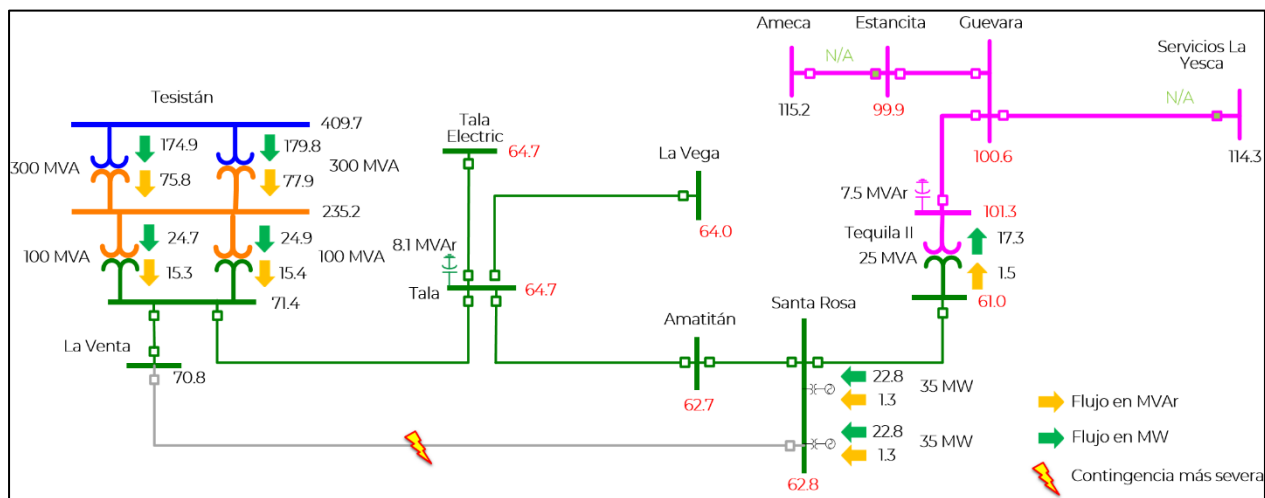


Figura 9.4.8.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 1)

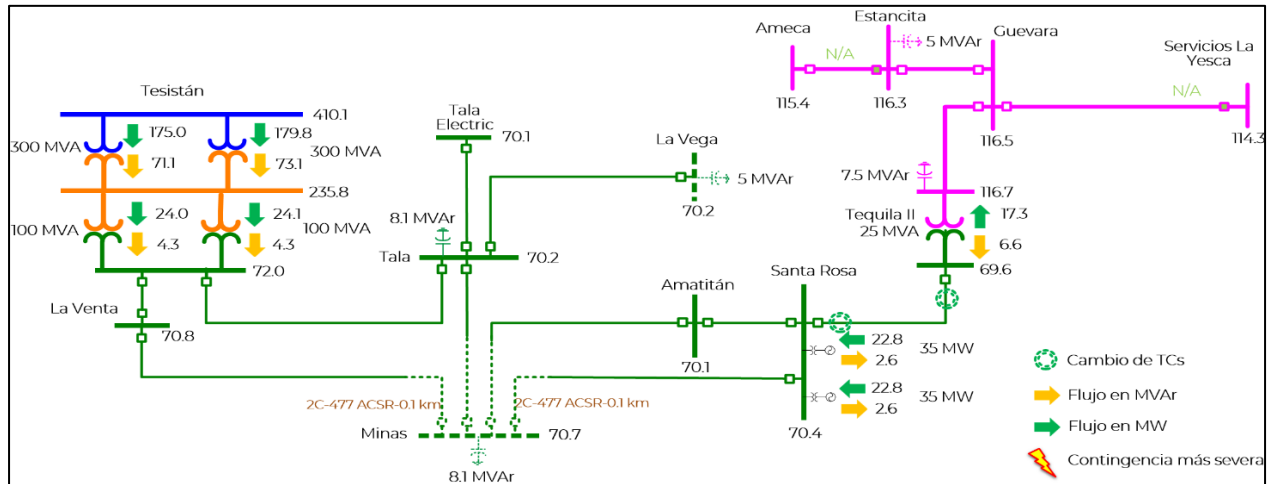


Figura 9.4.8.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 1)

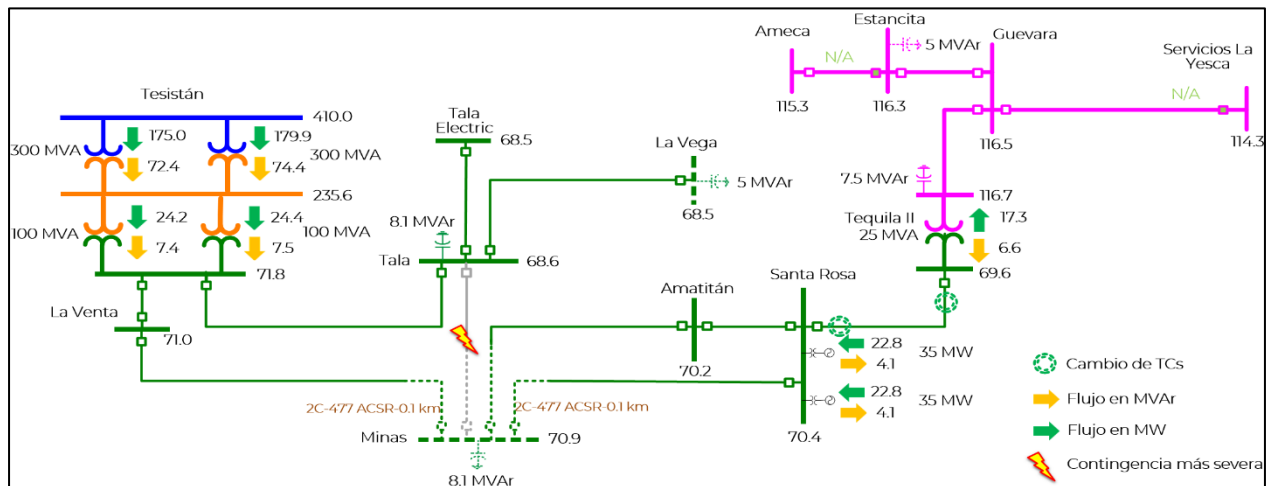




Figura 9.4.8.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 2)

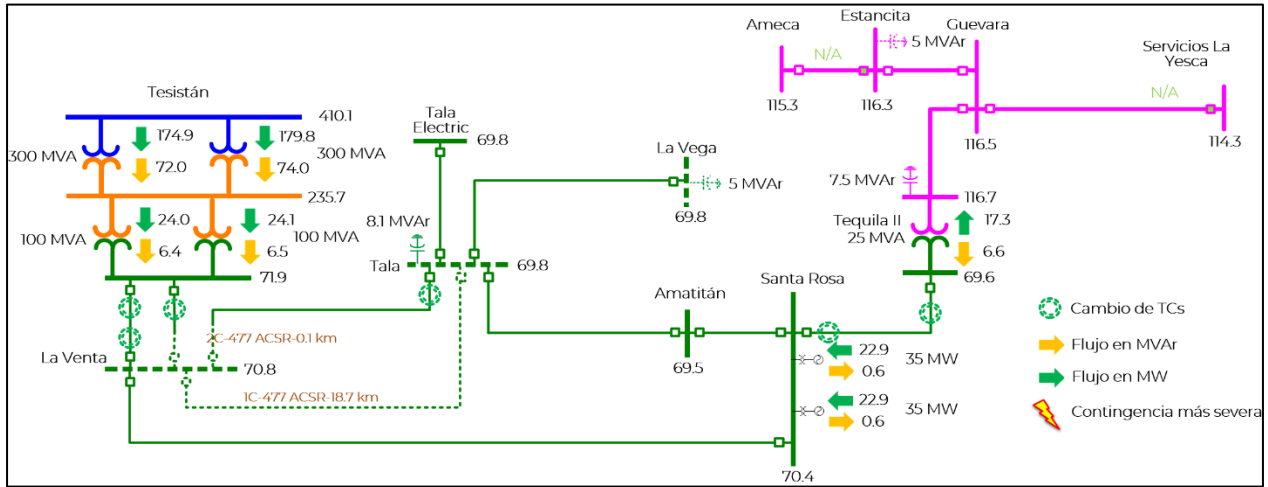
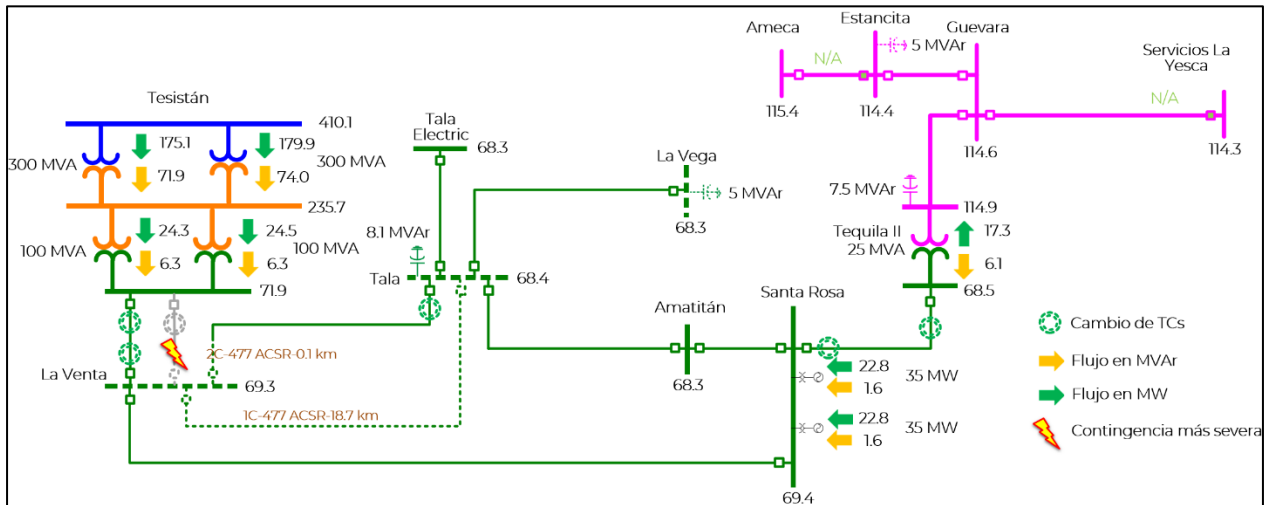


Figura 9.4.8.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.8.7 y 9.4.8.8 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 una relación beneficio/costo mayor.

Cuadro 9.4.8.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
99.01	58.4	729.52	408.7	132.11	320.82	2.43

Cuadro 9.4.8.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
91.2	64.19	672.41	380.38	249.44	292.03	1.17

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.8.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se

observa una capacidad similar para suministrar la demanda de la zona, y en ambos casos, las dos propuestas aumentan significativamente la demanda de saturación ante la contingencia sencilla más severa.

Cuadro 9.4.8.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	104 MW	59 MW
Alternativa 1	128 MW	107 MW
Alternativa 2	126 MW	111 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.8.10 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.8.10. Resumen de las características de confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	menor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	144.9	273.7
Relación Beneficio/Costo	2.43	1.17

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 Minas.

## P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro

### Diagnóstico operativo.

La ciudad de Querétaro se ha convertido en un importante centro económico en los últimos años lo que ha ocasionado un crecimiento acelerado y un incremento en la población debido a la migración interna.

La zona Querétaro presenta un importante crecimiento de la demanda, 4.2% de crecimiento anual promedio según datos del PDS 2021-2041 para el escenario de Demanda Máxima Coincidente de Zona, lo cual se ve reflejado en el número considerable de solicitudes de conexión de Centros de Carga en alta tensión que se han recibido a través del Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC); así como de los diversos proyectos de incremento de capacidad alta/media tensión que propone la División de Distribución Bajío (DDB) para atender el crecimiento de demanda que se prevé al corto y mediano plazo.

De acuerdo con el SIASIC, en la zona se cuenta con solicitudes de conexión de Centros de Carga con contrato firmado por un total de 220.701 MW para los años 2021 y 2022.

Además, la División de Distribución Bajío presentó a la GCR Occidental durante la elaboración del PAMRNT 2021 – 2035 un total de 23 proyectos de transformación a instalar en el periodo de 2021 – 2027 para la zona Querétaro. Con estos proyectos se pretende aumentar la capacidad de

transformación alta/media tensión en 530 MVA.

Actualmente se encuentran instruidos por la SENER dos proyectos para incrementar la capacidad de transformación 230/115 kV en las SE Querétaro I (225 MVA) y Querétaro Potencia (225 MVA).

Sin embargo, debido al crecimiento de demanda que se presenta en la zona, para el año 2027, en condiciones de red completa, los transformadores de las SE Querétaro I, Querétaro Potencia y Conín se encuentran al 75%, 66% y 78% respectivamente. Lo anterior da como resultado que, en las SE Querétaro I y Querétaro Potencia ante contingencia de alguno de los bancos de transformación 230/115 kV, el banco de transformación paralelo alcance un flujo de potencia del 120% y 116% de su capacidad nominal, respectivamente.

Por lo anterior, se observa la necesidad de incluir un elemento adicional de transformación en la zona, para suministrar la energía requerida a la red de 115 kV de la zona Querétaro, tanto en condición de red completa como ante contingencia.

La figura 9.4.9.1 muestra la topología de la zona Querétaro, una de las zonas con el crecimiento más elevado dentro de la GCR Occidental.

En la figura 9.4.9.2 se indica el diagrama unifilar de la red esperada para 2027 en la zona Querétaro.

Figura 9.4.9.1. Diagrama geográfico de la zona Querétaro 2027

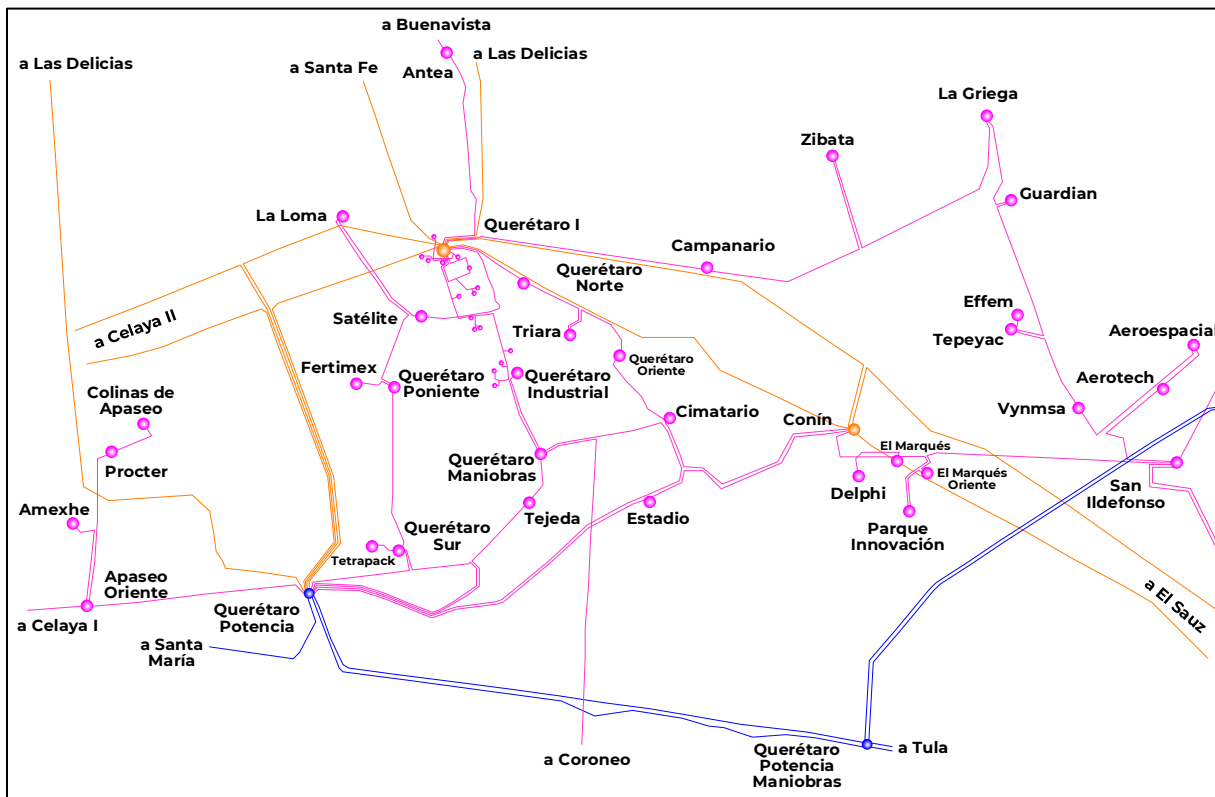
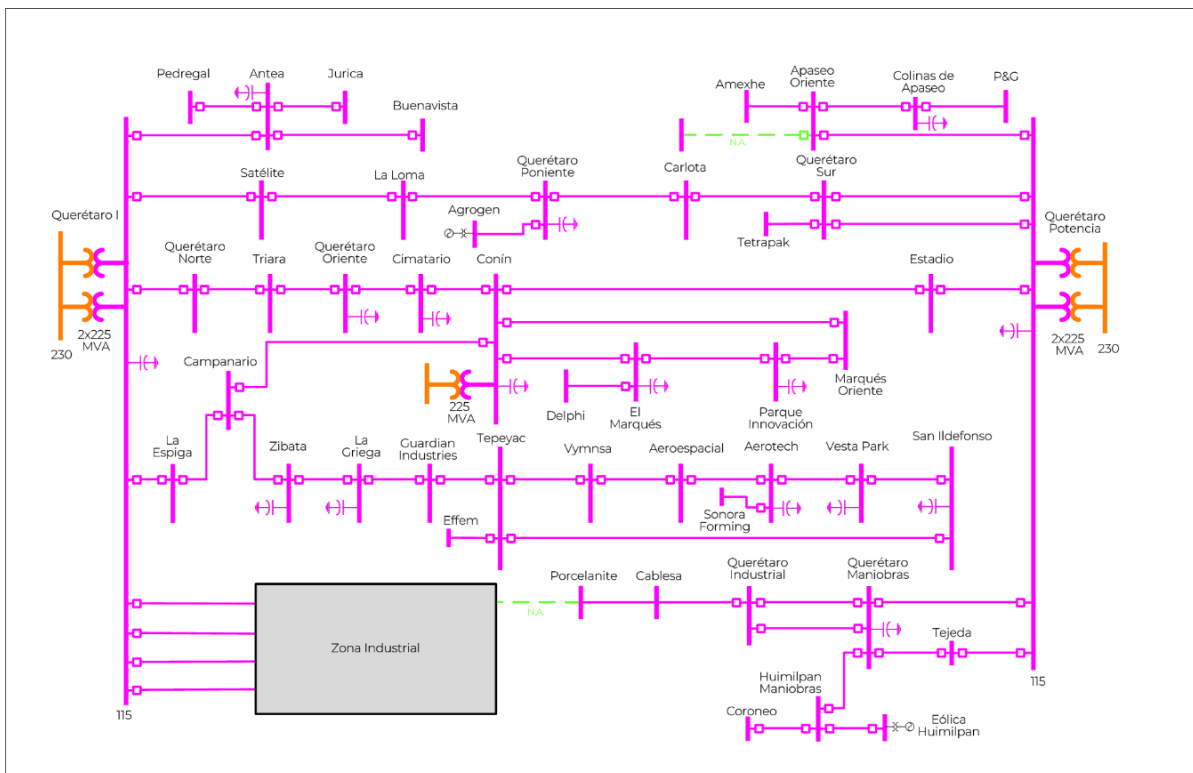


Figura 9.4.9.2. Diagrama unifilar de la zona Querétaro 2027



Descripción de las alternativas que atienden la problemática.

Se han identificado dos alternativas para incrementar la capacidad de transformación en la zona Querétaro preservando la Calidad del suministro de energía eléctrica y la Confiabilidad del sistema; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- LT doble circuito, con una longitud estimada de 5.34 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Las Delicias – 93300 – Querétaro Potencia en la nueva SE Otomí.
- LT doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 5.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV entre las SE Otomí y Colinas de Apaseo.
- Repotenciación de la LT Querétaro Maniobras – 73220 – Querétaro Industrial aproximadamente 1.4 km para sustituir conductor 336 y 2/0 kcmil tipo ACSR por 795 kcmil tipo ACSR para alcanzar una cargabilidad mínima de 160MVA.
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 5.16 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT La Loma – 73860 – Querétaro Poniente en la nueva SE Otomí.
- LT doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 9.96 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Campanario – Zibata en la SE Conín, dejando deshabilitado el tramo de la LT desde

el entronque hacia la SE Campanario.

##### 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 SE Otomí.
- 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 Conín.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Otomí para la conexión de las nuevas LT.
- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Otomí para la conexión de las nuevas LT.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Colinas de Apaseo para la conexión de la nueva LT Otomí – Colinas de Apaseo.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Conín para la conexión de la nueva LT Conín – Zibata.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Querétaro Maniobras – 73580 – Querétaro Potencia con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.
- Sustitución de interruptor Conín-77990 para alcanzar una capacidad de 40 kA.

En la Figura 9.4.9.3 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la Alternativa 1.

## Alternativa 2

### Transmisión:

- LT de cuatro circuitos tendido de tres circuitos con una longitud estimada de 13 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar: primer tramo de la LT Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Maniobras, primer tramo Querétaro Potencia Maniobras – Cimatario y nueva LT Querétaro Potencia Maniobras – Coroneo.
- LT doble circuito con una longitud estimada de 10 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar segundo tramo de la LT Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Maniobras y segundo tramo Querétaro Potencia Maniobras – Cimatario, utilizando parte del derecho de vía de la actual LT Querétaro Maniobras – 73520 – Coroneo.
- Tendido del segundo circuito sobre la estructura de la actual LT Querétaro Potencia – 73580 – Querétaro Maniobras, con una longitud estimada de 3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para formar el tercer tramo de la LT Querétaro Potencia Maniobras – Cimatario.
- Repotenciación de la LT Querétaro Maniobras – 73220 – Querétaro Industrial aproximadamente 1.4 km para sustituir conductor 336 y 2/0 kcmil tipo ACSR por 795 kcmil tipo ACSR para alcanzar una cargabilidad mínima de 160MVA.
- LT doble circuito, con una longitud estimada de 10.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Marques Oriente – 73140 – Parque

Innovación en la SE Querétaro Potencia Maniobras.

### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Querétaro Potencia Maniobras.

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Cinco alimentadores en 115 kV en la SE Querétaro Potencia Maniobras para la conexión de las nuevas LT (la SE no cuenta con el nivel de tensión 115 kV actualmente).
- Un alimentador en 115 kV en la SE Cimatario para conexión de la nueva LT Querétaro Potencia Maniobras – Cimatario.
- Sustitución de interruptor Conín-77990 con una capacidad de 40 kA.
- Sustitución de 12 interruptores 115 kV en la SE Querétaro I con una capacidad de 50 kA.
- Sustitución de 35 cuchillas 115 kV en la SE Querétaro I con una capacidad de 50 kA.

En la Figura 9.4.9.4 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 2027.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2027.

Figura 9.4.9.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

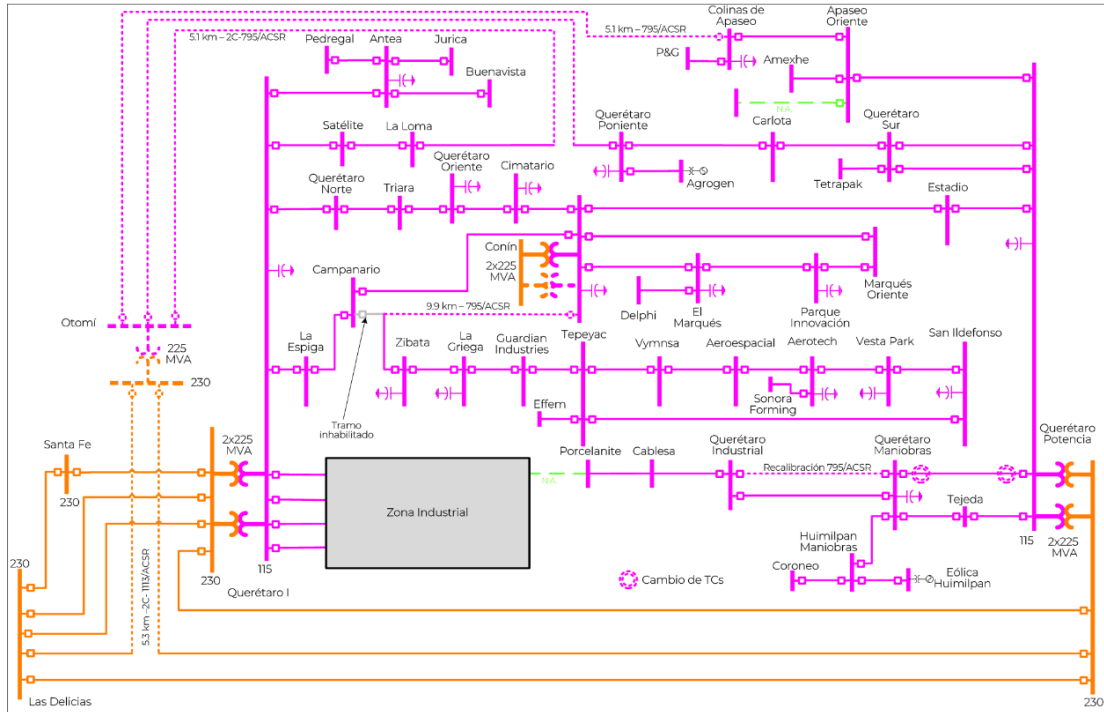
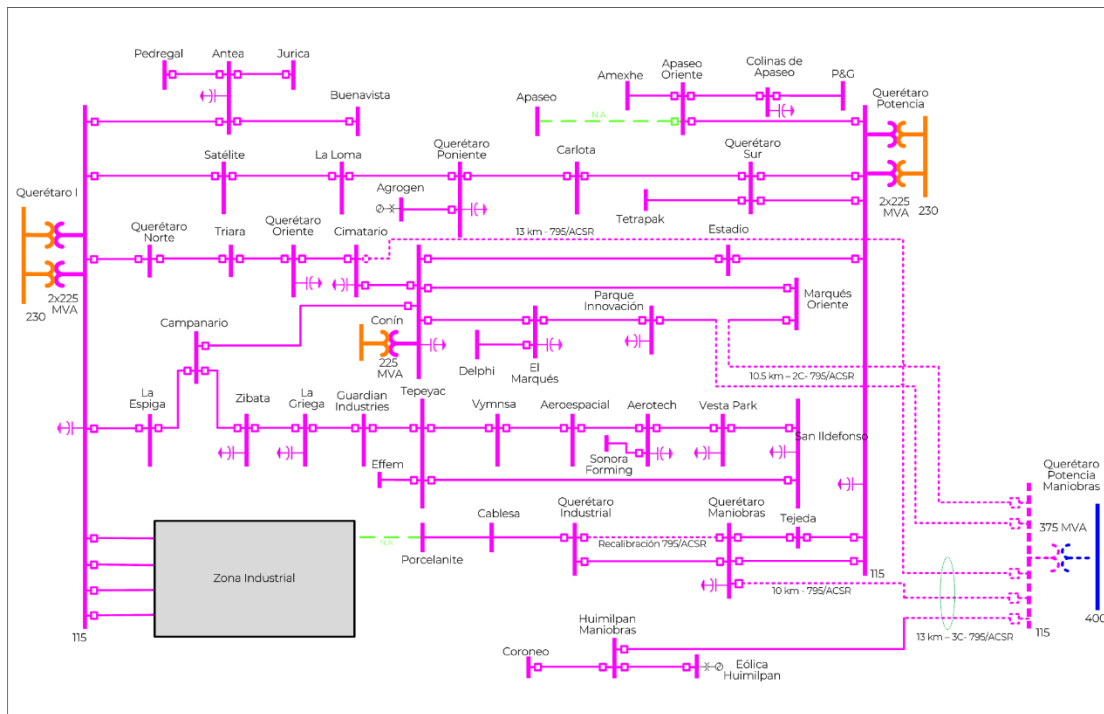


Figura 9.4.9.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **1,468.1 millones de pesos de 2020** (68.3 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa

contempla 37.46 km-c de LT y 525 MVA de transformación, además de una nueva SE denominada Otomí.

Los cuadros 9.4.9.1 a 9.4.9.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

**Cuadro 9.4.9.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Otomí entronque Las Delicias - Querétaro Potencia (93300)	230	2	10.68	abr-27	abr-27	180.7
Otomí - Colinas de Apaseo /1	115	2	5.10	abr-27	abr-27	139.7
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) (repotenciación)	115	1	1.40	abr-27	abr-27	32.2
Otomí entronque La Loma - Querétaro Poniente (73860)	115	2	10.32	abr-27	abr-27	145.5
Conín - Zibata /1	115	2	9.96	abr-27	abr-27	272.9
<b>Total</b>			<b>37.46</b>			<b>771.0</b>

1/ Tendido del primer circuito

**Cuadro 9.4.9.2. Obras de transformación de la Alternativa 1**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Otomí Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-27	abr-27	241.5
Conín Banco 3	3	AT	225.0	230/115	abr-27	abr-27	174.6
<b>Total</b>			<b>525.0</b>				<b>416.0</b>

AT. Autotransformador

**Cuadro 9.4.9.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Otomí	Alimentador Nuevo	2	230	abr-27	abr-27	136.5
Otomí	Alimentador Nuevo	3	115	abr-27	abr-27	98.8
Colinas de Apaseo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	abr-27	21.7
Conín	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	abr-27	21.7
Querétaro Maniobras	Cambio de TC	1	115	abr-27	abr-27	0.7
Querétaro Potencia	Cambio de TC	1	115	abr-27	abr-27	0.7
Conín	Interruptor Sustitución	1	115	abr-27	abr-27	1.1
<b>Total</b>						<b>281.2</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **1,461.9 millones de pesos de 2020** (68.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contempla 84.4 km-c de LT y 500 MVA de transformación.

Los cuadros 9.4.9.4 a 9.4.9.6 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.



**Cuadro 9.4.9.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia Maniobras - Coroneo, Querétaro Potencia Maniobras - Querétaro Maniobras, Querétaro Potencia Maniobras - Cimatarío (primer tramo) /1	115	4	39.0	abr-27	abr-27	534.6
Querétaro Potencia Maniobras - Querétaro Maniobras, Querétaro Potencia Maniobras - Cimatarío (segundo tramo)	115	2	20.0	abr-27	abr-27	115.7
Querétaro Potencia Maniobras - Cimatarío (tercer tramo) /2	115	2	3.0	abr-27	abr-27	5.0
Querétaro Maniobras - Querétaro Industrial (73220) repotenciación)	115	1	1.4	abr-27	abr-27	32.2
Querétaro Potencia Maniobras entronque Parque Innovación - Marqués Oriente (73140)	115	2	21.0	abr-27	abr-27	286.6
<b>Total</b>			<b>84.4</b>			<b>974.2</b>

1/ Tendido del primero, segundo y tercer circuito

2/ Tendido del segundo circuito

**Cuadro 9.4.9.5. Obras de transformación de la Alternativa 2**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia Maniobras Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-27	abr-27	306.5
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>306.5</b>

T. Transformador

**Cuadro 9.4.9.6. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Querétaro Potencia Maniobras	Alimentador Nuevo	5	115	abr-27	abr-27	134.8
Cimatarío	Alimentador Ampliación	1	115	abr-27	abr-27	21.7
Querétaro I	Interruptor Sustitución	12	115	abr-27	abr-27	13.5
Querétaro I	Cuchillas Sustitución	35	115	abr-27	abr-27	10.0
Conín	Interruptor Sustitución	1	115	abr-27	abr-27	1.1
<b>Total</b>						<b>181.1</b>

### Indicadores técnicos y económicos.

La demanda pronosticada de la Zona Querétaro para el año 2027 ocasiona que los bancos de transformación 230/115 kV de la SE Querétaro I, Querétaro Potencia y Conín se encuentren al 75%, 66% y 78% de su capacidad nominal, por lo que no se presentan problemas de sobrecarga en los bancos de transformación en condiciones de red completa.

Sin embargo, ante contingencia de un banco de transformación en la SE Querétaro I, el banco en servicio alcanza un flujo del 120% de su capacidad nominal, de igual manera ante contingencia de un banco de

transformación en la SE Querétaro Potencia el banco paralelo llega a 116%. Adicionalmente, ante contingencia del banco de transformación de la SE Conín los bancos de la SE Querétaro I alcanzan el 97% de su capacidad.

En la figura 9.4.9.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2027 en la red de transmisión de 230 kV y 115 kV de la Zona Querétaro considerando la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas de suministro, como se mencionó previamente. Sin embargo, como se presenta en la figura 9.4.9.6, ante la salida del banco de

transformación AT-01 de la SE Querétaro I se presenta una sobrecarga en el AT-02 del 120%.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de los Centros de Carga conectados en el área de influencia y se aumentará la flexibilidad para dar mantenimiento a los bancos de transformación.

En las figuras 9.4.9.7 a 9.4.9.10, se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se observa la contingencia sencilla más severa para la Alternativa 1, que es la falla del AT-01 de la SE Querétaro I, sin embargo, no se presenta sobrecarga en

ninguno de los bancos de transformación de la zona.

Para la Alternativa 2, la contingencia sencilla más severa es la falla del AT-01 de la SE Querétaro I, de igual manera que para la Alternativa 1 no se presentan sobrecargas en los bancos de transformación.

Adicionalmente, con ambas alternativas se mejora el perfil de voltaje del área de influencia en condiciones de red completa y ante contingencia.

Sin embargo, la Alternativa 1 tiene una capacidad mayor de satisfacer la demanda de la zona a la Alternativa 2 lo que se traduce en una rentabilidad mayor.

**Figura 9.4.9.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Sin Proyecto)**

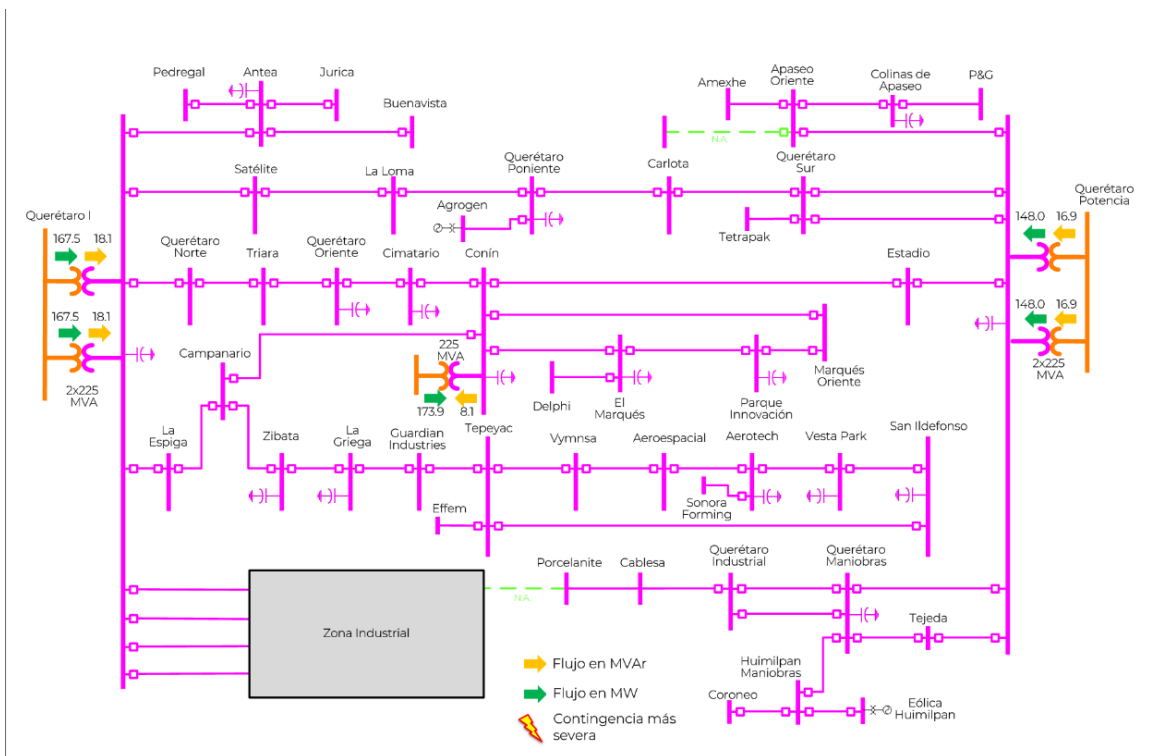


Figura 9.4.9.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Sin Proyecto)

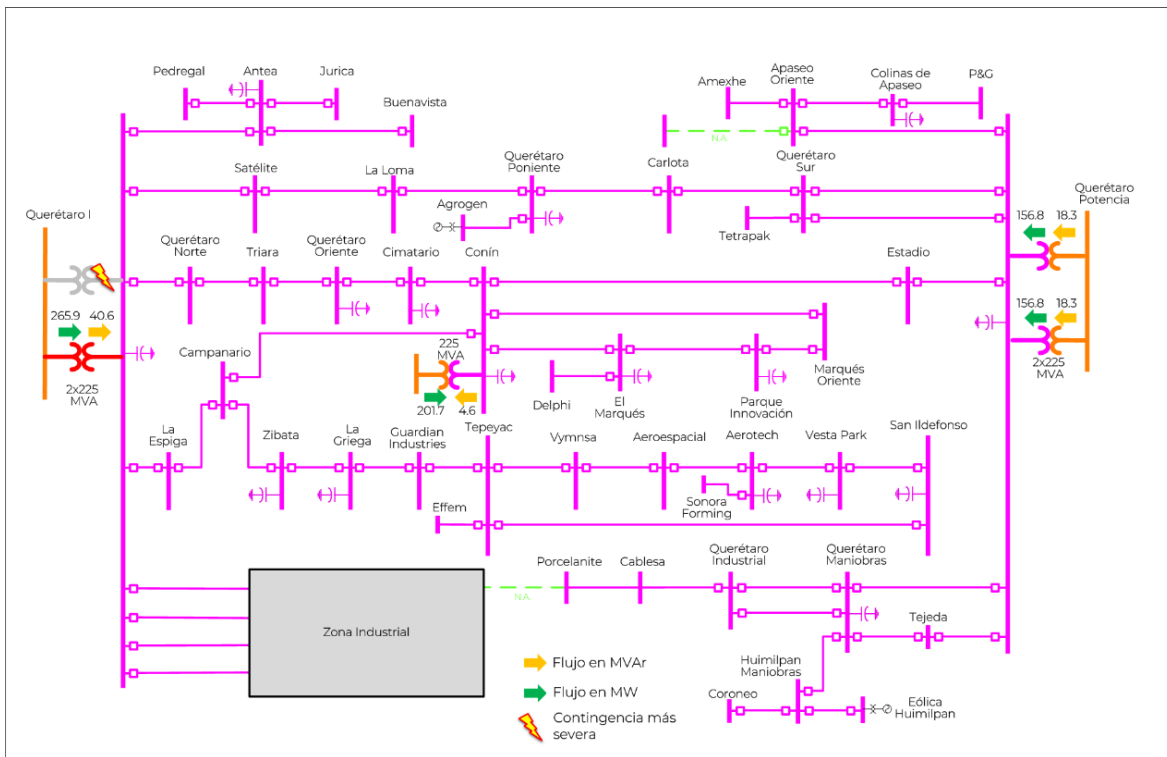


Figura 9.4.9.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 1)

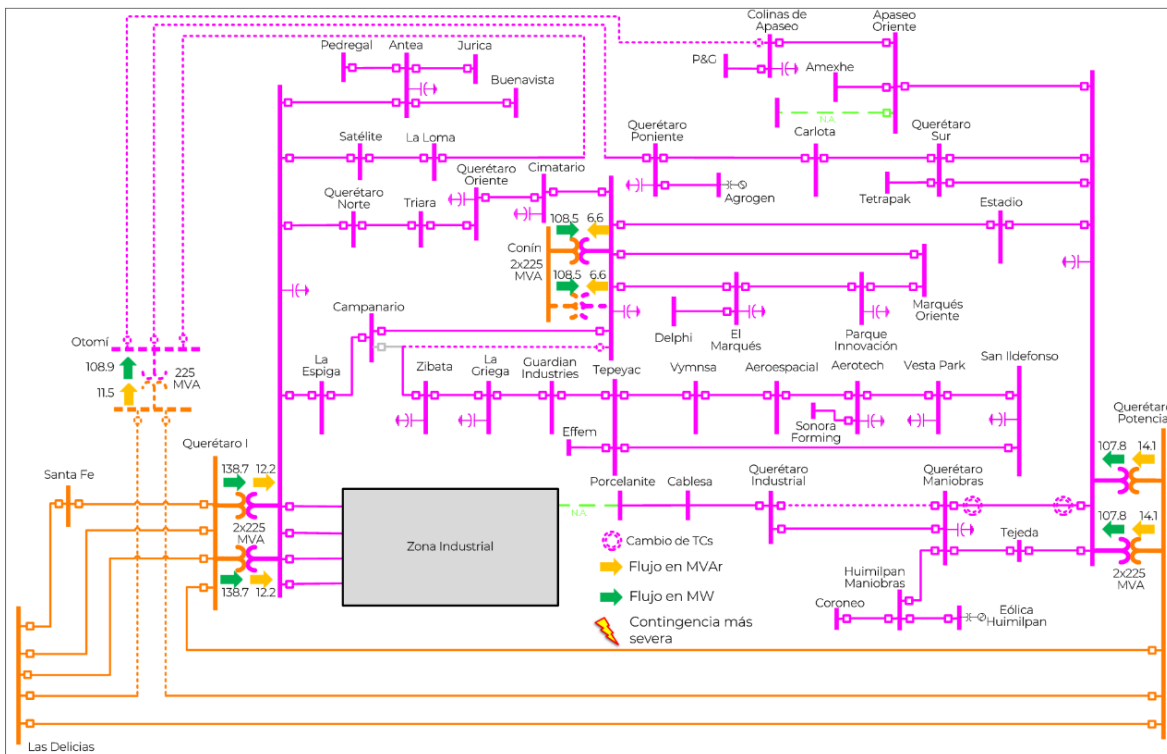


Figura 9.4.9.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 1)

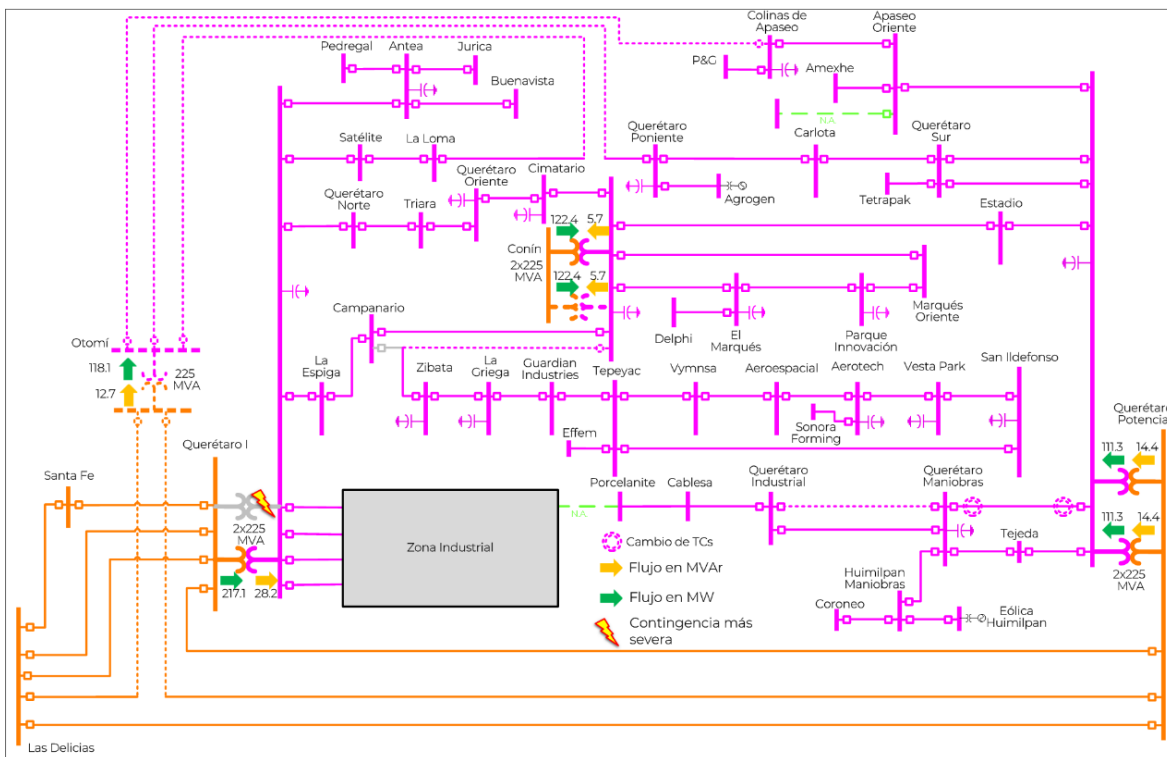


Figura 9.4.9.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 2)

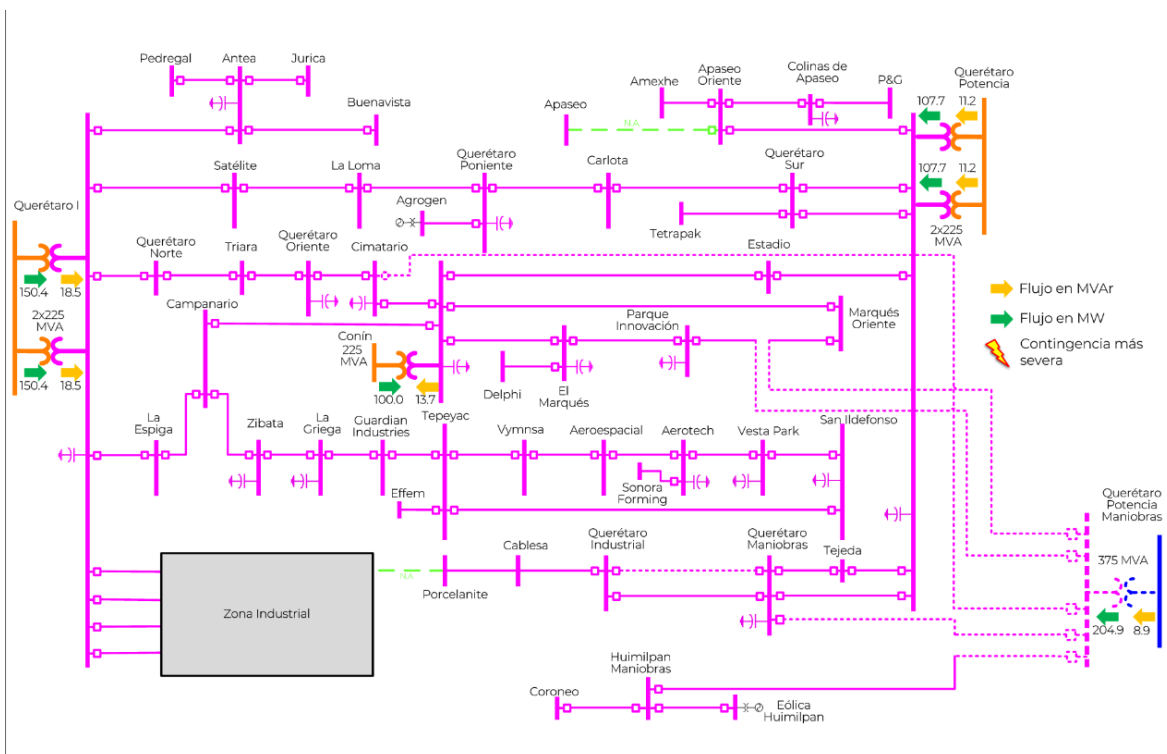
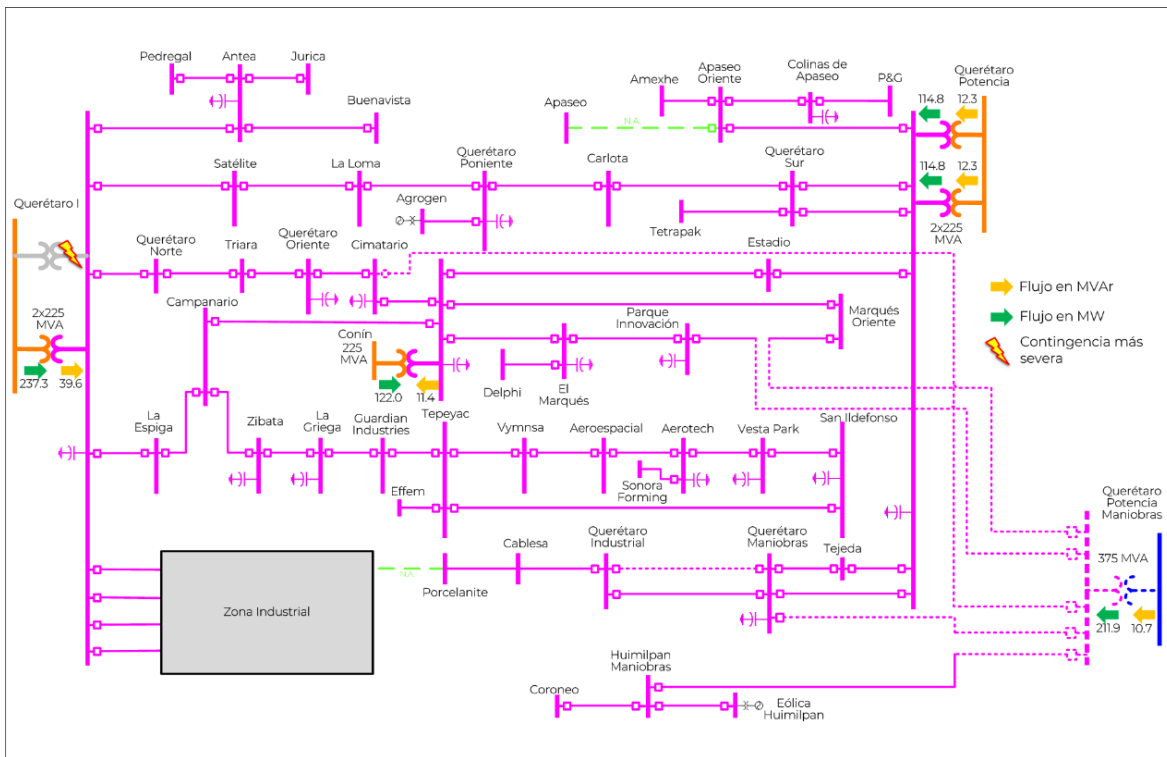


Figura 9.4.9.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2027 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.9.7 y 9.4.9.8 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 una relación beneficio/costo mayor, en comparación con la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.9.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
225.82	120.52	7,459.51	4,876.81	1336.05	2,582.70	1.93

Cuadro 9.4.9.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2025

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
309.51	48.97	3,891.90	2,479.29	1,331.37	1,412.61	1.06

### Alternativa propuesta

El cuadro 9.4.9.9 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, en donde la Alternativa 1 tiene una mayor demanda de saturación en condición de red completa y ante contingencia.

**Cuadro 9.4.9.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,311 MW	1,001 MW
Alternativa 1	1,675 MW	1,277 MW
Alternativa 2	1,562 MW	1,156 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.9.10 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.9.10. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	1,468.12	1,461.85
Relación Beneficio/Costo	1.93	1.06

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 Querétaro.

## P21-OC7 Incremento en la capacidad de transmisión de la red eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato

### Diagnóstico operativo.

Las zonas León e Irapuato se encuentran enlazadas eléctricamente a través de una LT en 115 kV entre las SE Silao y Los Sauces, sobre esa misma trayectoria y en la zona León se encuentran también las SE Maniobras Michelin y San Carlos, lo que hace que sea una red eléctrica propensa a operar de manera radial ante alguna contingencia de LT relacionada a las SE mencionadas anteriormente.

Actualmente la LT Silao – 73800 – Los Sauces es la LT que tiene la menor cargabilidad debido a su antigüedad, tipo de conductor (calibre 266 kcmil tipo ACSR) y a que tiene tramos de derecho de vía invadidos. Aun cuando su límite declarado por el transportista es de 90.5 MVA, la Zona de Operación de Transmisión Bajío (ZOTBJ) recomienda que durante libranzas de equipo cercano a la LT no se superen los 65 MW de flujo de potencia a través de ella.

Adicionalmente, en el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 se han registrado 4 salidas debido a falla y 1 para mantenimiento de emergencia, por lo que se considera una LT de baja Confiabilidad.

En el escenario esperado de Demanda Máxima Coincidente de la zona León de 2025, ante la contingencia de la LT León

Oriente – 73710 – San Carlos se supera el límite térmico de la LT Silao – 73800 – Los Sauces, por lo que sería necesario hacer cortes de carga con el fin de disminuir la sobrecarga y así evitar la elongación del conductor que, debido a la alta temperatura de operación por sobrecarga, podría desencadenar en un accidente principalmente en los tramos donde se encuentra invadido el derecho de vía.

Adicionalmente a la problemática mencionada, ante contingencia de la LT León Oriente – 73710 – San Carlos se presentan bajos voltajes en las SE que se mantienen radiales posterior a la contingencia, dicho escenario se vuelve más grave ante el crecimiento industrial y la demanda residencial que se tiene en el corredor.

Por lo anterior, se analiza la mejor opción técnicamente factible para solventar la sobrecarga y bajos voltajes que se presentan ante contingencia en la red de la zona León e Irapuato asociada.

En la figura 9.4.10.1 se muestra de manera geográfica las principales SE de la red eléctrica colindante entre las zonas León e Irapuato y en la figura 9.4.10.2 un diagrama unifilar de las SE que forman parte del área de influencia del proyecto.

Figura 9.4.10.1. Diagrama geográfico de las zonas León e Irapuato

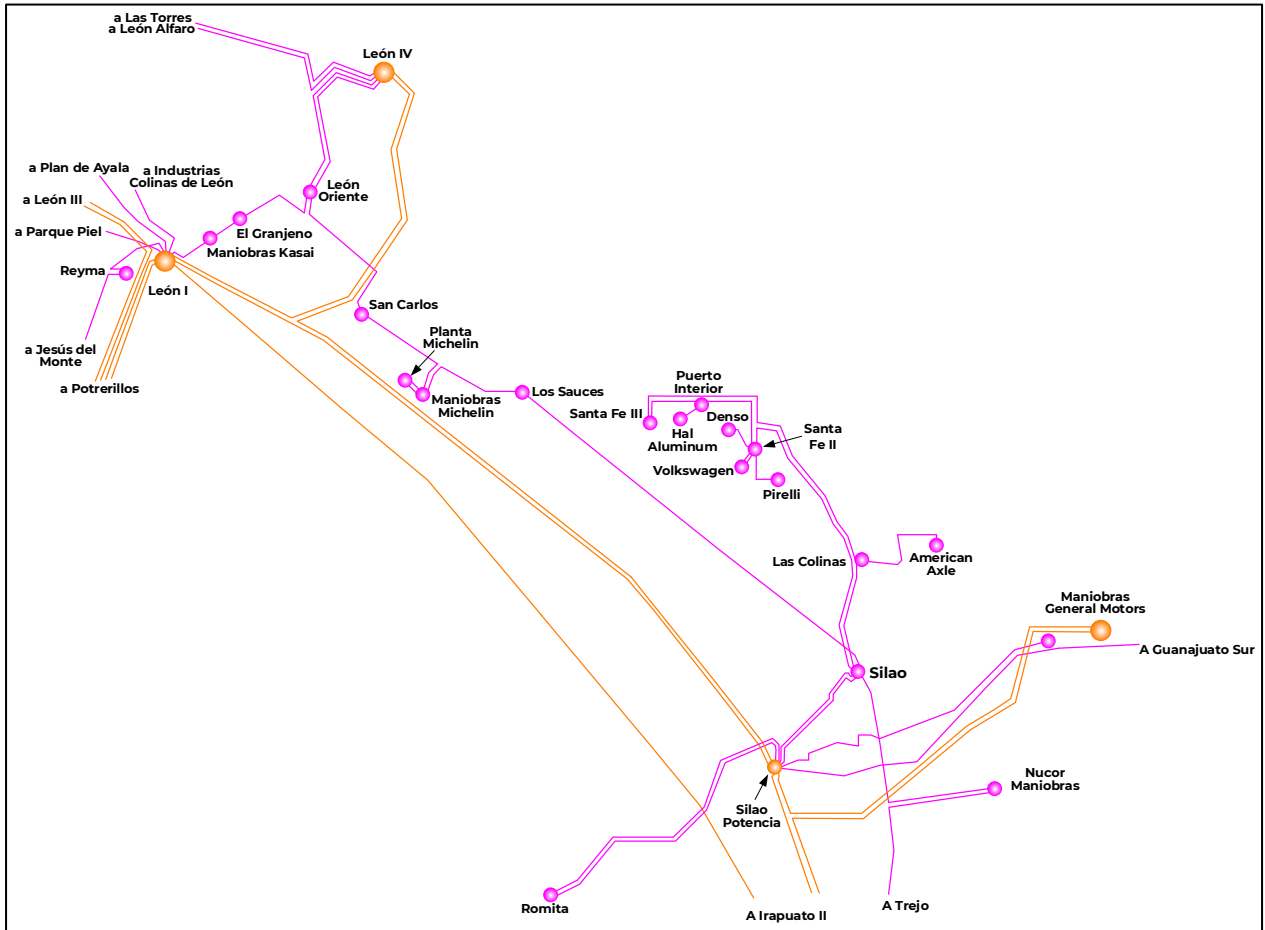
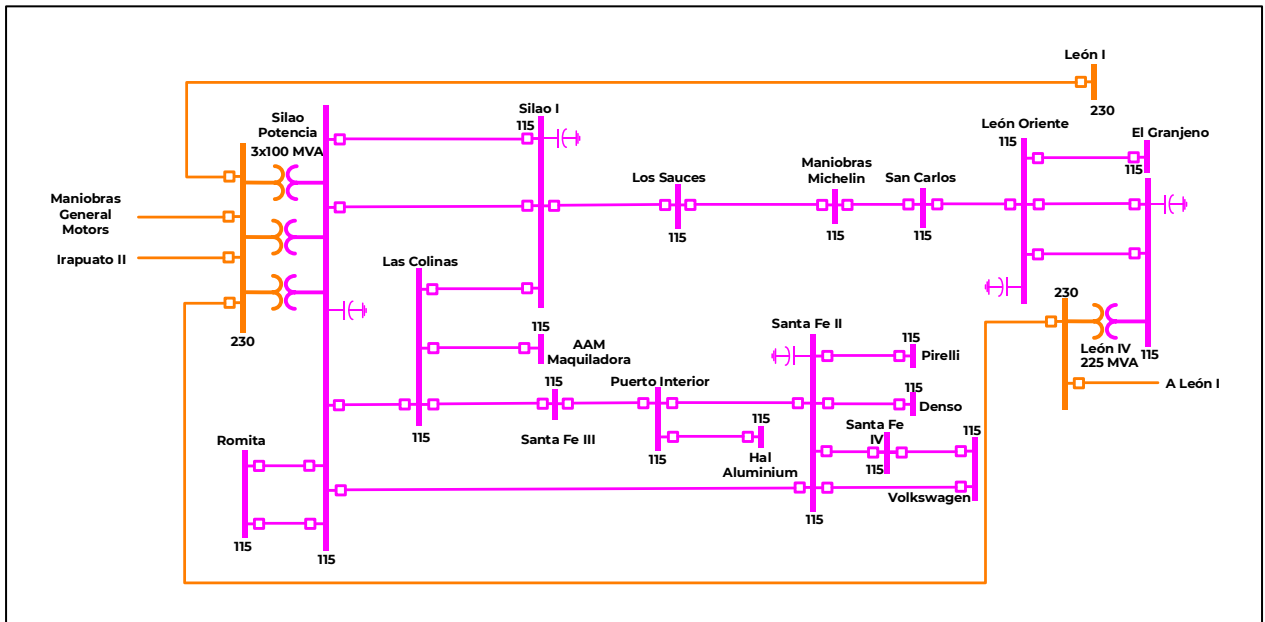


Figura 9.4.10.2. Diagrama unifilar de las zonas León e Irapuato 2025





Descripción de las alternativas que atienden la problemática.

Se han identificado dos alternativas para incrementar la capacidad de transmisión del enlace preservando la calidad del suministro de energía eléctrica y la confiabilidad del sistema; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- LT León Oriente – San Carlos con una longitud estimada de 6.1 km un circuito y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, de los cuales 0.95 km será nueva trayectoria sobre poste troncocónico doble circuito tendido del primero y 5.15 km tendido del segundo circuito sobre la estructura de la actual LT León Oriente – 73710 – San Carlos.

##### Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Michelin.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador nuevo en 115 kV en la SE León Oriente para la nueva LT León Oriente – San Carlos.
- Un alimentador nuevo en 115 kV en la SE San Carlos para la nueva LT León Oriente – San Carlos.
- Recalibración del bus y puentes de 115 kV de la SE Los Sauces.

En la Figura 9.4.10.3 se muestran las obras de refuerzo asociadas a la alternativa 1.

#### Alternativa 2

##### Transmisión:

- Repotenciación de la LT Los Sauces – 73800 – Silao con una longitud estimada de 14.62 km un circuito y conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (el costo incluye el reemplazo de las estructuras de transmisión).

##### Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Michelin.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Recalibración del bus y puentes de 115 kV de la SE Los Sauces.

En la Figura 9.4.10.4 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 2024.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Figura 9.4.10.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

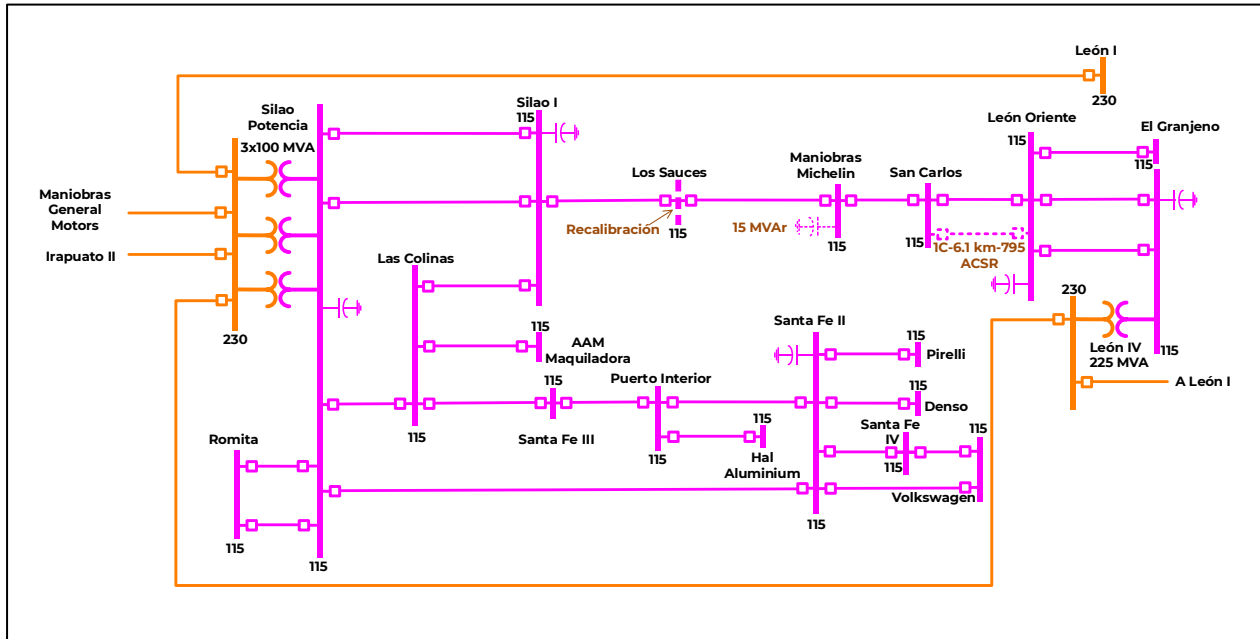
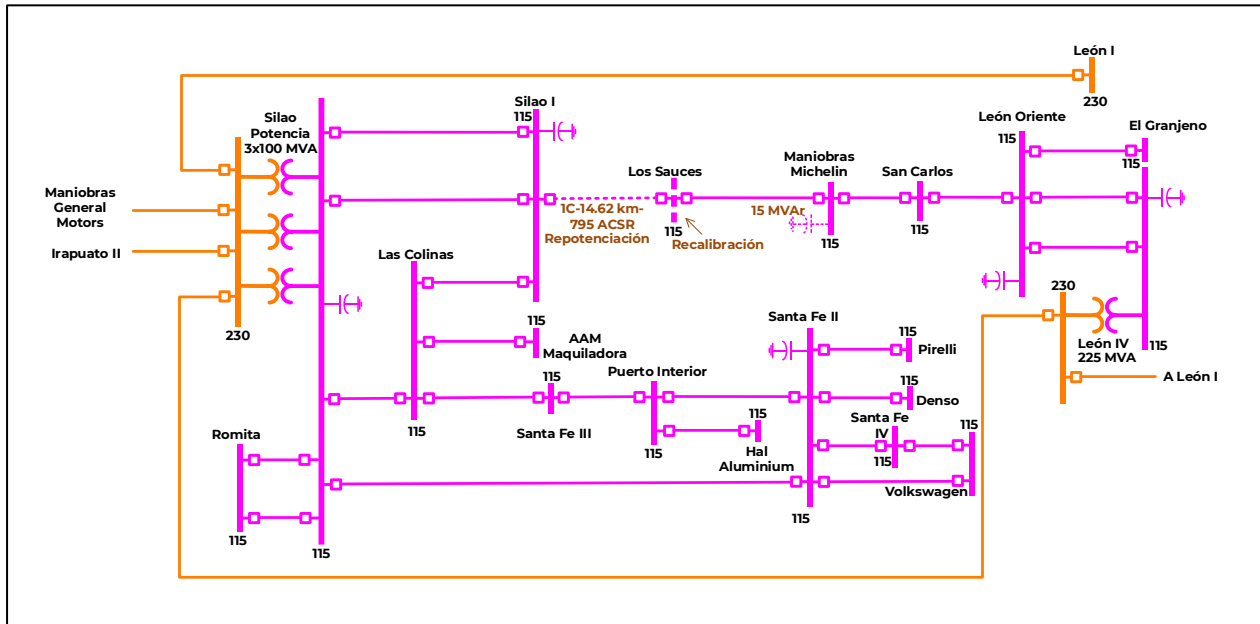


Figura 9.4.10.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **98.3 millones de pesos de 2020** (4.5 millones de dólares

considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Los cuadros 9.4.10.1 a 9.4.10.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.10.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
León Oriente - San Carlos /1	115	1	0.95	abr-24	abr-25	29.9
León Oriente - San Carlos /2	115	1	5.15	abr-24	abr-25	8.6
<b>Total</b>			<b>6.10</b>			<b>38.5</b>

1/ Tendido del primer circuito  
2/ Tendido del segundo circuito

Cuadro 9.4.10.2. Obras de compensación capacitiva de la Alternativa 1

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras Michelin MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-25	15.9
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			<b>15.9</b>

Cuadro 9.4.10.3. Obras en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
León Oriente	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-25	21.7
San Carlos	Alimentador Ampliación	1	115	abr-24	abr-25	21.7
Los Sauces	Recalibración de Bus y Puentes	1	115	abr-24	abr-25	0.5
<b>Total</b>						<b>43.9</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **111.1 millones de pesos de 2020** (5.1 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Los cuadros 9.4.10.4 a 9.4.10.6 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.10.4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Sauces - Silao (repotenciación)	115	1	14.62	abr-24	abr-25	94.7
<b>Total</b>			<b>14.62</b>			<b>94.7</b>

Cuadro 9.4.10.5. Obras de compensación capacitiva de la Alternativa 2

Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Maniobras Michelin MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-25	15.9
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			<b>15.9</b>

Cuadro 9.4.10.6. Obras en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Sauces	Recalibración de Bus y Puentes	1	115	abr-24	abr-25	0.5
<b>Total</b>						<b>0.5</b>

### Indicadores técnicos y económicos.

La creciente demanda de las Zonas León e Irapuato pronosticada para el año 2025 ocasiona que los bancos de transformación de la SE Silao Potencia 230/115 kV se encuentren al 73%, 71% y 72% de su capacidad nominal, mientras que el transformador de la SE León IV 230/115 kV se encuentra al 62%, por lo que no se presentan problemas de sobrecarga en los bancos de transformación de la zona. Sin embargo, en el corredor en 115 kV entre León Oriente y Silao se tiene una demanda máxima pronosticada de 82 MW, lo que ocasiona que ante contingencia de la LT León Oriente – 73710 – San Carlos se presentan flujos superiores al límite declarado de la LT Silao – 73800 – Los Sauces ocasionando la sobrecarga de esta línea.

En la figura 9.4.10.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2025 en la red de transmisión de 230 kV y 115 kV de la Zona León e Irapuato considerando la demanda máxima de la zona y sin el proyecto de inversión propuesto.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas de suministro. Sin embargo, como se presenta en la figura 9.4.10.6, ante la salida de la LT León Oriente – 73710 – San Carlos se presenta sobrecarga en la LT Silao – 73800 – Los Sauces, además se observa una disminución de voltaje en

la SE San Carlos operando cercanamente al límite establecido.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de los Centros de Cargas conectados a la red eléctrica.

En las figuras 9.4.10.7 a 9.4.10.10, 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 Maniobras Michelin – 73G60 – San Carlos, sin embargo, no se presenta sobrecarga en la LT Silao – 73800 – Los Sauces. Para la Alternativa 2, la peor contingencia es la falla de la LT León Oriente – 73710 – San Carlos. De igual forma que en la Alternativa 1, no se rebasa el límite de operación de la LT Silao – 73800 – Los Sauces. Adicionalmente, con ambas alternativas se mejora el perfil de voltaje del área de influencia en condiciones de red completa y ante contingencia.

Ambas alternativas aumentan la Confiabilidad al dar soporte a la zona y atender el crecimiento de la carga, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia y aumentando la flexibilidad para mantenimiento. Sin embargo, la Alternativa 1 tiene una capacidad mayor de satisfacer la demanda de la zona a la Alternativa 2 lo que se traduce en una rentabilidad mayor.

Figura 9.4.10.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)

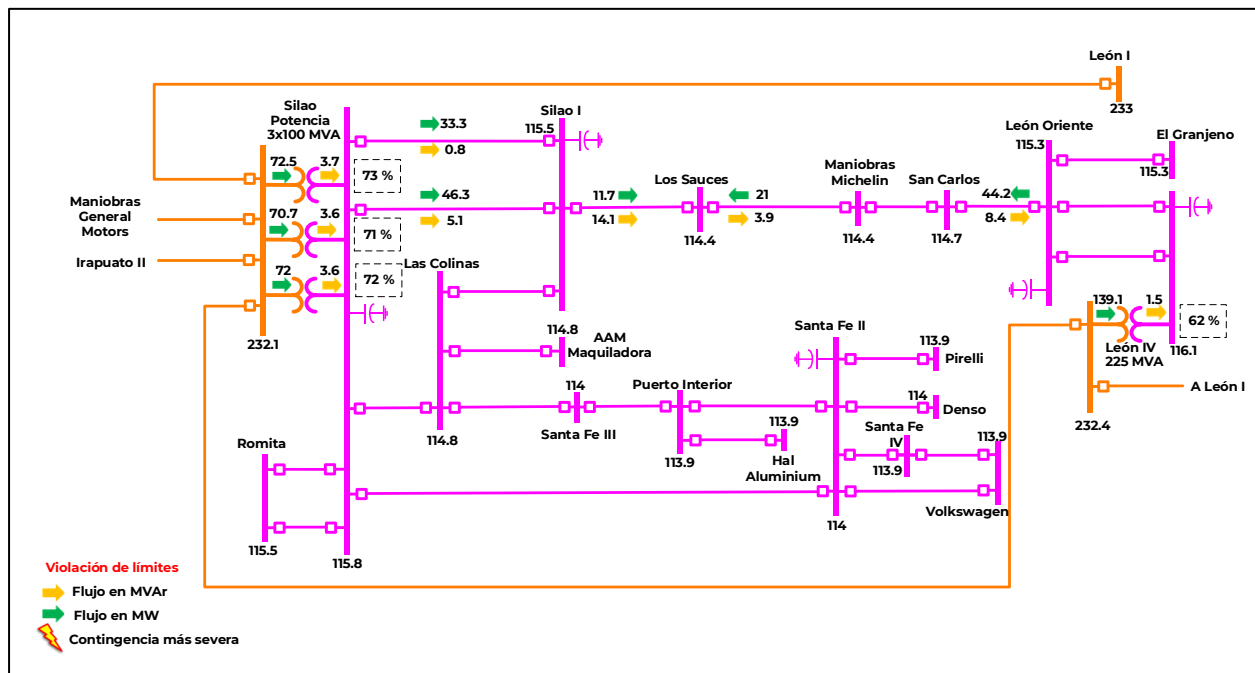


Figura 9.4.10.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Sin Proyecto)

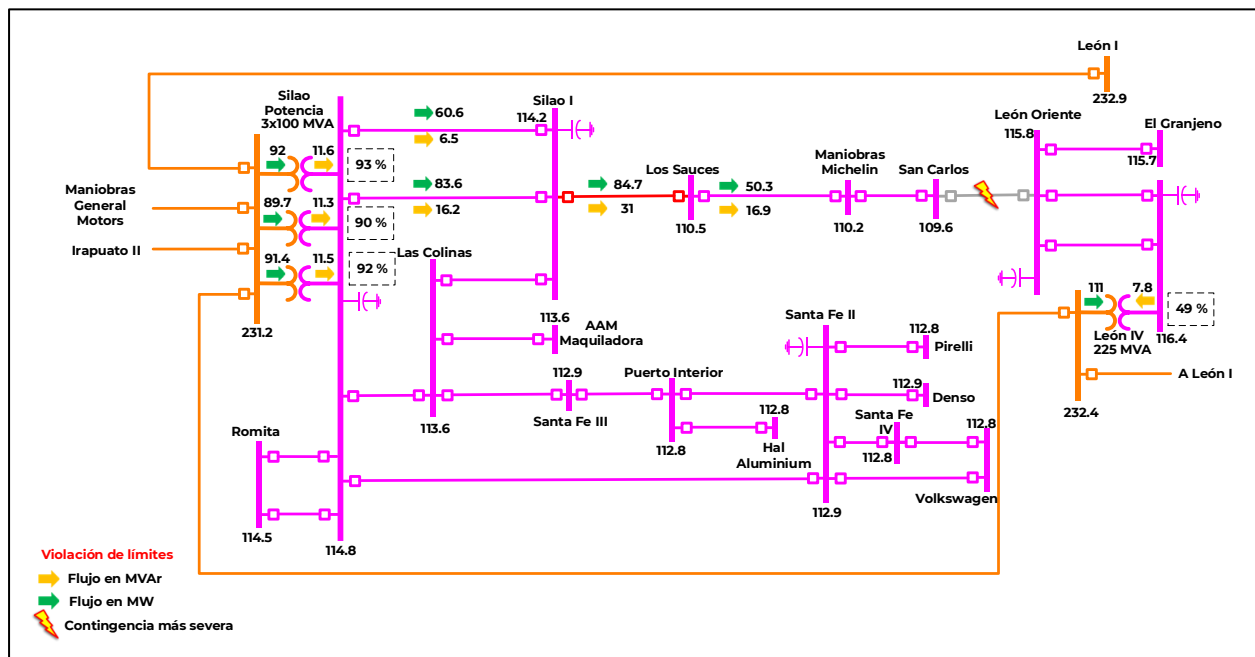


Figura 9.4.10.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 1)

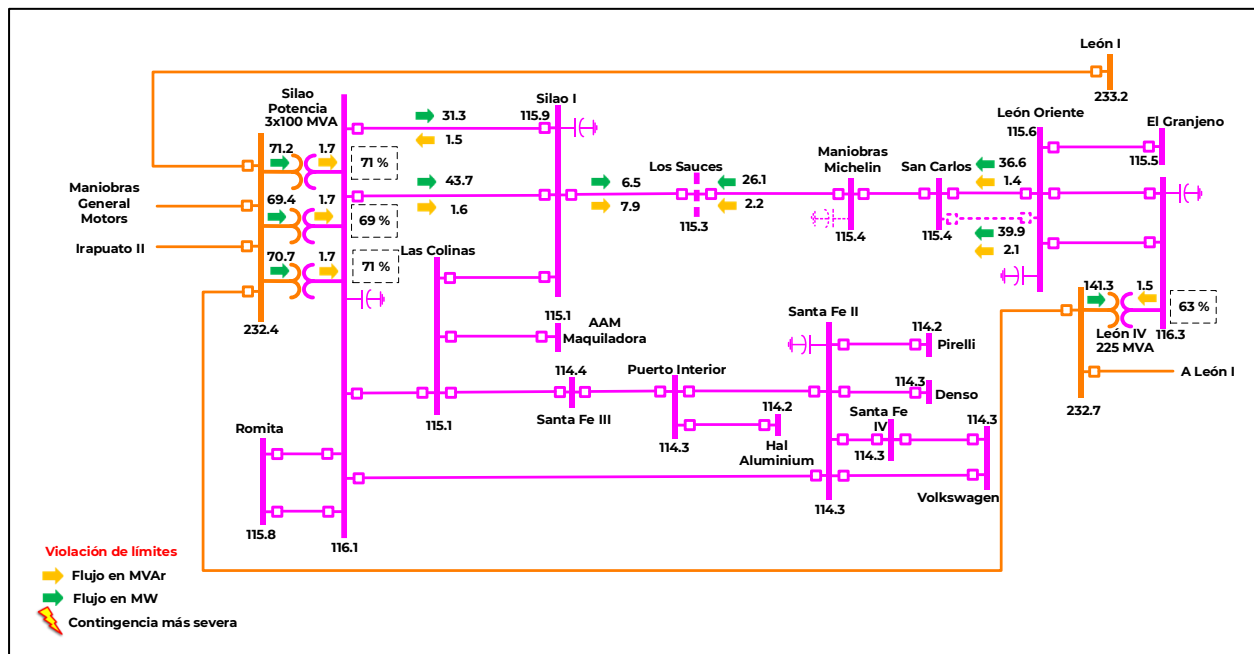


Figura 9.4.10.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 1)

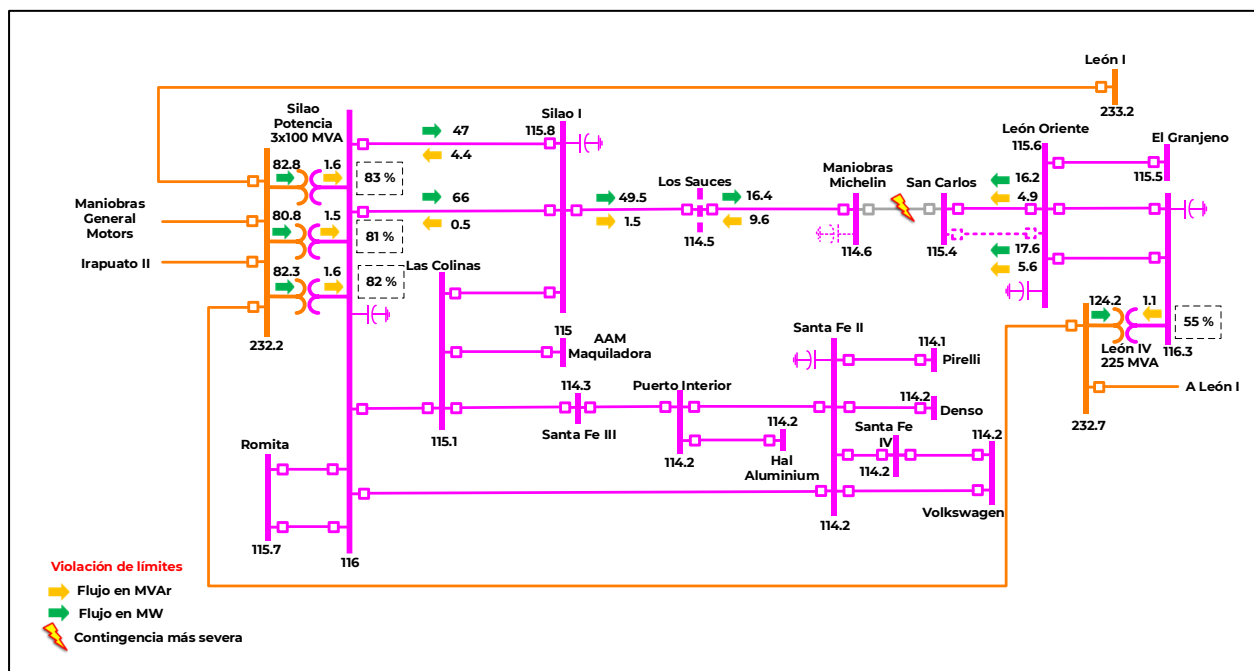


Figura 9.4.10.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)

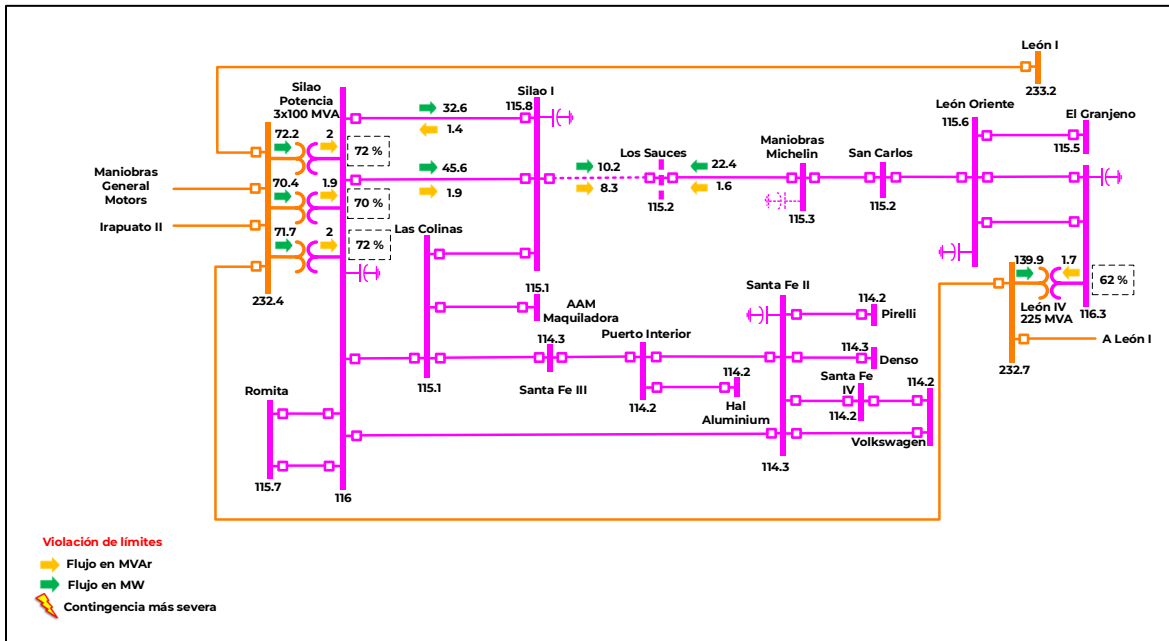
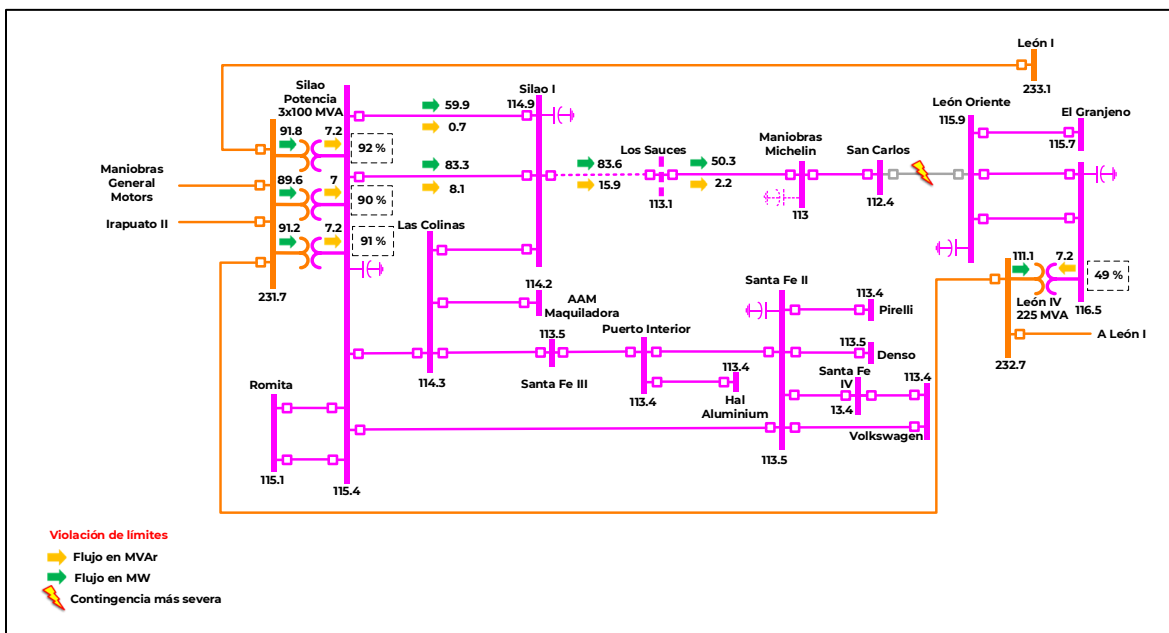


Figura 9.4.10.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.10.7 y 9.4.10.8 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 una relación beneficio/costo mayor, en comparación con la Alternativa 2 así como un mayor beneficio operativo.

Cuadro 9.4.10.7. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
77.61	57.35	366.22	168.26	89.59	197.95	2.20

Cuadro 9.4.10.8. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
59.7	51.5	111.28	8.65	101.15	102.63	1.01

#### Alternativa propuesta

El cuadro 9.4.10.9 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. En la

Alternativa 1 se observa una mejora en la capacidad para suministrar la demanda de la zona de influencia tanto en condiciones de red completa como ante contingencia.

Cuadro 9.4.10.9. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	238 MW	82 MW
Alternativa 1	292 MW	145 MW
Alternativa 2	240 MW	125 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.10.10 presenta un resumen de las principales características de

Confiability de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.10.10. Resumen de las características de Confiability de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Suministro de la demanda	Mayor	Menor
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	98.3	111.1
Relación Beneficio/Costo	2.20	1.01

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiability y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de

solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo para el enlace de las zonas León e Irapuato.



## P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta

### Diagnóstico operativo.

Durante los últimos años se ha incrementado de forma considerable el desarrollo turístico y habitacional de las Zonas Tepic y Vallarta. La red eléctrica que las abastece ha presentado un incremento importante en su flujo de potencia. Actualmente, la SE Tepic II es la única fuente de energía eléctrica de las zonas Vallarta, Tepic y Santiago a través de dos bancos con relación de transformación 400/230 kV de 375 MVA de capacidad, cada uno. Entre las SE que tienen mayor demanda de energía

eléctrica y que se alimentan desde la transformación en la SE Tepic II, se encuentran: Vallarta Potencia, Nuevo Vallarta y la propia SE Tepic, cuyos principales Centros de Carga son los nuevos desarrollos habitacionales, turísticos y recreativos que se han establecido en estas zonas. En la figura 9.4.11.1 se muestra el diagrama unifilar de la red para el área de influencia.

En la figura 9.4.11.2 se muestra de manera geográfica las principales SE del área de influencia.

Figura 9.4.11.1. Diagrama Unifilar de la Zona Tepic - Vallarta 2026

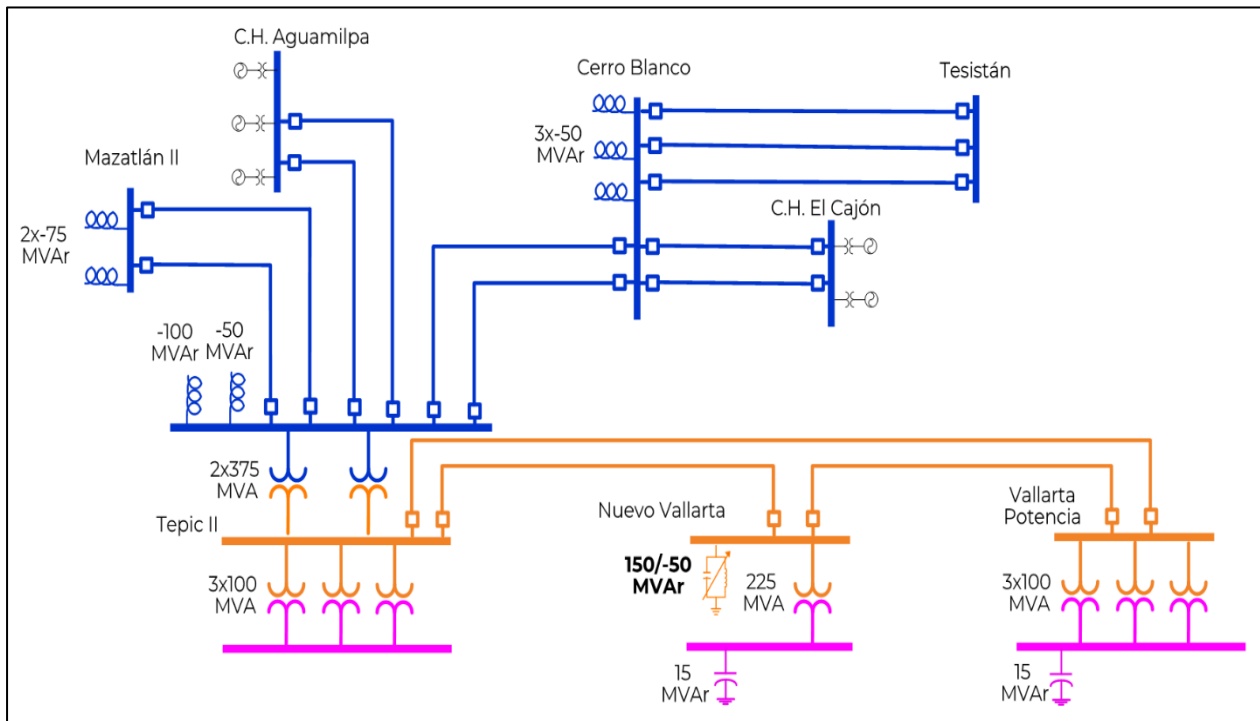
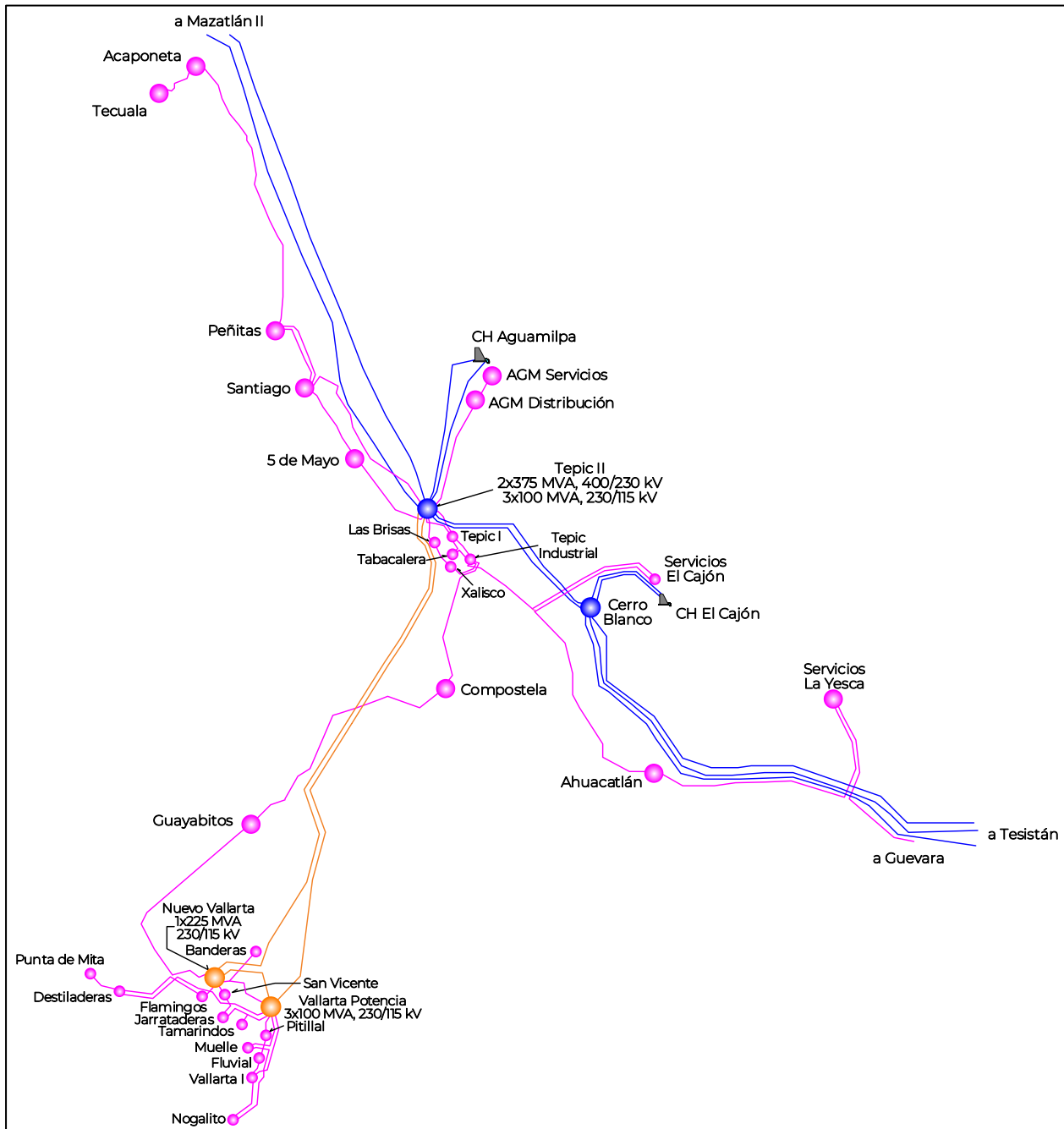


Figura 9.4.11.2. Diagrama geográfico de la red eléctrica de las zonas Tepic, Santiago y Vallarta



Por la creciente demanda de energía eléctrica de estas zonas (Tepic y Vallarta principalmente), en algunos periodos del año se tiene el riesgo de que ante contingencia de alguno de los transformadores 400/230 kV de la SE Tepic II, el transformador paralelo tenga una sobrecarga superior a su capacidad

nominal, poniendo en riesgo la integridad del equipo.

Además, en el corredor Tepic – Vallarta, conformado por las LT en 230 kV Tepic II – 93950 – Vallarta Potencia y Tepic II – 93930 – Nuevo Vallarta, ante la salida de cualquiera de ellas, se alcanzaría una

sobrecarga de la LT paralela, lo que ocasionaría cortes de carga en las zonas Vallarta, Tepic y Santiago si no se realiza una acción remedial y/o seccionamiento de la red eléctrica en 115 kV para evitar daños en la red eléctrica de este nivel de tensión.

La topología de la red (zona Vallarta conectada de forma radial desde Tepic), en caso de alguna contingencia múltiple, por ejemplo: la barrida de bus en la SE Tepic II ya sea el de 400 kV o el de 230 kV o bien la contingencia simultánea en las LT Tepic II – 93950 – Vallarta Potencia y Tepic II – 93930 – Nuevo Vallarta se perdería toda la carga de las zonas Vallarta, Tepic y Santiago, dejando prácticamente sin energía eléctrica a todo el estado de Nayarit y la ciudad de Vallarta en el estado de Jalisco.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales ante contingencia de uno de los bancos de transformación 400/230 kV de 375 MVA en la SE Tepic II o una de las LT Tepic II – 93950 – Vallarta Potencia o Tepic II – 93930 – Nuevo Vallarta, se han identificado dos alternativas para reforzar la red eléctrica y atender el crecimiento de la demanda de las Zonas de Tepic, Vallarta y Santiago; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- LT Cerro Blanco – Vallejo de doble circuito tendido del primero circuito, con una longitud estimada de 90 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV (se incluyen transposiciones).

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 20 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Vallarta Potencia – 93D20 – Nuevo Vallarta en la nueva SE Vallejo.

##### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Vallejo.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Cerro Blanco para la conexión de la LT Cerro Blanco – Vallejo.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Vallejo para la conexión de la LT Cerro Blanco – Vallejo.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Vallejo para el entronque de la LT Vallarta Potencia – 93D20 – Nuevo Vallarta Potencia.
- Cambio de TC en 230 kV lado Vallarta Potencia de la LT Tepic II – 93950 – Vallarta Potencia con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 319 MVA.

##### Compensación:

- Un banco de reactores de cuatro unidades de 16.66 MVAR cada uno (se incluye fase de reserva) en 400 kV en la SE Vallejo.

## Alternativa 2

### Trasmisión:

- LT Cerro Blanco – Nuevo Vallarta de doble circuito tendido del primero circuito, con una longitud estimada de 121 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV (se incluyen transposiciones).

### Transformación:

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Nuevo Vallarta.

### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Un alimentador en 400 kV en la SE Cerro Blanco para la conexión de la LT Cerro Blanco – Nuevo Vallarta.

- Un alimentador en 400 kV en la SE Nuevo Vallarta para la conexión de la LT Cerro Blanco – Nuevo Vallarta.

### Compensación:

- Un banco de reactores de cuatro unidades de 16.66 MVAR cada uno (se incluye fase de reserva) en 400 kV en la SE Nuevo Vallarta.

En las figuras 9.4.11.3 y 9.4.11.4 se muestran las obras de refuerzo asociadas a las alternativas.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2026.

Figura 9.4.11.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

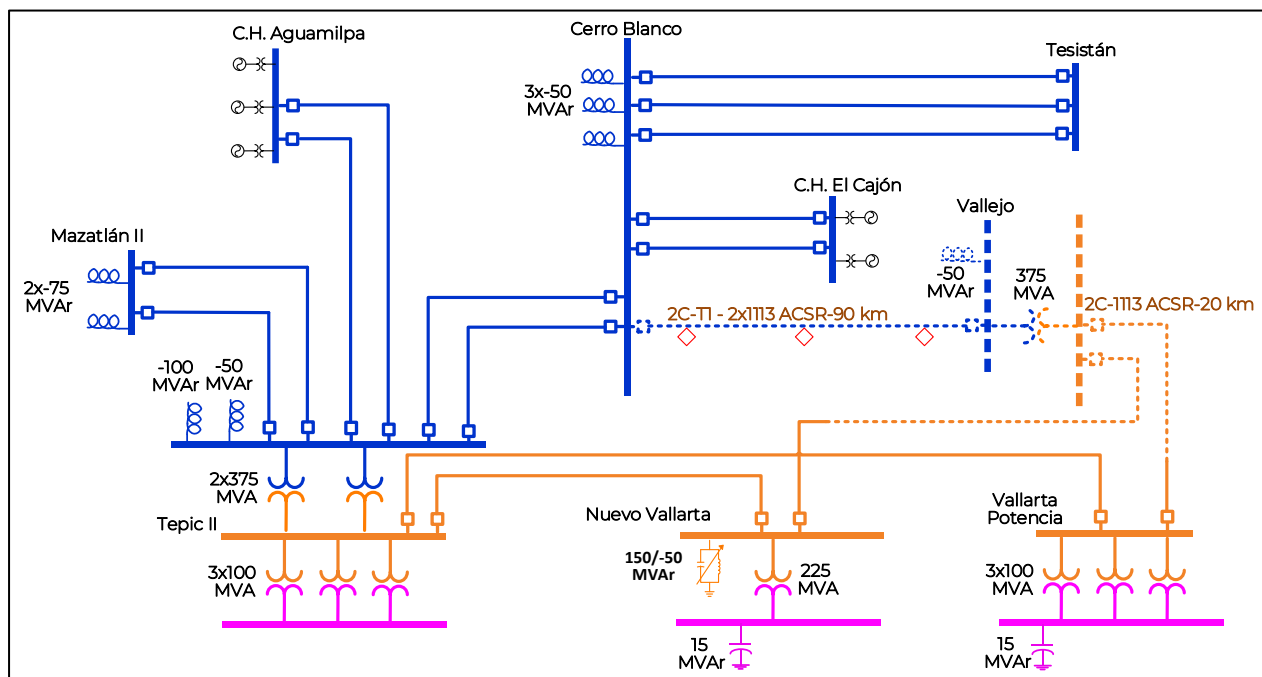
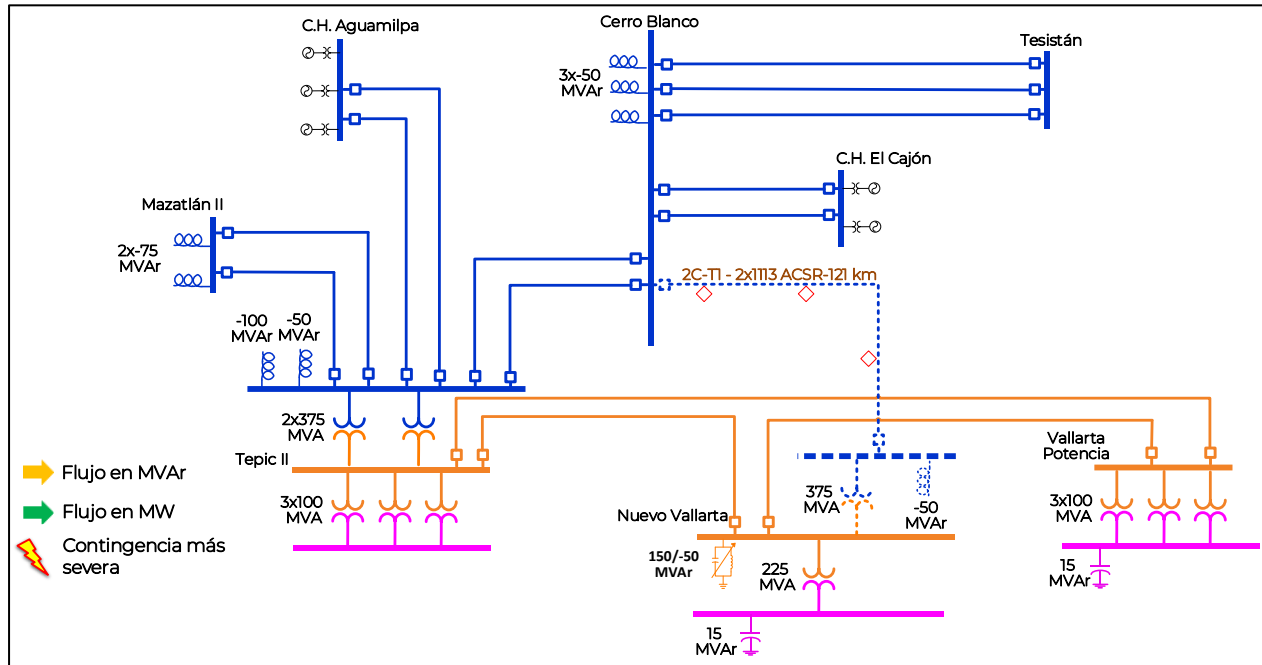


Figura 9.4.11.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **2,123.2 millones de pesos de 2020** (98.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 130 km-c de LT, 500 MVA de

transformación, 66.7 MVAR de compensación de potencia reactiva, dos alimentadores en 400 kV y dos alimentadores en 230 kV.

Los cuadros 9.4.11.1 al 9.4.11.4 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.11.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Blanco - Vallejo /1	400	1	90.0	abr-22	abr-26	1,211.9
Vallejo entronque Vallarta Potencia - Nuevo Vallarta	230	2	40.0	abr-22	abr-26	200.6
<b>Total</b>			<b>130.0</b>			<b>1,412.5</b>

1/Tendido del primer circuito

Cuadro 9.4.11.2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Vallejo Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-26	357.9
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>357.9</b>

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.11.3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Vallejo MVar	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-26	117.0
<b>Total</b>			<b>66.7</b>			<b>117.0</b>

Cuadro 9.4.11.4. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-22	abr-26	59.8
Vallejo	Alimentador Nuevo	1	400	abr-22	abr-26	84.2
Vallejo	Alimentador Nuevo	2	230	abr-22	abr-26	91.8
Vallarta Potencia	Cambio de TC	1	230	abr-22	abr-26	1.1
<b>Total</b>						<b>236.9</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **2,248.2 millones de pesos de 2020** (104.6 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa contiene 121 km-c de LT, 500 MVA de transformación, 66.7 MVar de

compensación de potencia reactiva y dos alimentadores en 400 kV.

Los cuadros 9.4.11.5 a 9.4.11.8 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.11.5. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Blanco - Nuevo Vallarta /1	400	2	121.0	abr-22	abr-26	1,629.3
<b>Total</b>			<b>121.0</b>			<b>1,629.3</b>

1/ Tendido del primer circuito

Cuadro 9.4.11.6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nuevo Vallarta Banco 2	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-26	357.9
<b>Total</b>			<b>500.0</b>				<b>357.9</b>

AT. Autotransformador

Cuadro 9.4.11.7. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nuevo Vallarta MVar	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-26	117.0
<b>Total</b>			<b>66.7</b>			<b>117.0</b>

Cuadro 9.4.11.8. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cerro Blanco	Alimentador Ampliación	1	400	abr-22	abr-26	59.8
Nuevo Vallarta	Alimentador Nuevo	1	400	abr-22	abr-26	84.2
<b>Total</b>						<b>144.0</b>

### Indicadores técnicos y económicos.

La demanda máxima de las zonas de Vallarta, Tepic, y Santiago pronosticada para el año 2026 es de 618 MW, en esta condición, ante contingencia de uno de los bancos de transformación 400/230 kV de la SE Tepic II se presenta la sobrecarga del banco paralelo que queda operando, con lo cual se pondría en riesgo la integridad del equipo y se tendría que limitar el suministro de energía a las zonas.

En la figura 9.4.11.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2026 en la red de transmisión de 230 kV del área de influencia considerando la demanda máxima de las zonas y sin el proyecto de inversión propuesto.

Se puede observar que, en condición de red completa no se tienen problemas de suministro. Sin embargo, ante contingencia de cualquiera de los bancos de transformación 400/230 kV de la SE Tepic II, se presenta una sobrecarga de hasta 163.7% en el banco de transformación paralelo, por lo que se tendría que hacer un importante corte de carga para evitar la salida en cascada de los elementos de la red

eléctrica y el colapso del área de influencia (figura 9.4.11.6).

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro de los Centros de Carga conectados en la zona de influencia.

En las figuras 9.4.11.7 a 9.4.11.10 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas, en donde se muestra que la contingencia más crítica en ambos casos es la falla del banco de transformación AT4 400/230 kV de la SE Tepic II, sin embargo, se observa que ante dicha condición ya no se presentan problemáticas de sobrecarga que violen el límite permitido de 120% ante pérdida de un banco de transformación.

Adicionalmente, la Alternativa 1 tiene una ventaja operativa debido a que presenta mayor flexibilidad para la regulación de potencia reactiva en la zona, con lo cual se aumenta la Confiabilidad en el área de influencia, permitiendo suministrar la demanda ante contingencia de la red asociada, por otra parte, la Alternativa 1 representa un costo menor en comparación con la Alternativa 2.

Figura 9.4.11.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

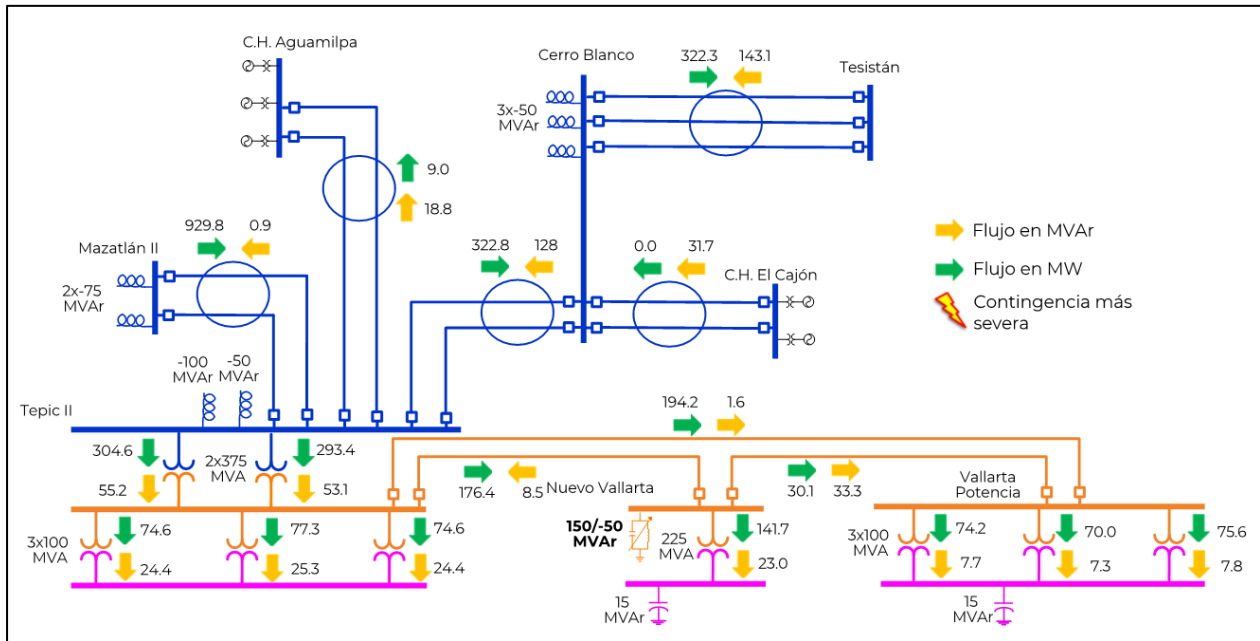


Figura 9.4.11.6. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Sin Proyecto)

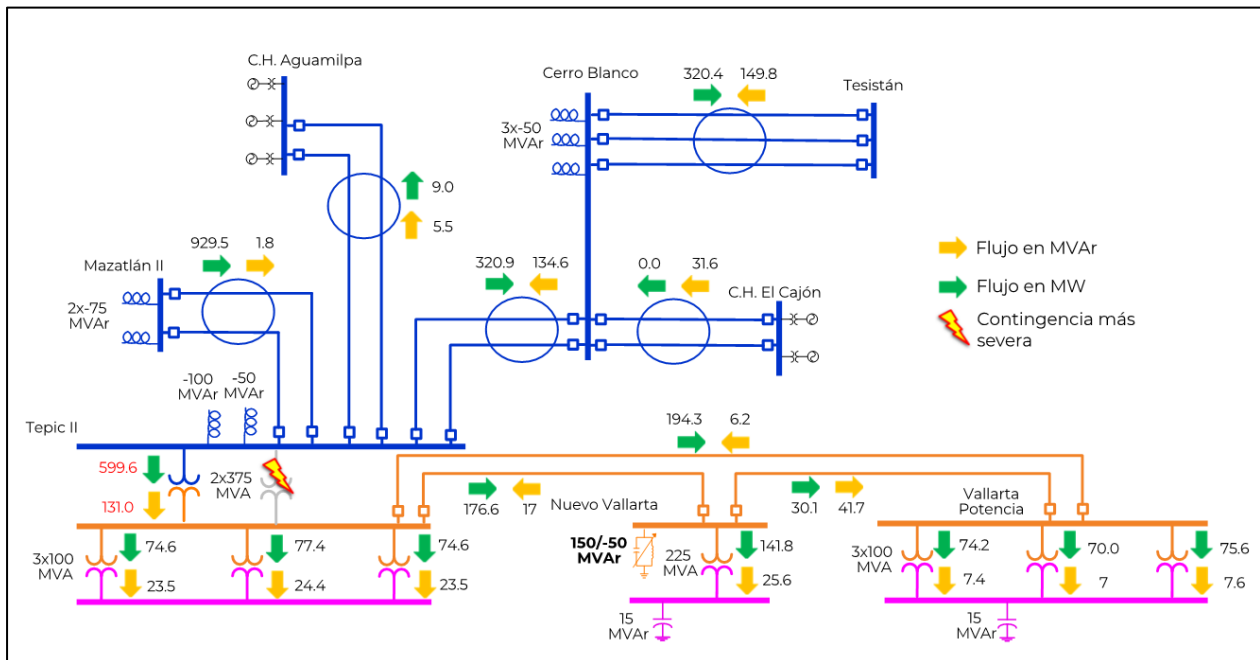




Figura 9.4.11.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

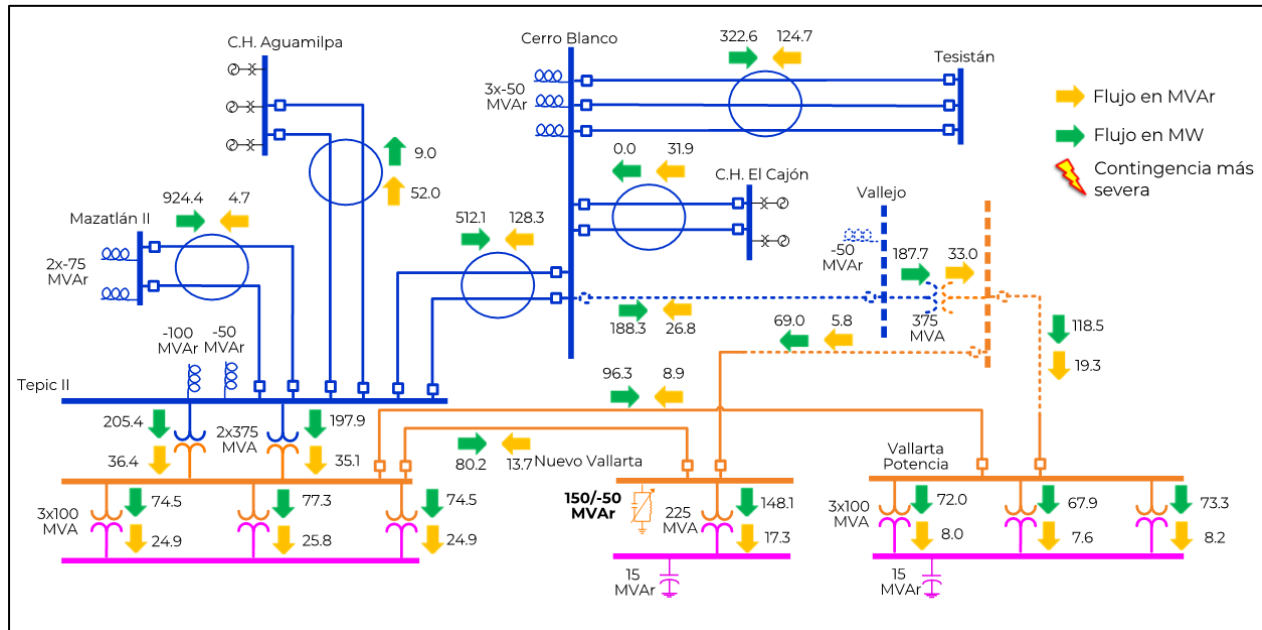


Figura 9.4.11.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 1)

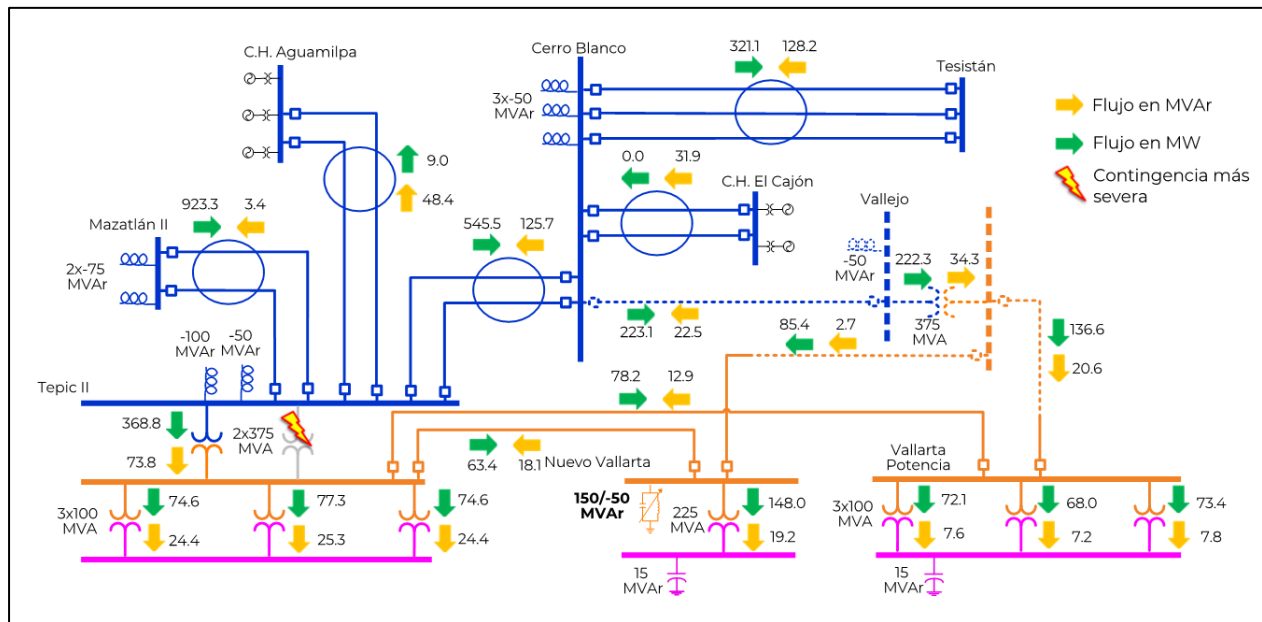


Figura 9.4.11.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)

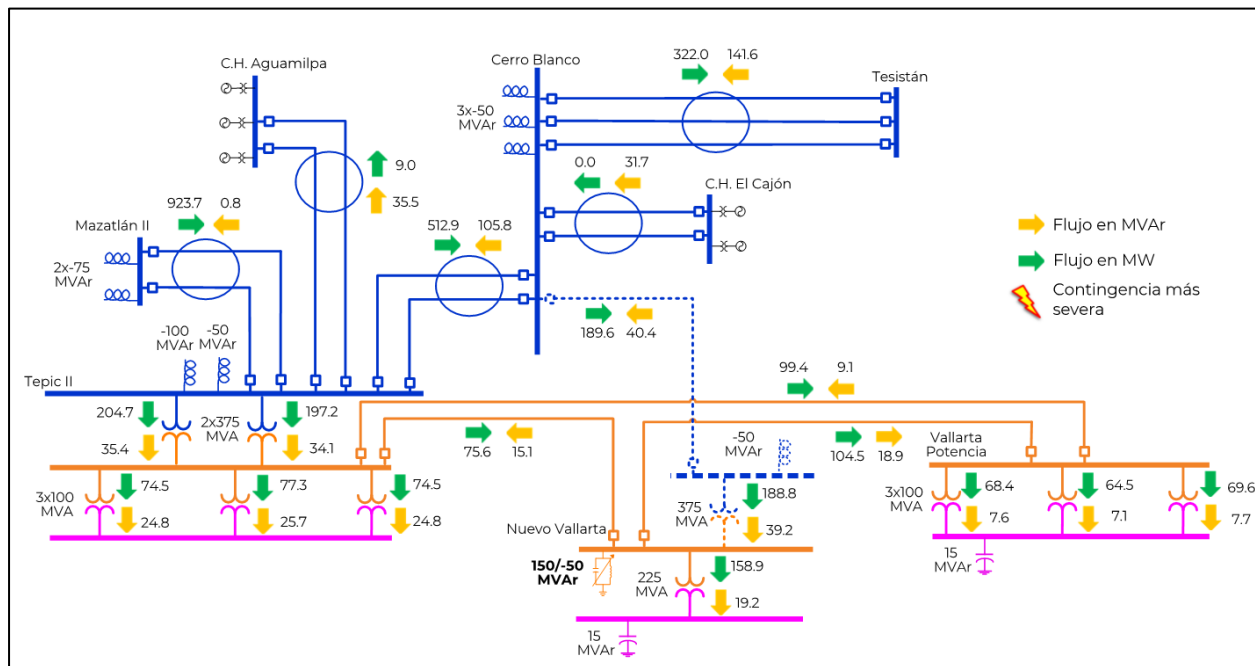
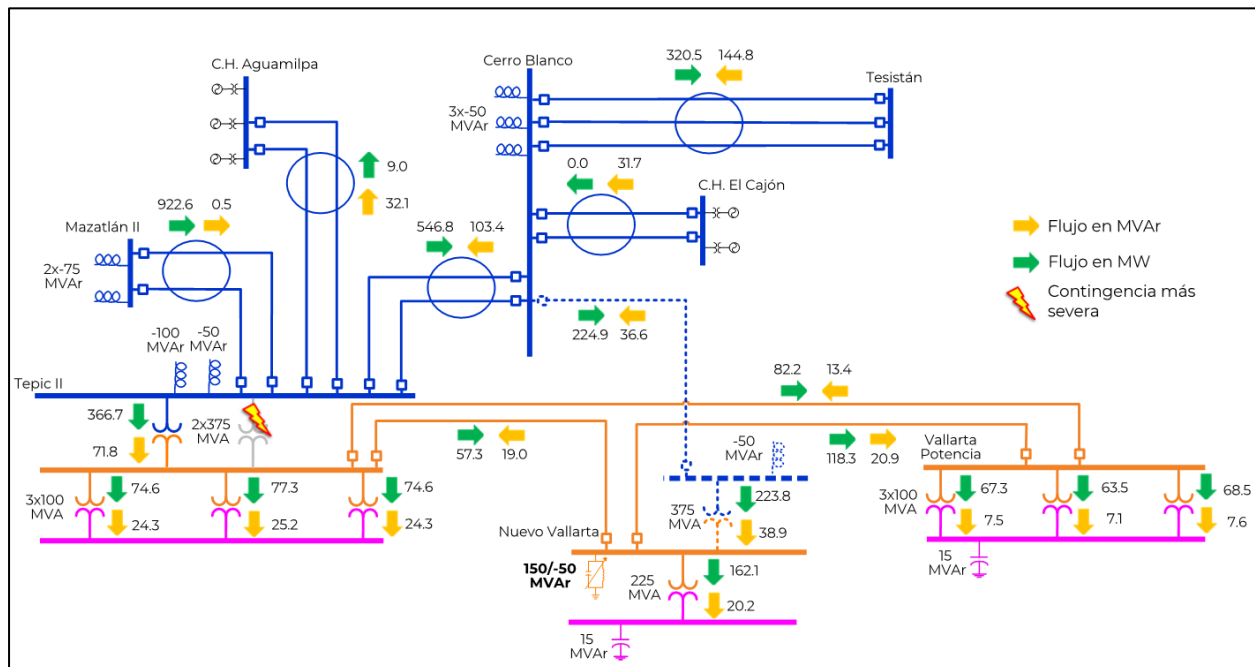


Figura 9.4.11.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2026 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.11.9 y 9.4.11.10 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, ambas propuestas presentan igual relación beneficio/costo, sin embargo, la Alternativa 1 presenta un mayor beneficio operativo y menor costo de inversión.

**Cuadro 9.4.11.9. 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
871.46	202.68	9,966.76	6,561.99	2,012.14	3,404.76	1.69

**Cuadro 9.4.11.10. 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
843.79	212.77	10,949.27	7,291.16	2,158.91	3,658.11	1.69

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.11.11 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas

analizadas. Se observa una capacidad similar para suministrar la demanda de las zonas, en donde la Alternativa 2 tiene ligeramente mayor demanda de saturación ante contingencia y para red completa.

**Cuadro 9.4.11.11. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	740	488
Alternativa 1	1,045	750
Alternativa 2	1,070	770

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.11.12 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.11.12. 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	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	2,123.2	2,248.2
Relación Beneficio/Costo	1.69	1.69

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad se observa que la **Alternativa 1** es la mejor opción de

solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de las Zonas Tepic y Vallarta.

## Gerencia de Control Regional Noroeste

### P21-NO1 Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán

#### Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica de algunas localidades y poblaciones aledañas del norte del municipio de Mazatlán, Sinaloa se realiza con la SE Piaxtla en 115 kV, la cual está conectada con una LT de 70 km de longitud desde la SE El Habal.

En el área de influencia de la SE Piaxtla fue programada la SE La Cruz con una capacidad de transformación de 30 MVA y relación de transformación 110/34.5 kV, la cual estará conectada con una LT de 38.5 km a la SE Piaxtla, con la que se atenderá el crecimiento de la demanda en el área de influencia y optimizando el Suministro Eléctrico a través de los circuitos en media tensión.

En la SE Piaxtla, los dos transformadores instalados cuentan con un voltaje nominal en alta tensión de 110 kV al igual que el transformador de la nueva SE La Cruz. No se cuenta con equipos de compensación capacitiva en alta tensión instalados en el área de influencia, por lo que la potencia reactiva necesaria para el suministro de la demanda se transmite desde la SE El

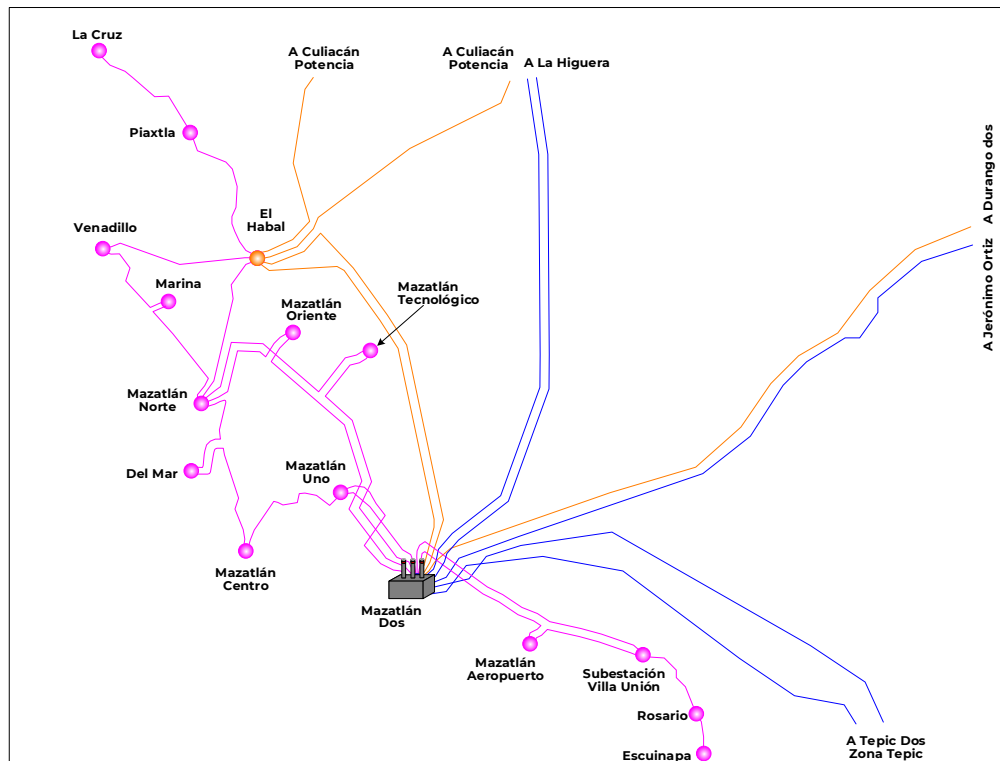
Habal a una distancia mayor a 100 km. Por tanto, para el 2025 se requiere adicionar un equipo de compensación capacitiva para el suministro de potencia reactiva en el área de influencia y mantener el voltaje dentro del rango de operación permitido.

La contingencia sencilla más severa para el área de influencia del proyecto es la falla de la LT Mazatlán Dos – Jerónimo Ortiz en 400 kV, cuando ésta ocurra, se registrarán bajos voltajes de operación ya que está muy alejada eléctricamente de los elementos de control de voltaje; registrando voltajes por debajo de los límites operativos permisibles, lo que pone en riesgo la Continuidad del Suministro Eléctrico, así como la Calidad del mismo.

Actualmente, se ha implementado un EAR de Corte de Carga, evitando con ello que se presente un colapso de voltaje en el área de influencia ante contingencia sencilla.

En la figura 9.4.12.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2025.

Figura 9.4.12.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica de 2025 en la Zona Mazatlán



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado alternativas de solución a la problemática de regulación de voltaje en el área de influencia; las alternativas son las siguientes:

#### Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE La Cruz con una capacidad de 15 MVAR en el nivel de 115 kV.

#### Alternativa 2

Compensación:

- Un banco de capacitores en la SE Piaxtla 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 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025

En las Figuras 9.4.12.2 y 9.4.12.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas correspondientes, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.12.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

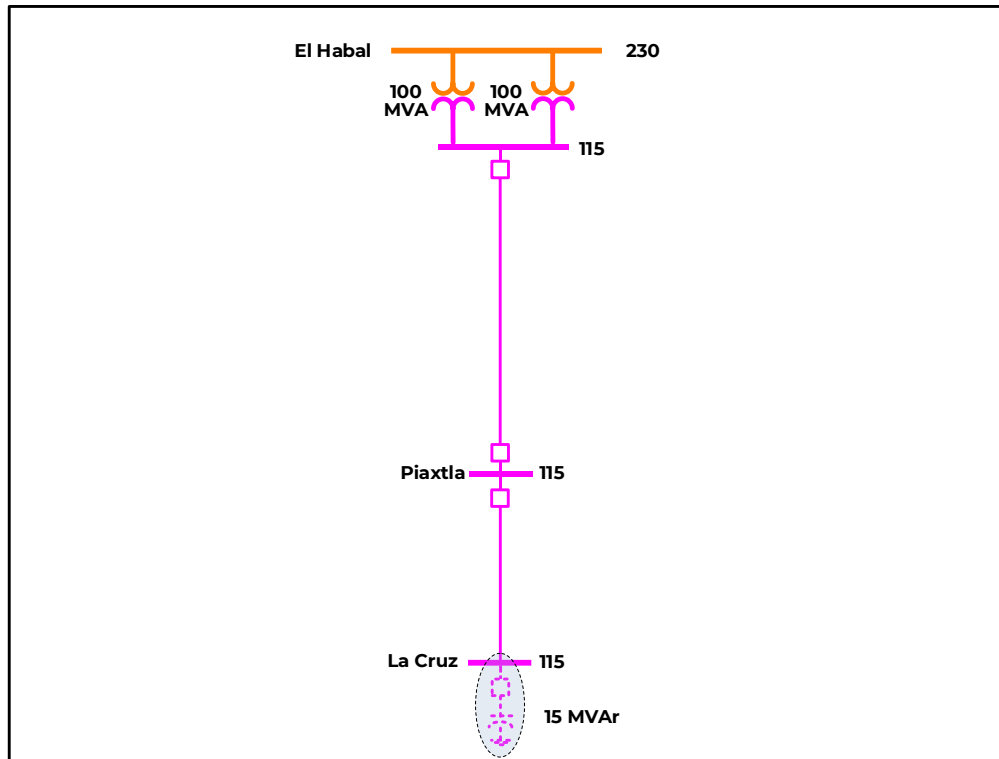
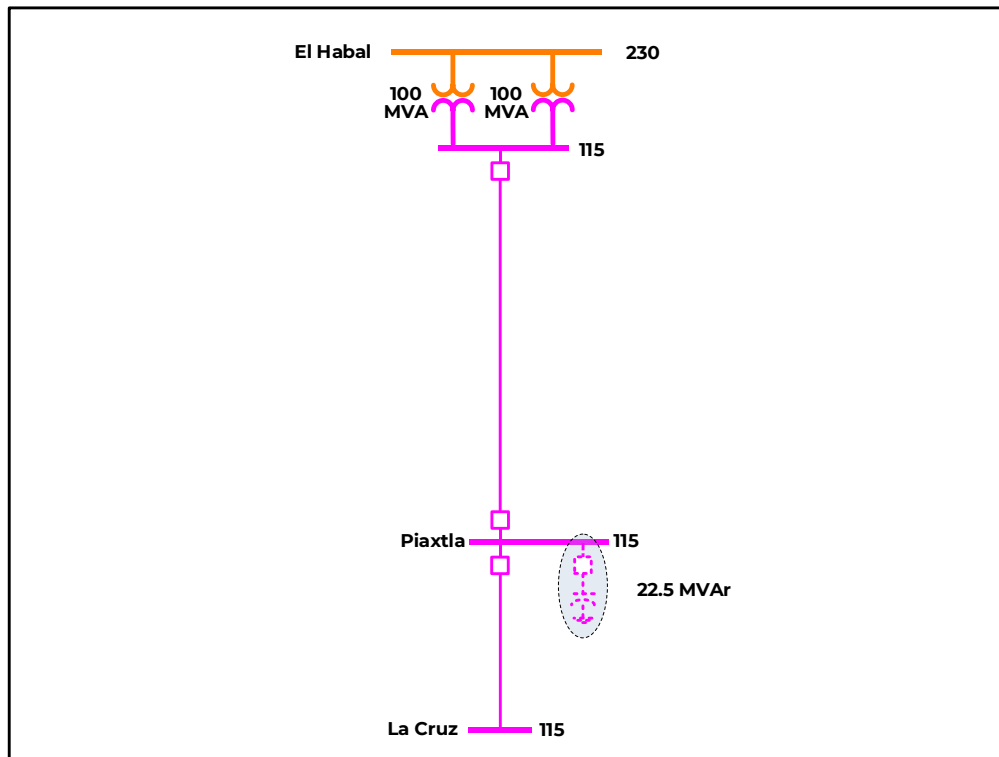


Figura 9.4.12.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **15.9 millones de pesos de 2020** (0.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE La Cruz con capacidad de 15 MVar.

El cuadro 9.4.12.1 muestra 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	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
La Cruz MVar	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25	15.9
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			<b>15.9</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **16.4 millones de pesos de 2020** (0.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de

capacitores en la SE Piaxtla con capacidad de 22.5 MVar.

El cuadro 9.4.12.2 muestra 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	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Piaxtla MVar	Capacitor	115	22.5	abr-25	abr-25	16.4
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			<b>16.4</b>

Indicadores técnicos y económicos.

La Figura 9.4.12.4 se muestra las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano de 2025 en la red de transmisión del área de influencia previo a la entrada en operación del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT Mazatlán Dos – A3A30 – Jerónimo Ortiz se presentan voltajes por debajo del rango de operación permitido. Dicha condición, ante contingencia, se muestra en la Figura 9.4.12.5.

La Figura 9.4.12.6 muestra que se requiere un corte de carga de 2.6 MW

para mantener el voltaje en las SE dentro del rango de operación permitido en el área de influencia del proyecto.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en el área de influencia.

En las Figuras 9.4.12.7 a 9.4.12.10 se presentan las condiciones con red completa y ante contingencia de las dos alternativas de solución. Se observa que, ante la peor contingencia, se soluciona la problemática de voltaje descrita previamente.



Figura 9.4.12.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

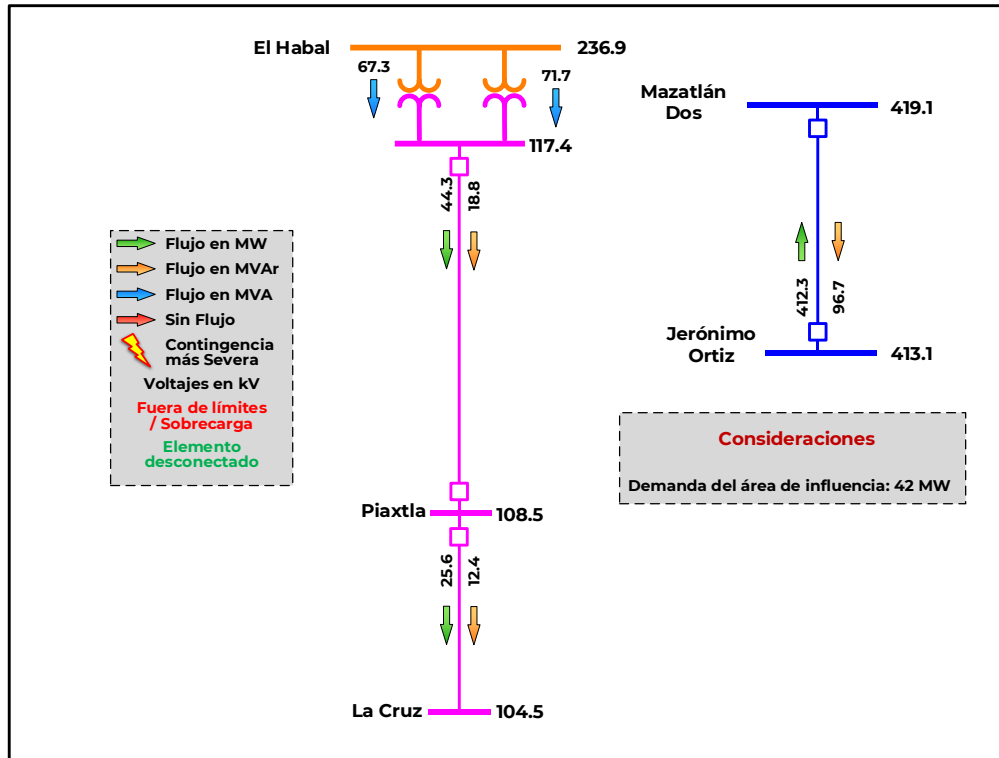


Figura 9.4.12.5. Condiciones operativa post-contingencia de la LT Mazatlán Dos – A3A30 – Jerónimo Ortiz previstas en 2025 en el área de influencia del proyecto (Sin Proyecto)

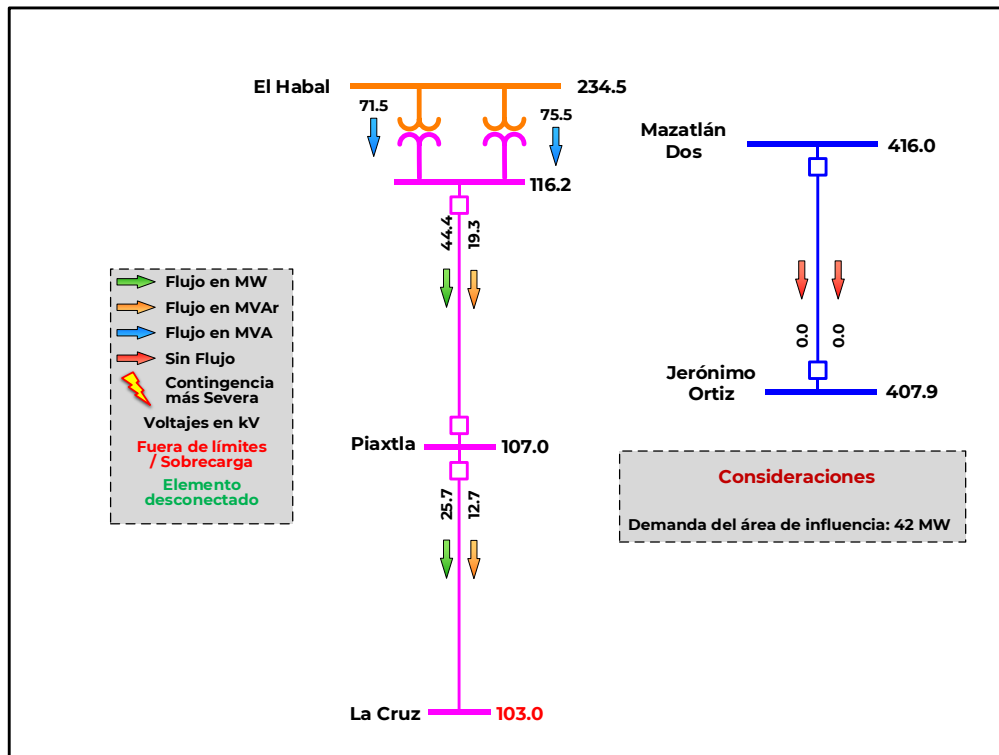


Figura 9.4.12.6. Condiciones operativa post-contingencia de la LT Mazatlán Dos – A3A30 – Jerónimo Ortiz previstas en 2025 en el área de influencia del proyecto (Sin Proyecto y Corte de Carga)

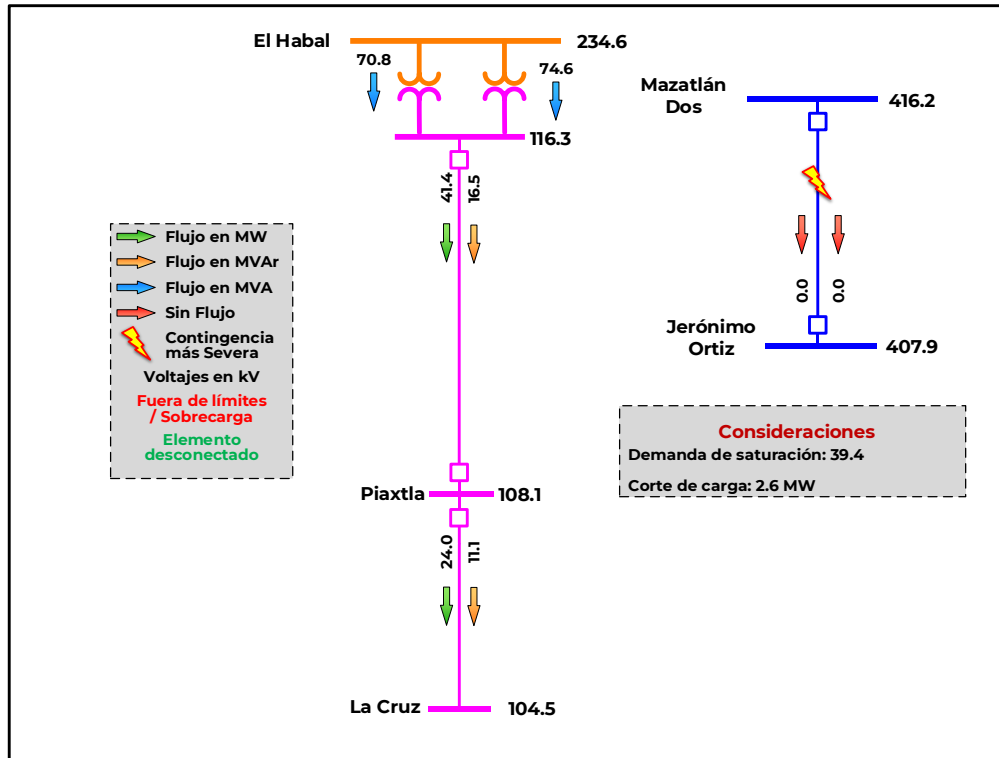


Figura 9.4.12.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

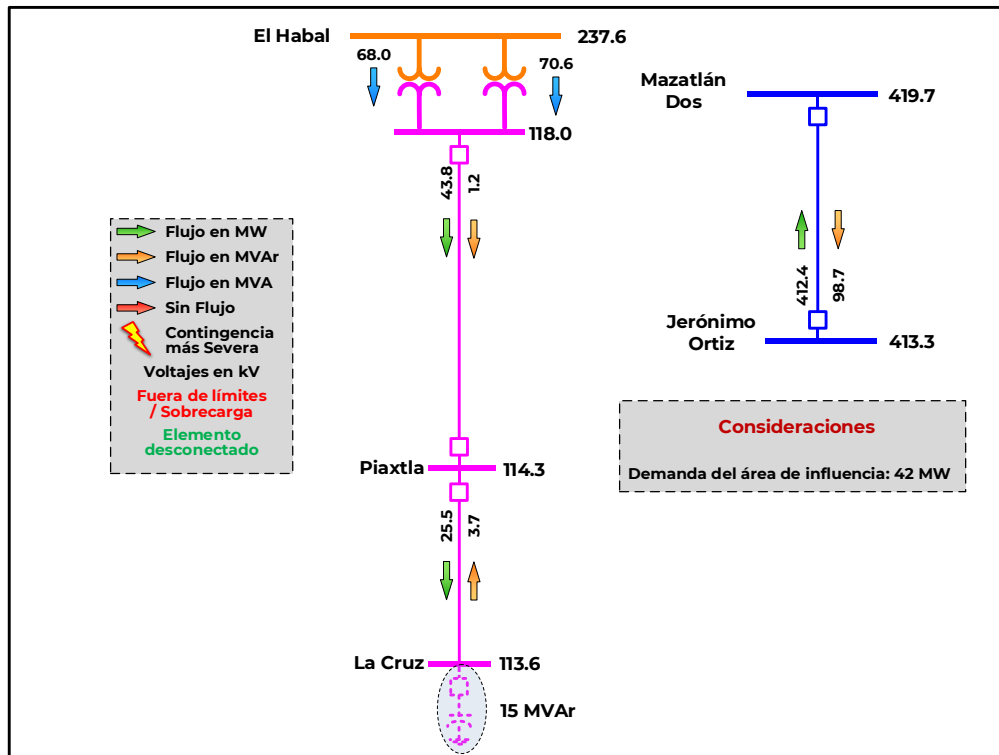


Figura 9.4.12.8. Condiciones operativa post-contingencia de la LT Mazatlán Dos – A3A30 – Jerónimo Ortiz previstas en 2025 en el área de influencia del proyecto (Alternativa 1)

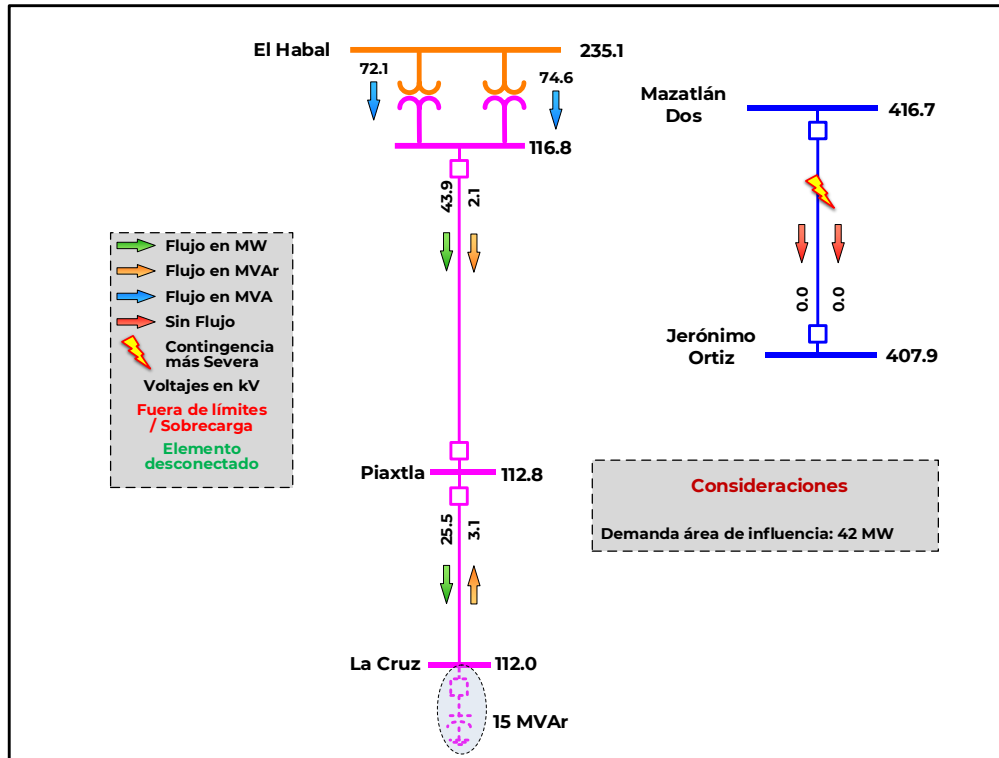


Figura 9.4.12.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

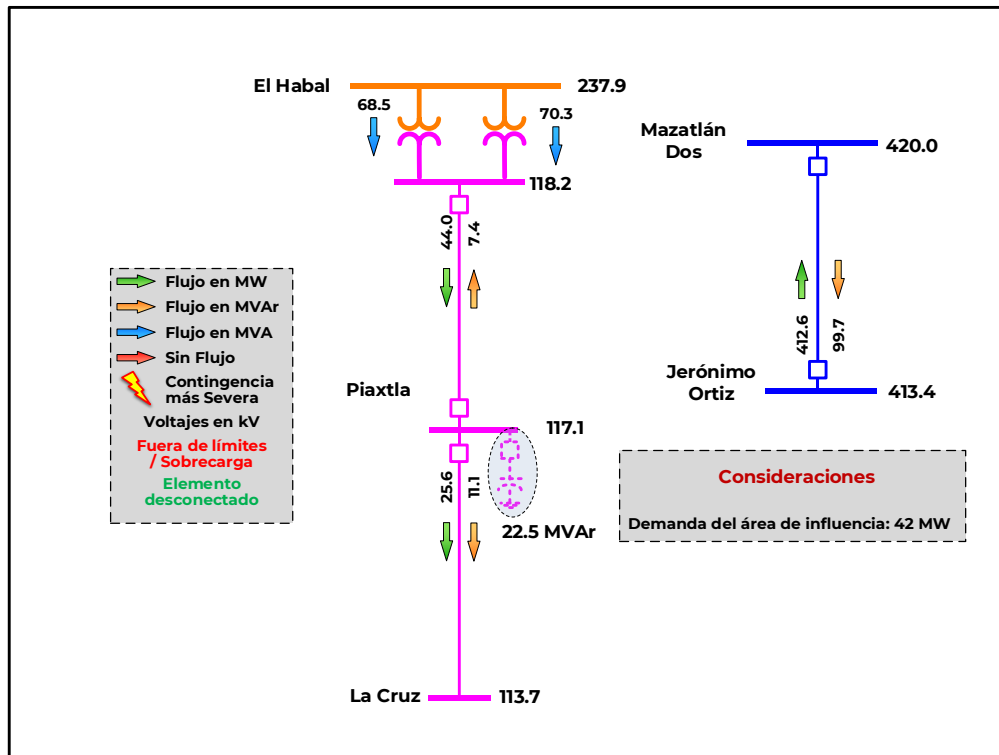
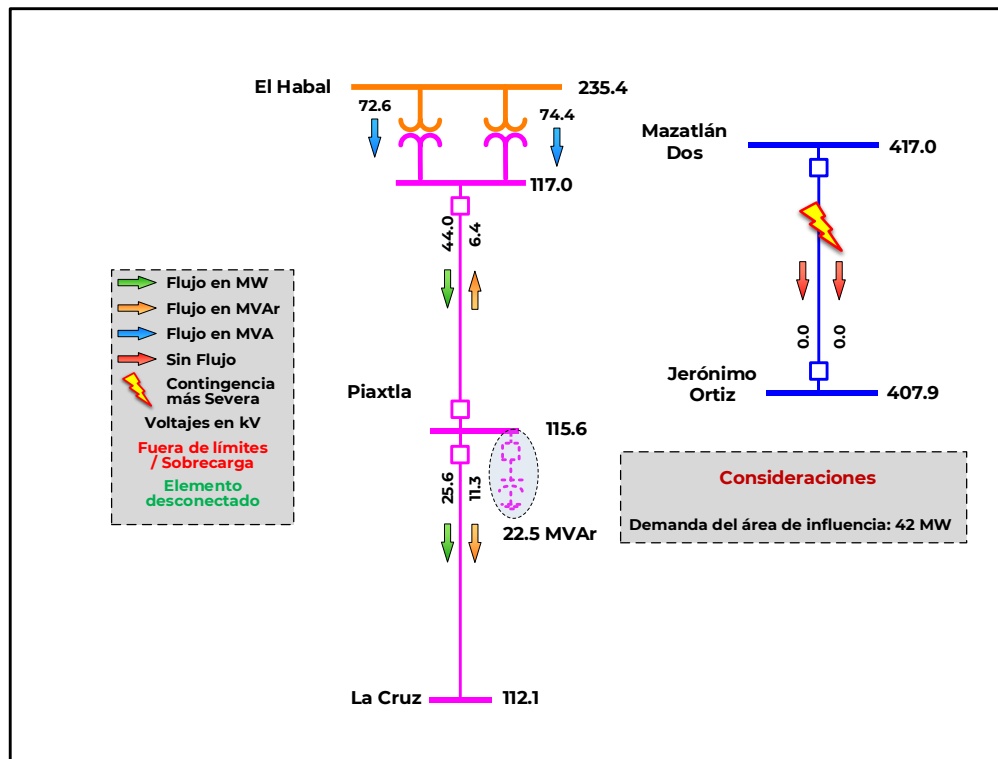


Figura 9.4.12.10. Condiciones operativa post-contingencia de la LT Mazatlán Dos – A3A30 – Jerónimo Ortiz previstas en 2025 en el área de influencia del proyecto (Alternativa 2)



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económica y resuelve la problemática planteada. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona de influencia y se contaría con la infraestructura suficiente para evitar

cortes de carga por bajo voltaje ante condición de contingencia.

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, las cuales fueron evaluadas con la metodología de demanda incremental.

Cuadro 9.4.12.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
150.03	3.32	153.35	79.97	14.49	73.39	5.07

Cuadro 9.4.12.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
160.92	3.22	164.14	90.86	14.98	73.28	4.89

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 una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en el área de influencia.

**Cuadro 9.4.12.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	42	39
Alternativa 1	55	53
Alternativa 2	56	54

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

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**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Mayor	Menor
Costo de Inversión, millones de pesos de 2020	15.9	16.4
Relación Beneficio/Costo	5.07	4.89

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 al noroeste de la zona Mazatlán.

## P21-NO2 Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán

### Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico de las localidades y poblaciones aledañas del sur del municipio de Culiacán, Sinaloa se realiza con la SE El Dorado en 115 kV, la cual está conectada con una LT de 25 km desde la SE Quilá que a su vez se encuentra conectada con una LT de 44 km de la SE Costa Rica y esta última conectada en forma radial desde la SE Culiacán Cuatro con una LT de 32 km.

La LT Culiacán Cuatro – 73950 – Costa Rica en 115 kV, cuenta con un tramo subterráneo de 0.984 km de longitud con un calibre 750 mm<sup>2</sup> tipo XLP-AI. El tramo subterráneo fue propuesto para ser sustituido debido a que, en red completa, el flujo de potencia a través de la LT rebasa la capacidad de transmisión determinada por CFE Transmisión. Dicha obra fue incluida en el proyecto “P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste”. Por tanto, para poder suministrar la demanda futura en el área de influencia del proyecto, se requiere que sea eliminada la restricción de transmisión y posteriormente realizar el proyecto de compensación que se propone a continuación.

Además, se tiene considerado la construcción de una LT en 115 kV entre las SE La Higuera y Costa Rica. Actualmente esta obra se encuentra en proceso de iniciar la licitación con fecha de término constructivo para agosto de 2023, de acuerdo con la información proporcionada por CFE Distribución. Por tanto, se tendría la certeza en el suministro de la demanda en el área de influencia en el proyecto.

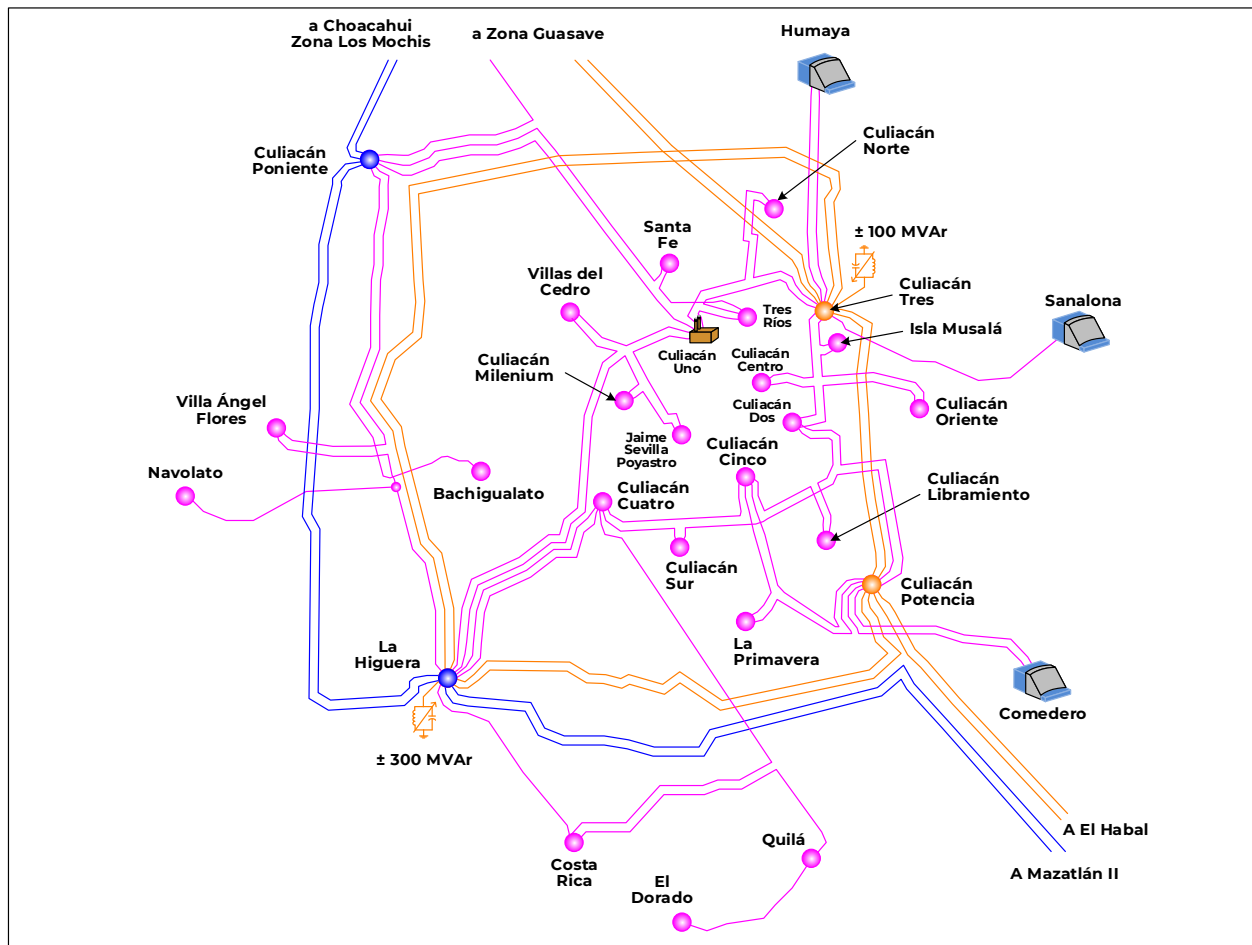
Actualmente en las SE Costa Rica, Quilá y El Dorado en 115 kV, que corresponden al área de influencia de estudio en la zona sur de Culiacán, no cuentan con ningún elemento de compensación capacitiva para mantener el voltaje dentro del rango de operación, por lo que se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia. Se tiene programado el traslado de un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV de la SE Culiacán Dos a la SE Quilá para noviembre de 2021. Con esta obra será posible atender el crecimiento de la demanda en el corto plazo.

Sin embargo, debido al crecimiento de la demanda del área de influencia en el mediano plazo, la condición de red radial que se tendría en un futuro desde la SE Costa Rica, así como la lejanía entre los Centros de Carga y el punto de Suministro Eléctrico, se estima que en 2025 se tendrá una problemática de control de voltaje en el área de influencia del proyecto.

Ante la contingencia sencilla de la LT La Higuera – Costa Rica en 115 kV, las SE Costa Rica, Quilá y El Dorado quedan conectadas en forma radial desde la SE Culiacán Cuatro, la cual se encuentra alejada a 97 km del área de influencia del proyecto y se presenta la problemática de bajo voltaje; registrando voltajes por debajo de los límites operativos permisibles, lo que pone en riesgo la Confiabilidad, Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico al sur de la zona Culiacán.

En la Figura 9.4.13.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2025.

Figura 9.4.13.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica de 2025 en la Zona Culiacán



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, 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 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 El Dorado con una capacidad de 15 MVAR en 115 kV.

#### Alternativa 2

Compensación:

- Instalación de un banco de capacitores en la SE Costa Rica 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 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025

En las Figuras 9.4.13.2 y 9.4.13.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas correspondientes, en trazo punteado y sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.13.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

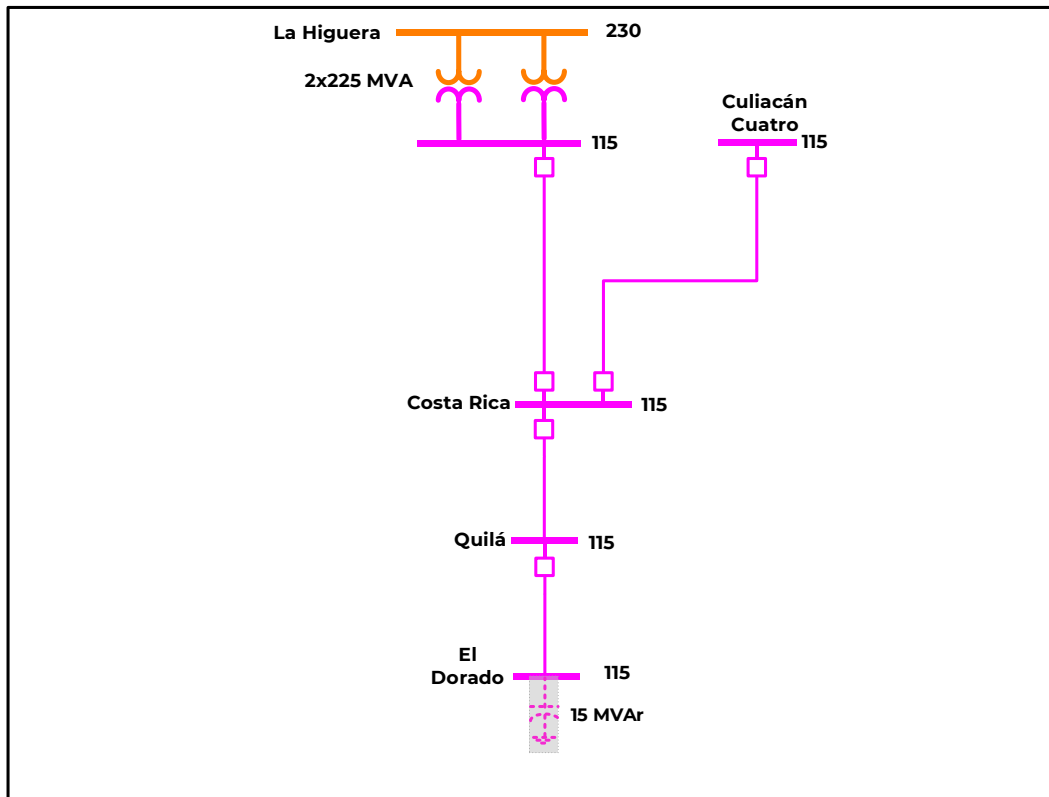
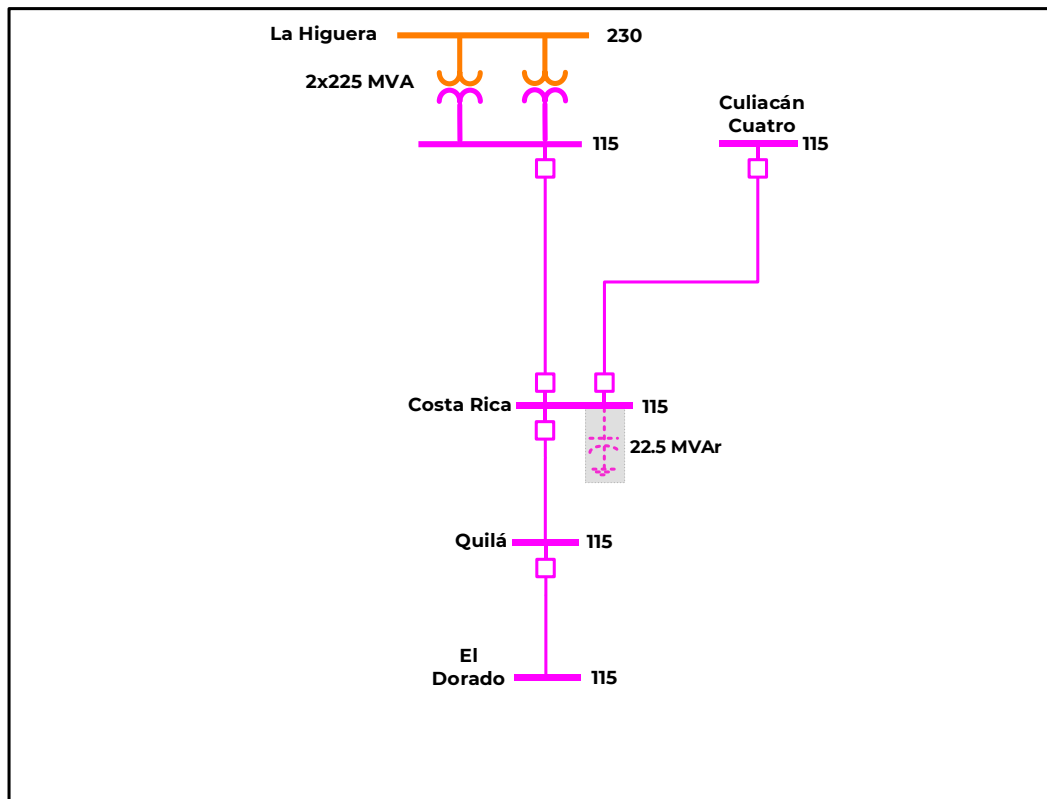




Figura 9.4.13.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **15.9 millones de pesos** (0.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de capacitores en la SE El Dorado con capacidad de 15 MVar en 115 kV.

El cuadro 9.4.13.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.13.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
El Dorado MVar	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25	15.9
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			<b>15.9</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **16.4 millones de pesos** (0.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en instalar un banco de

capacitores en la SE Costa Rica con capacidad de 22.5 MVar en 115 kV.

El cuadro 9.4.13.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 9.4.13.2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Costa Rica MVar	Capacitor	115	22.5	abr-25	abr-25	16.4
<b>Total</b>			<b>22.5</b>			<b>16.4</b>

Indicadores técnicos y económicos.

La Figura 9.4.13.4 se muestra las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano de 2025 en la red de transmisión del área de influencia previo a la entrada en operación del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT La Higuera – Costa Rica se presentan voltajes por debajo del rango de operación permitido. Dicha condición, ante contingencia, se presenta en la Figura 9.4.13.5.

Se observa en la Figura 9.4.13.6 que se requiere un corte de carga de 8.86 MW para mantener el voltaje en las SE dentro del rango de operación permitido en el área de influencia del proyecto.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad, Continuidad y Calidad del Suministro Eléctrico en la red eléctrica comprendida por las SE El Dorado, Quilá y Costa Rica. En las Figuras 9.4.13.7 a 9.4.13.10 se presentan las condiciones con red completa y ante contingencia de las dos alternativas de solución. Se observa que, ante la peor contingencia, se soluciona la problemática de voltaje.

Figura 9.4.13.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

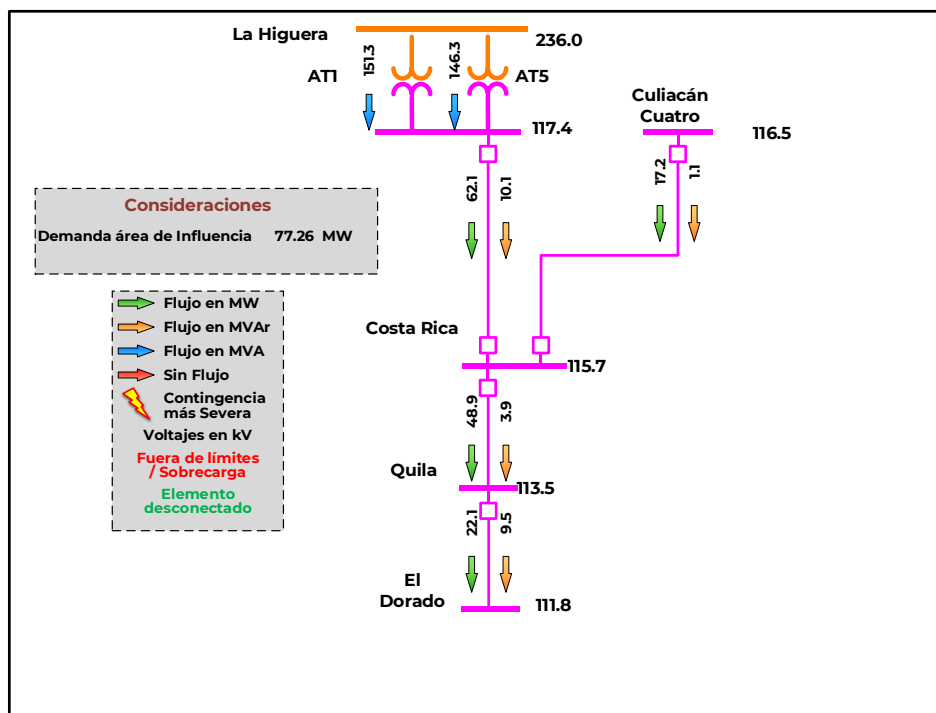


Figura 9.4.13.5. Condiciones operativas post-contingencia de la LT La Higuera – Costa Rica previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

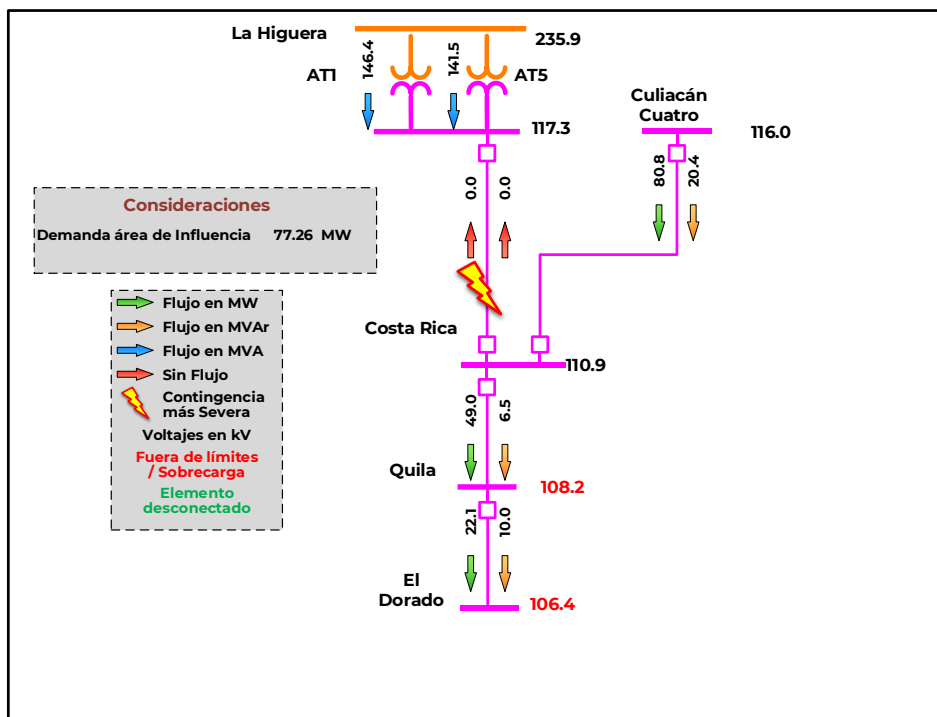


Figura 9.4.13.6. Condiciones operativas post-contingencia de la LT La Higuera – Costa Rica previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto y con Corte de Carga)

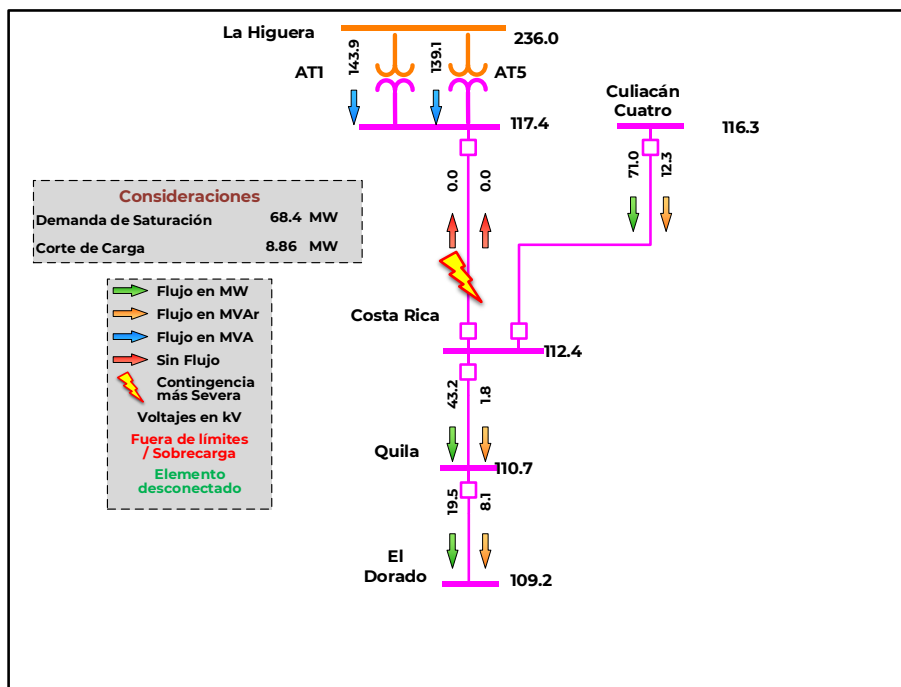


Figura 9.4.13.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

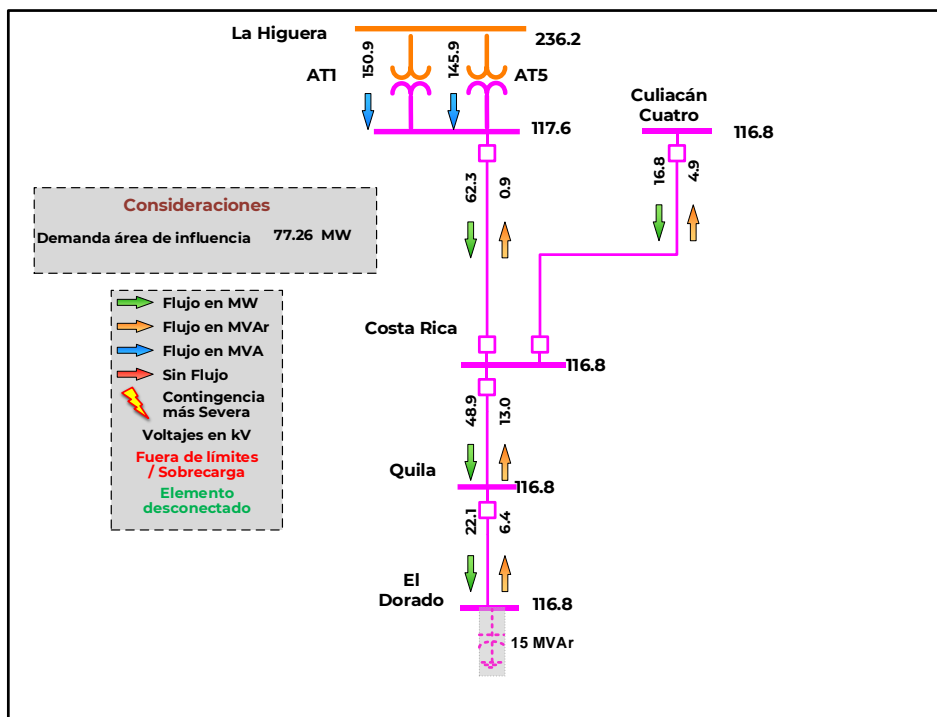


Figura 9.4.13.8. Condiciones operativas post-contingencia de la LT La Higuera – Costa Rica previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

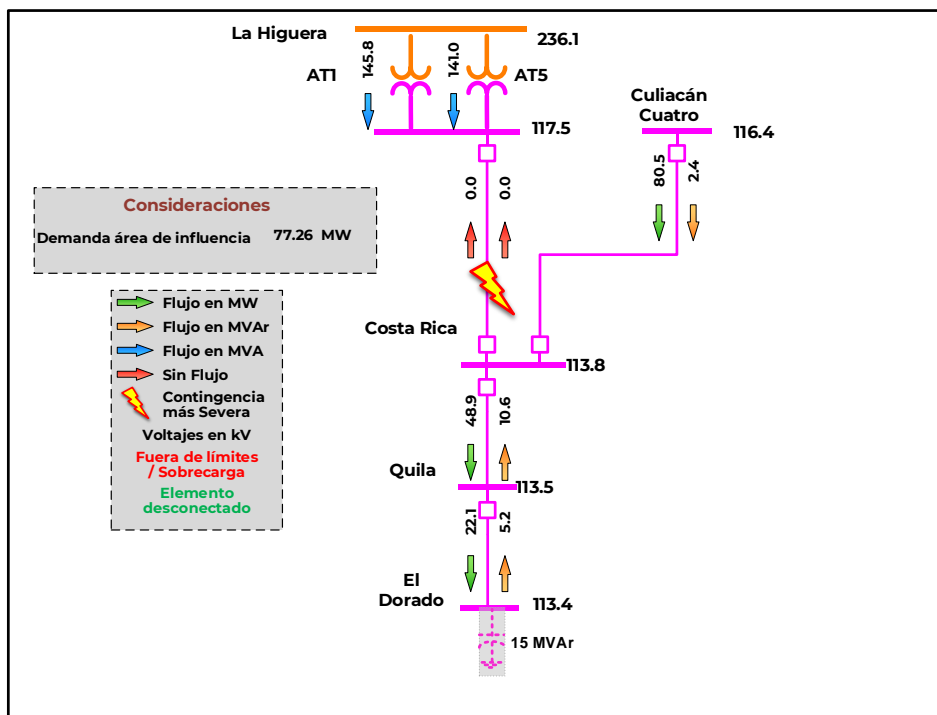


Figura 9.4.13.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

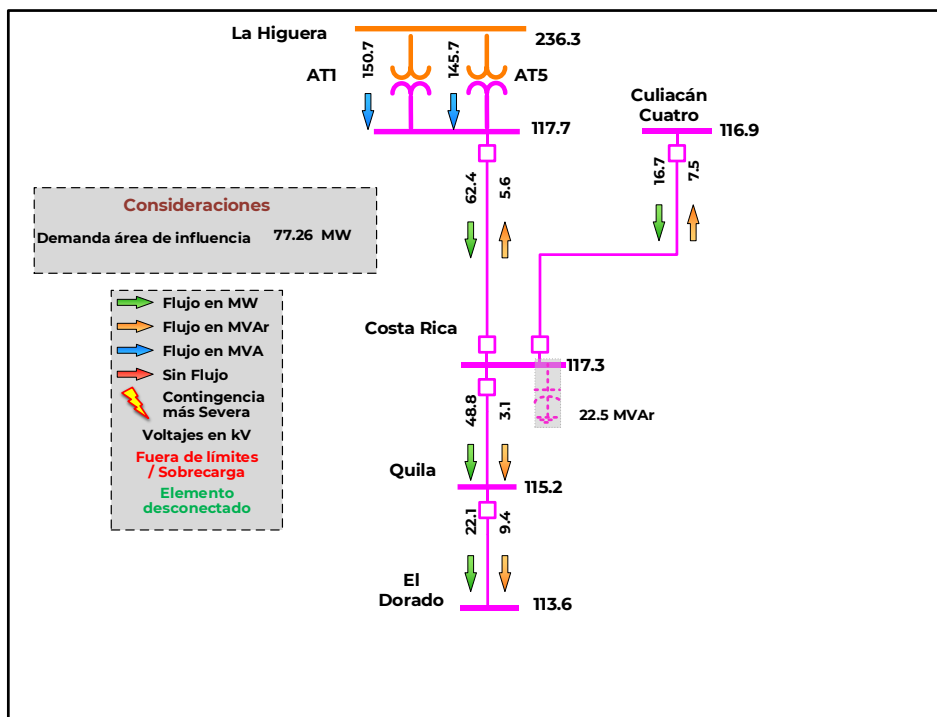
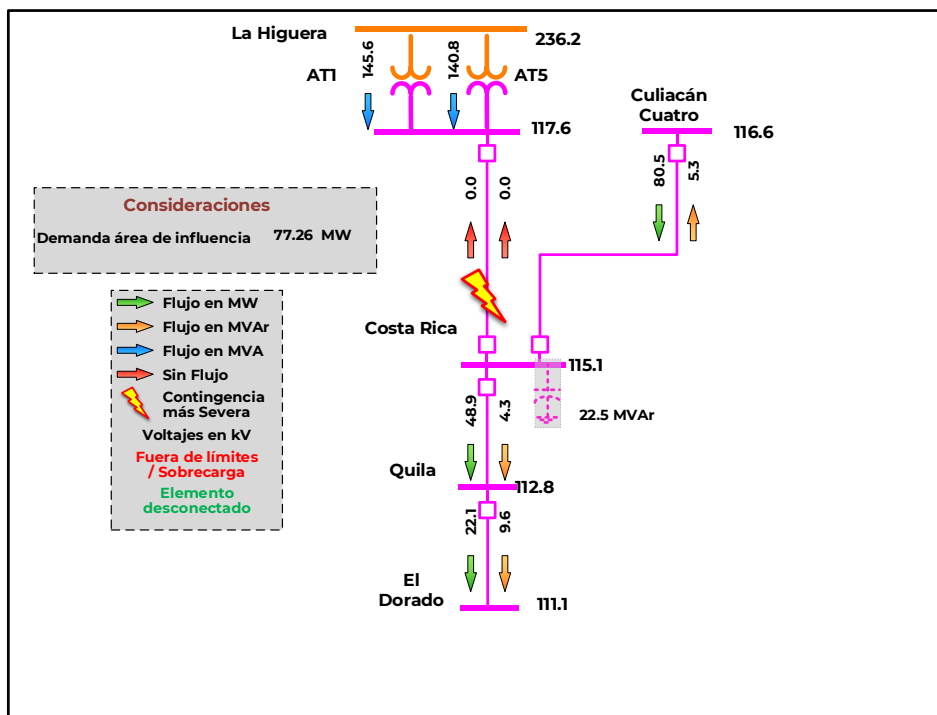


Figura 9.4.13.10. Condiciones operativas post-contingencia de la LT La Higuera – Costa Rica previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.13.3 y 9.4.13.4 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 9.4.13.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1**

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
70.30	18.67	88.97	47.96	14.49	41.01	2.83

**Cuadro 9.4.13.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2**

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
16.77	18.17	34.94	5.60	14.98	29.34	1.96

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.13.5 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 completa como ante contingencia sencilla.

**Cuadro 9.4.13.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	92	68
Alternativa 1	114	89
Alternativa 2	101	83

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.13.6 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.13.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de pesos de 2020	15.9	16.4
Relación Beneficio/Costo	2.83	1.96

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 sur de la zona Culiacán.

## P21-NO3 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines

### Diagnóstico operativo.

La zona Guasave es una región que se localiza en la parte norte del estado de Sinaloa y ha tenido un importante crecimiento de la demanda en los últimos años. El Suministro Eléctrico en el corredor de transmisión en 115 kV entre las ciudades de Los Mochis y Guasave que atienden a diversas poblaciones aledañas a las SE existentes se realiza a través de las SE Ruiz Cortines, Leyva Solano y Guasave.

Con la instalación de diversas Centrales Eléctricas de ciclo combinado y renovables en el ámbito de la GRC Noroeste, se tienen excedentes de generación que se transmiten del norte hacia el sur del país en algunos escenarios y condiciones de operación.

En la condición de mayor demanda para el área de influencia se presentan flujos de potencia provenientes de la zona Los Mochis hacia la zona Guasave en la red eléctrica de 115 kV. Por tanto, se tiene un alto flujo de potencia que sale de la SE Los Mochis hacia Guasave en red completa. En esta condición de operación no se presenta problemática de sobrecarga ni de bajo voltaje en el área de influencia.

Sin embargo, para el escenario de 2025, se observa que la LT Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines en 115 kV, estará operando con un flujo de potencia por encima de su capacidad de transmisión ante contingencia sencilla.

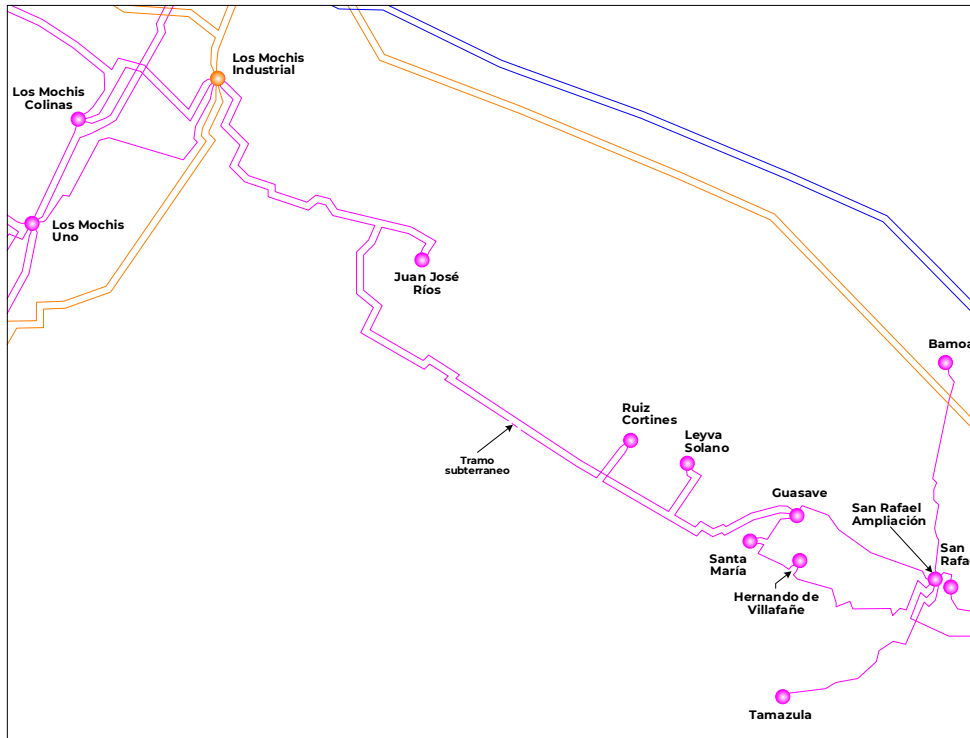
La LT Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines cuenta con tres tramos: dos tramos aéreos con una longitud total de 30.4 km y conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR, mientras que el tramo subterráneo es de 0.7 km, calibre 1600 mm<sup>2</sup> Cu sobre banco de ductos que comparte con la LT Juan José Ríos – 73190 – Leyva Solano.

Ante la contingencia sencilla de la LT Los Mochis Industrial – Juan José Ríos en 115 kV, se presenta sobrecarga en la LT Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines, sobrepasando el límite de transmisión establecido por CFE Transmisión, por lo anterior, es necesario eliminar la restricción presente en el tramo subterráneo para que la LT pueda operar a la capacidad nominal del tramo aéreo.

En la Figura 9.4.14.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2025.



Figura 9.4.14.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica de 2025 en la Zona Guasave



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico para atender el crecimiento de la demanda de la Zona Guasave; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transmisión:

- Sustitución del tramo de cable de potencia subterráneo de la LT Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines por una LT aérea de un circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.

#### Alternativa 2

Transmisión:

- Recalibración del tramo de cable de potencia subterráneo de la LT Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines de 0.7 km por un conductor con la capacidad operativa equivalente del tramo aéreo existente.

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 2025

En las Figuras 9.4.14.2 y 9.4.14.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas correspondientes, en trazo punteado y

sombreados en color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.14.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

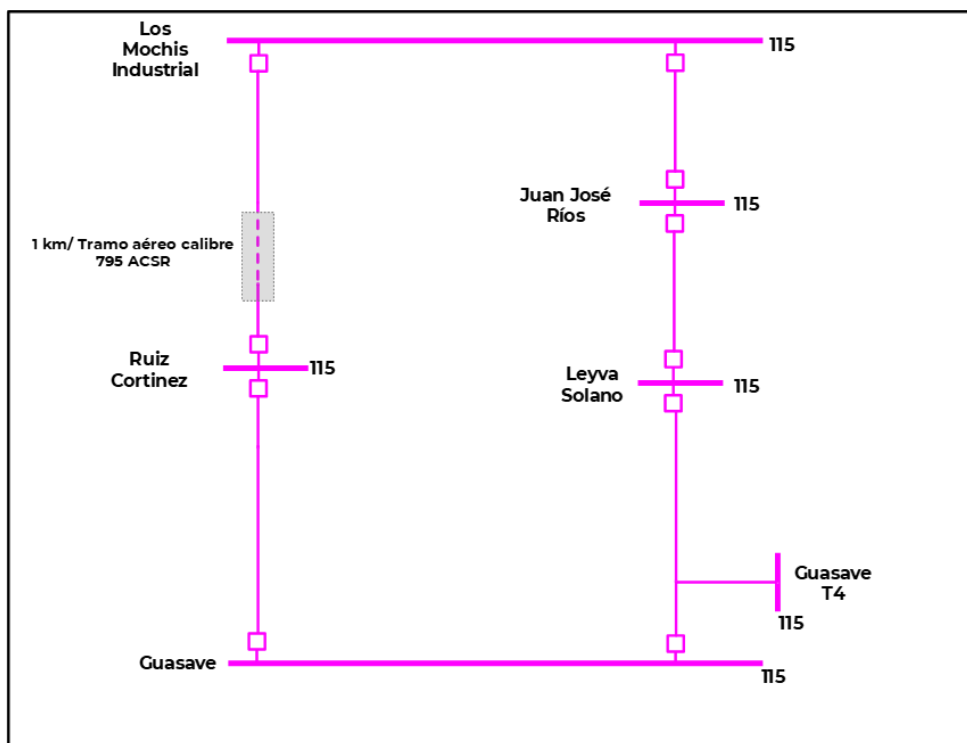
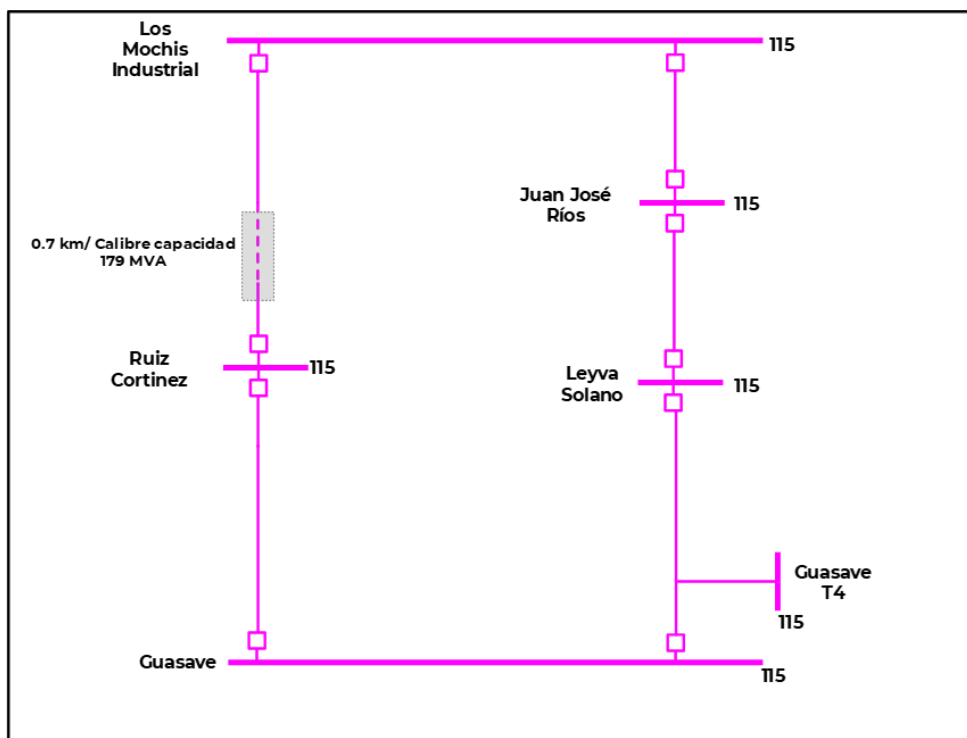


Figura 9.4.14.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **6.2 millones de pesos de 2020** (0.3 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa

consiste en la sustitución de 0.7 km de cable de potencia subterráneo por aproximadamente 1 km de LT aérea.

El cuadro 9.4.14.1 muestra un resumen de las obras de transmisión para la Alternativa 1.

**Cuadro 9.4.14.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines /1	115	1	1.0	abr-25	abr-25	6.2
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			<b>6.2</b>

1/ Sustitución de tramo con cable de potencia subterráneo por tramo aéreo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **26.2 millones de pesos** (1.2 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en la recalibración del tramo con cable de potencia subterráneo de

0.7 km para tener una capacidad de transmisión equivalente a la LT aérea.

El cuadro 9.4.14.2 muestra un resumen de las obras de transmisión para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.14.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Los Mochis Industrial - Ruiz Cortines /1	115	1	0.7	abr-25	abr-25	26.2
<b>Total</b>			<b>0.7</b>			<b>26.2</b>

1/ Recalibrar tramo con cable de potencia subterráneo

### Indicadores técnicos y económicos.

En la Figura 9.4.14.4 se muestran las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano de 2025 en la red de transmisión del área de influencia previo a la entrada en operación del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT Los Mochis industrial – 73790 – Juan José Ríos, se presenta sobrecarga en la LT Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines. Dicha condición, ante contingencia, se muestra en la Figura 9.4.14.5.

Se observa en la Figura 9.4.14.6 que se requiere un corte de carga de 4.8 MW para eliminar la sobrecarga y mantener el flujo de transmisión dentro del rango de operación permitido en la LT Los Mochis Industrial – 73280 – Ruiz Cortines.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en el corredor de transmisión entre Los Mochis y Guasave en 115 kV.

En las Figuras 9.4.14.7 a 9.4.14.10 se presentan las condiciones con red completa y ante contingencia de las dos

alternativas de solución. Se observa que, ante la contingencia más crítica, se

soluciona la problemática de sobrecarga.

Figura 9.4.14.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

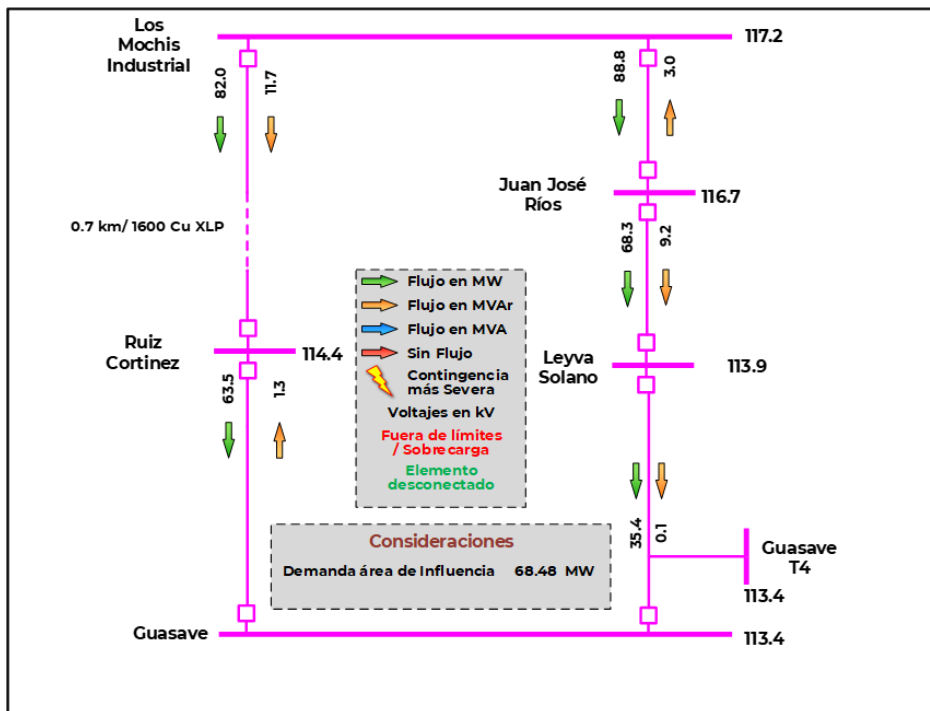


Figura 9.4.14.5. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Los Mochis industrial – 73790 – Juan José Ríos previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

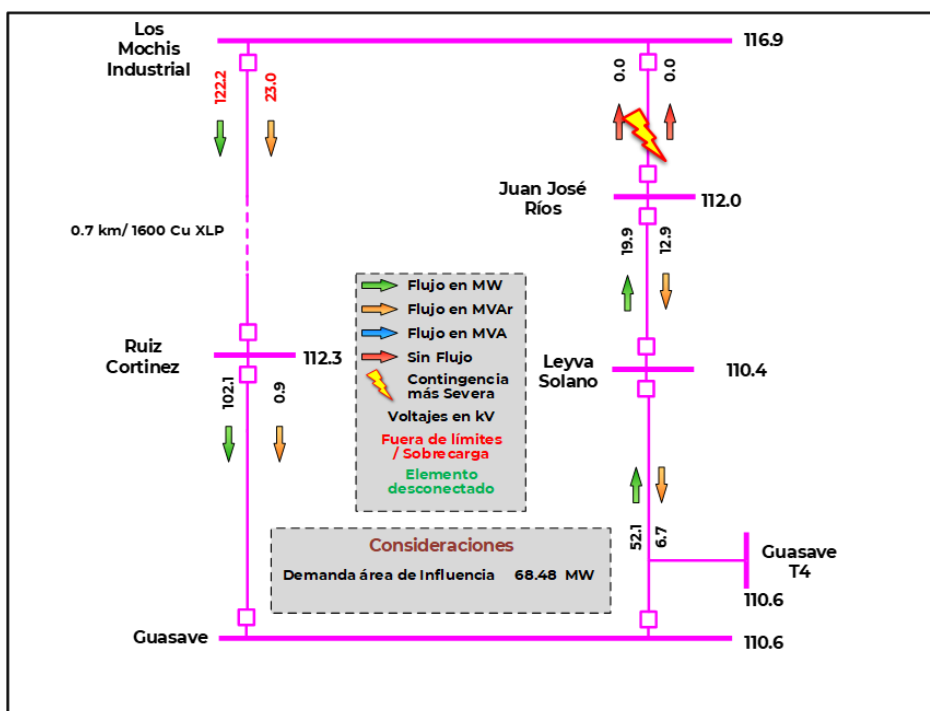


Figura 9.4.14.6. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Los Mochis industrial – 73790 – Juan José Ríos previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto y Corte de Carga)

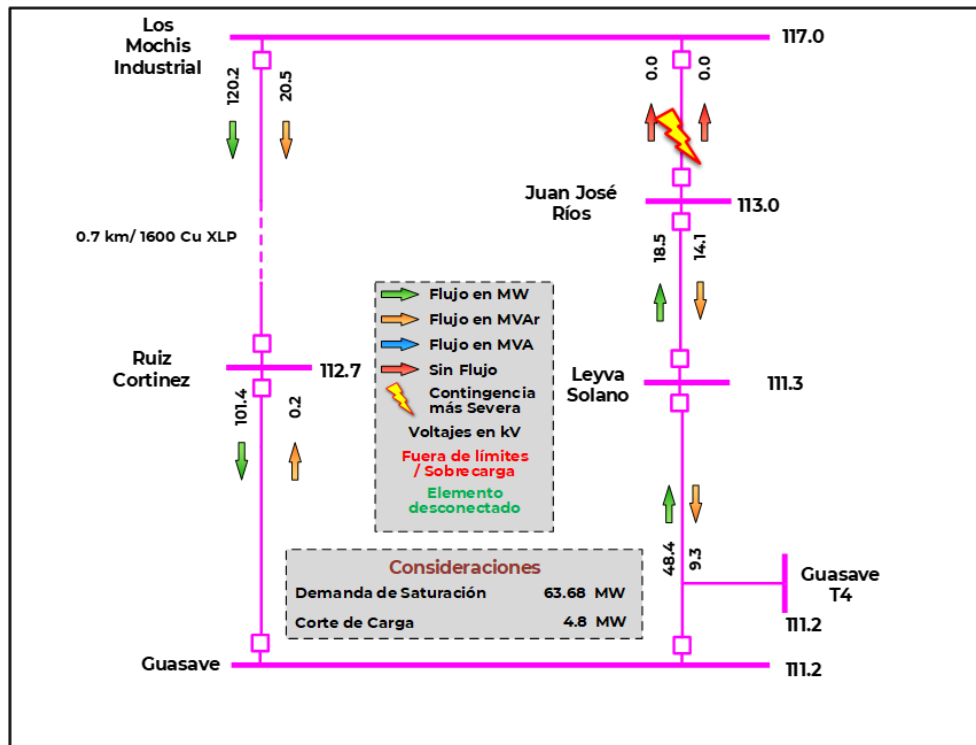


Figura 9.4.14.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

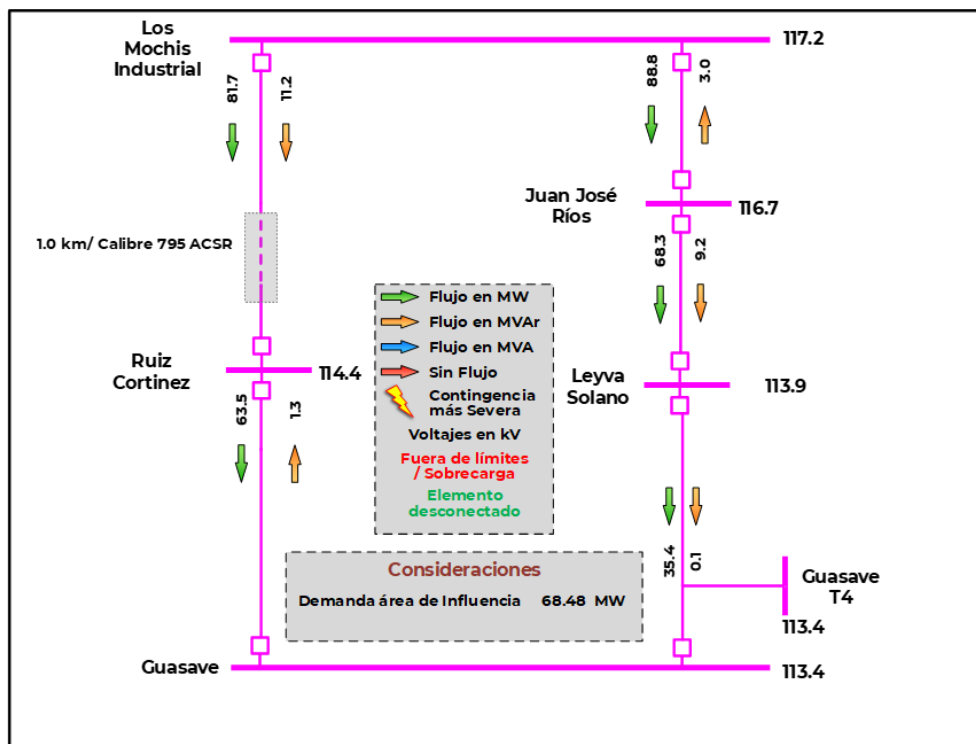


Figura 9.4.14.8. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Los Mochis industrial – 73790 – Juan José Ríos previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

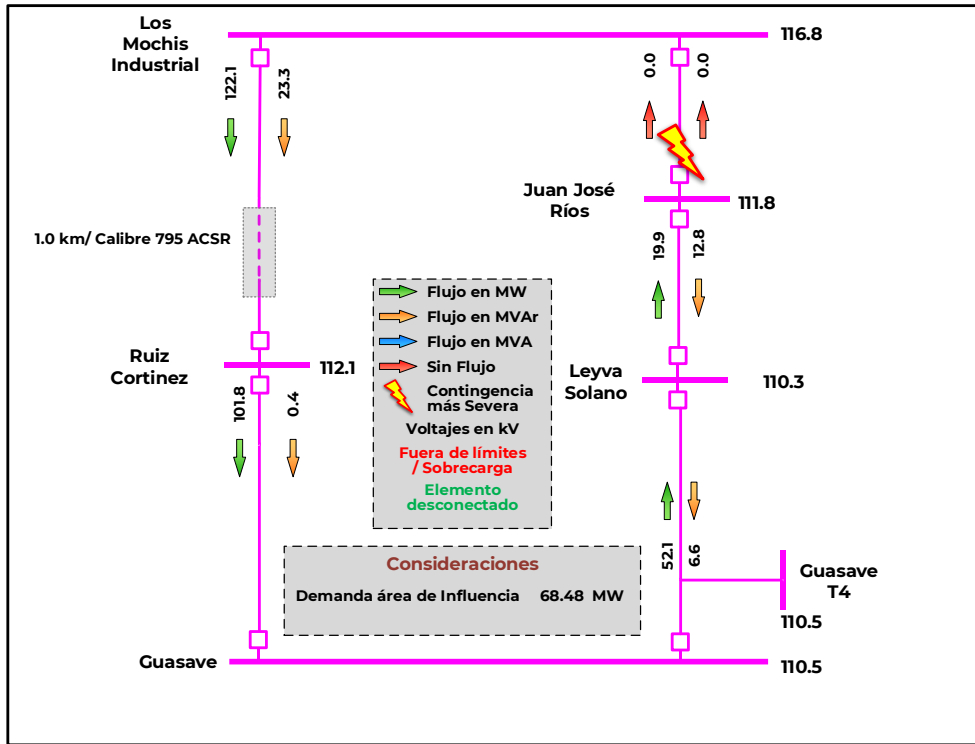


Figura 9.4.14.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

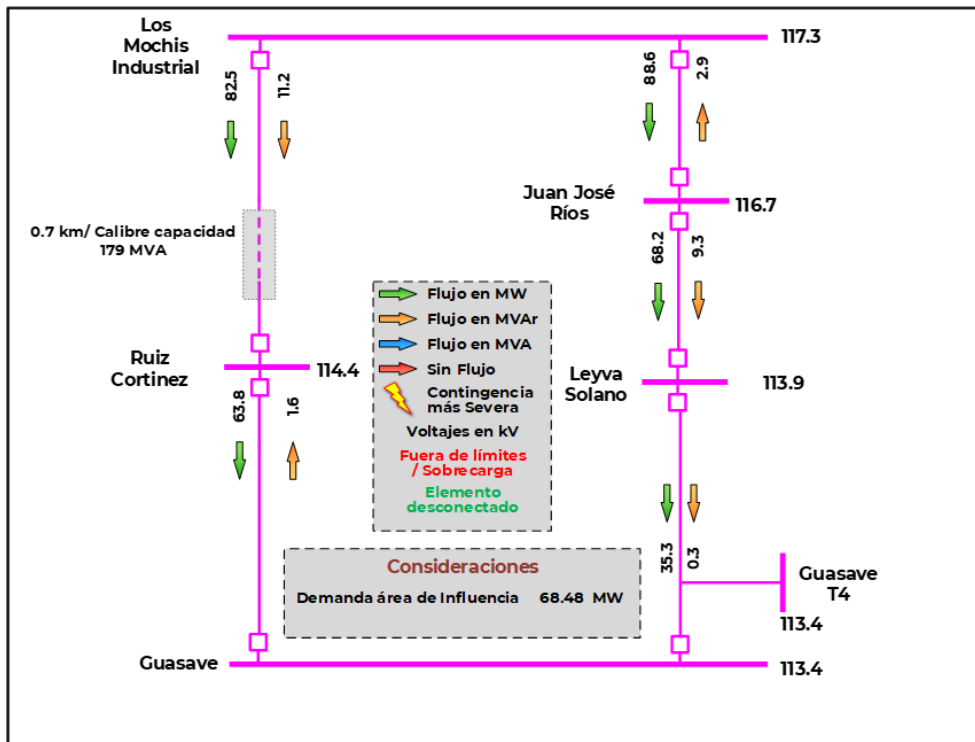
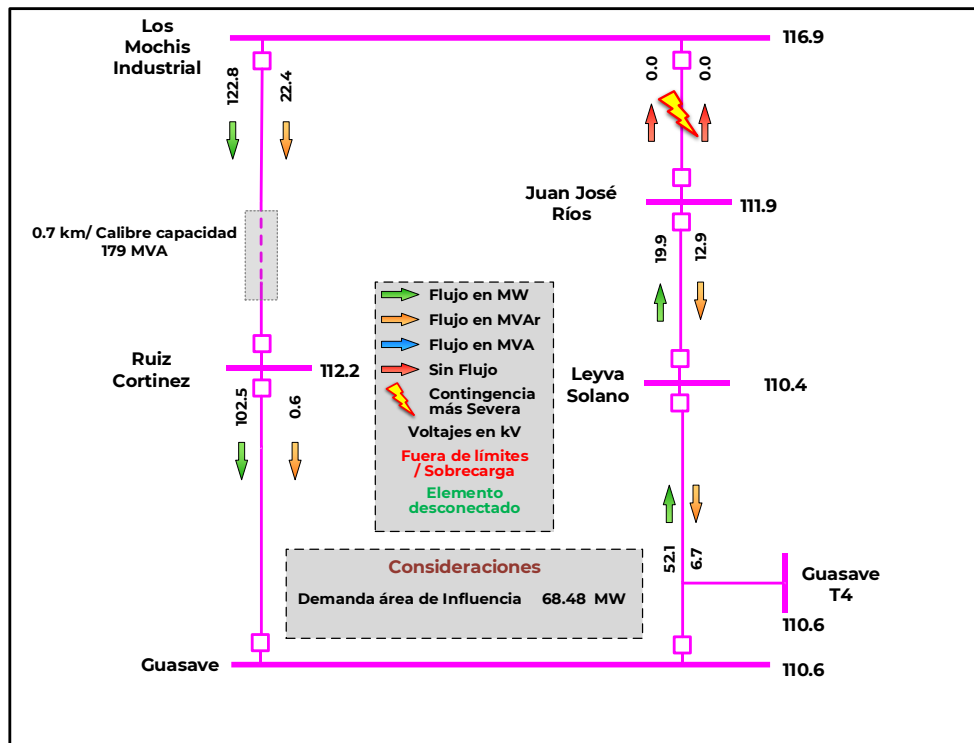


Figura 9.4.14.10. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Los Mochis industrial – 73790 – Juan José Ríos previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.14.3 y 9.4.14.4 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.

Cuadro 9.4.14.3. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	26.48	26.48	0.48	5.65	26.01	4.60

Cuadro 9.4.14.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios Operativos	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.00	26.66	26.66	2.03	24.08	24.63	1.02

### Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.14.5 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 2 debido su alto costo comparado con la Alternativa 1, resulta en una menor relación Beneficio-Costo.

**Cuadro 9.4.14.5. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto (MW)	103	64
Alternativa 1 (MW)	103	83
Alternativa 2 (MW)	103	83

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El cuadro 9.4.14.6 presenta un resumen de las principales

características de Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

**Cuadro 9.4.14.6. 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	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	6.2	26.2
Relación Beneficio/Costo	4.60	1.02

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 en el corredor de transmisión en 115 kV entre las zonas Los Mochis y Guasave.



## P21-NO4 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico

### Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico en el municipio de Mazatlán, Sinaloa y poblaciones aledañas se logra a través de la SE El Habal mediante dos bancos de transformación con capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV, cada uno y de la SE Mazatlán Dos, integrada por dos bancos de transformación con capacidad de 100 MVA, cada uno y relación de transformación 230/115 kV, un banco con capacidad de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV y un banco con capacidad de 375 MVA y relación de transformación 400/115 kV.

El área de influencia del proyecto considera el área central y al oriente de la ciudad de Mazatlán donde se presentan un auge en el desarrollo residencial, comercial y de servicios.

Para la zona Mazatlán, en el PAMRNT 2019 – 2033 se propuso el reemplazo de cinco Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS) que rebasaban en el mediano plazo la capacidad de transmisión; tres de ellas en estado estable y dos ante contingencia sencilla. Posteriormente, en el PAMRNT 2020 – 2034 se propuso el reemplazo de la LT Mazatlán del Mar – Mazatlán Centro en 115 kV, ya que se detectó la sobrecarga de esta LT en 2024.

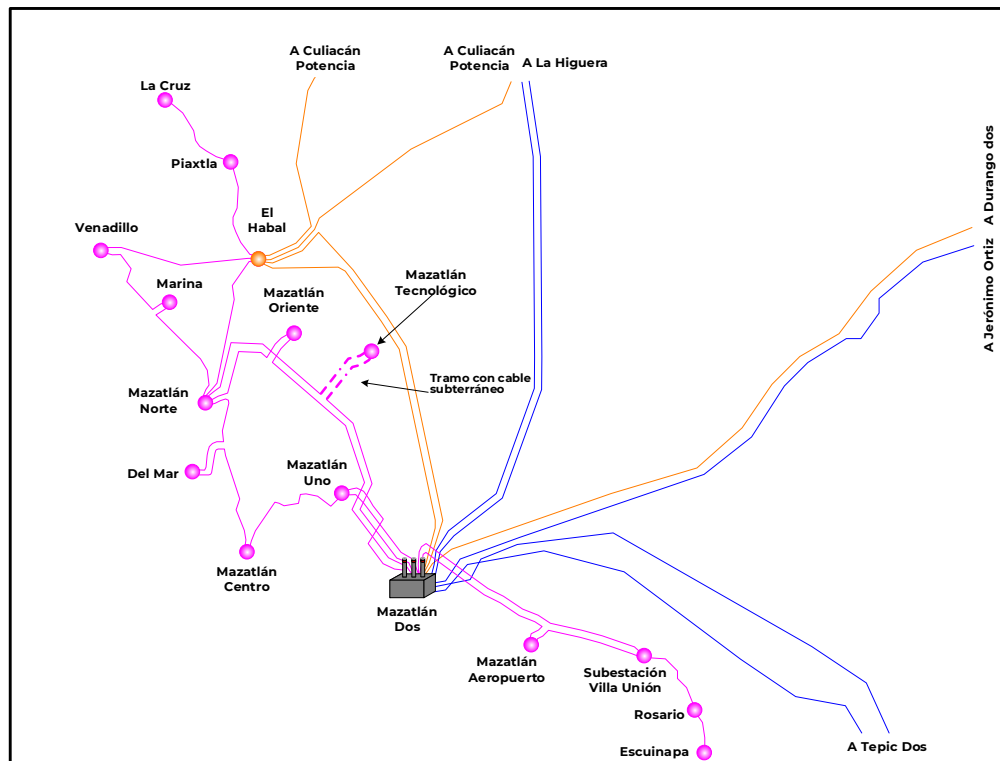
Para el escenario de 2025, se observa que la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico en 115 kV, estará operando con un flujo de potencia por encima de su capacidad de transmisión ante contingencia sencilla, por lo cual es necesario realizar una obra para solventar esta problemática.

La LT Mazatlán Dos – 73920 – Mazatlán Tecnológico, tiene una longitud de 7.89 km, consta de dos tramos, un tramo aéreo de 4.58 km y un tramo subterráneo de 3.31 km. El tramo aéreo tiene cable conductor calibre 477 kcmil tipo ACSR y el tramo subterráneo tiene un calibre 1000 kcmil tipo XLP-AI. Su antigüedad data del año 2011 en su tramo subterráneo y el tramo aéreo de 1975.

Ante la contingencia sencilla de la LT Mazatlán Uno – Mazatlán Centro en 115 kV, se presenta la sobrecarga en la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico, sobrepasando el límite de transmisión establecido por CFE Transmisión de 81 MW, por lo anterior, se debe eliminar la restricción de límite operativo actual.

En la figura 9.4.15.1 se muestra la infraestructura eléctrica del área de influencia en 2025.

Figura 9.4.15.1. Diagrama geográfico de la infraestructura eléctrica de 2025 en la Zona Mazatlán



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico para atender el crecimiento de la demanda al norte de la Zona Mazatlán; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transmisión:

- Recalibración del tramo con cable de potencia subterráneo de la LT Mazatlán Dos – 73920 – Mazatlán Tecnológico 3.31 km por un conductor que tenga como mínimo la capacidad operativa equivalente del tramo aéreo del resto de la LT.

#### Alternativa 2

Transmisión:

- Se construirá una LT de aproximadamente 8.8 km de longitud, en torres de tres circuitos sobre el derecho de vía de la actual LT Mazatlán Dos – El Habal en 230 kV existente, la cual es de un solo circuito.
- Posteriormente, se instalarán tres circuitos, el primero en 230 kV, un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR. El segundo y tercer circuito en 115 kV, un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR que conectará a las SE Mazatlán Dos y Mazatlán Tecnológico.
- Se conectarán las LT para formar la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Norte utilizando el tramo aéreo de las LT

Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico y Mazatlán Tecnológico – Mazatlán Norte.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

En las Figuras 9.4.15.2 y 9.4.15.3 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas correspondientes, en trazo punteado.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.

Figura 9.4.15.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

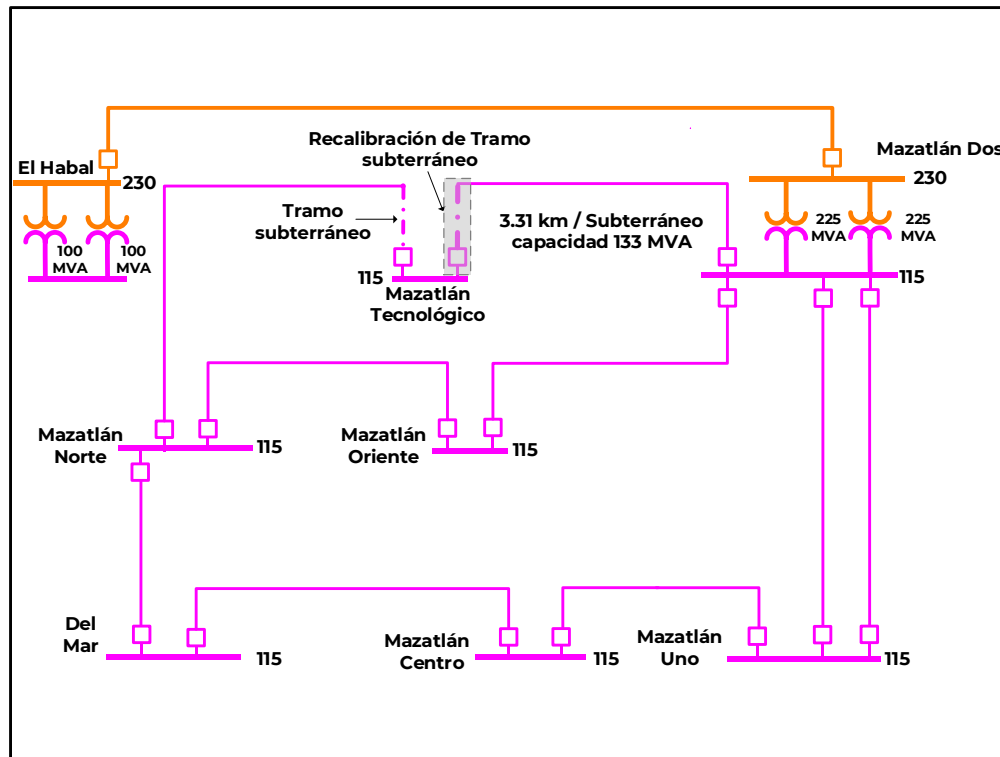
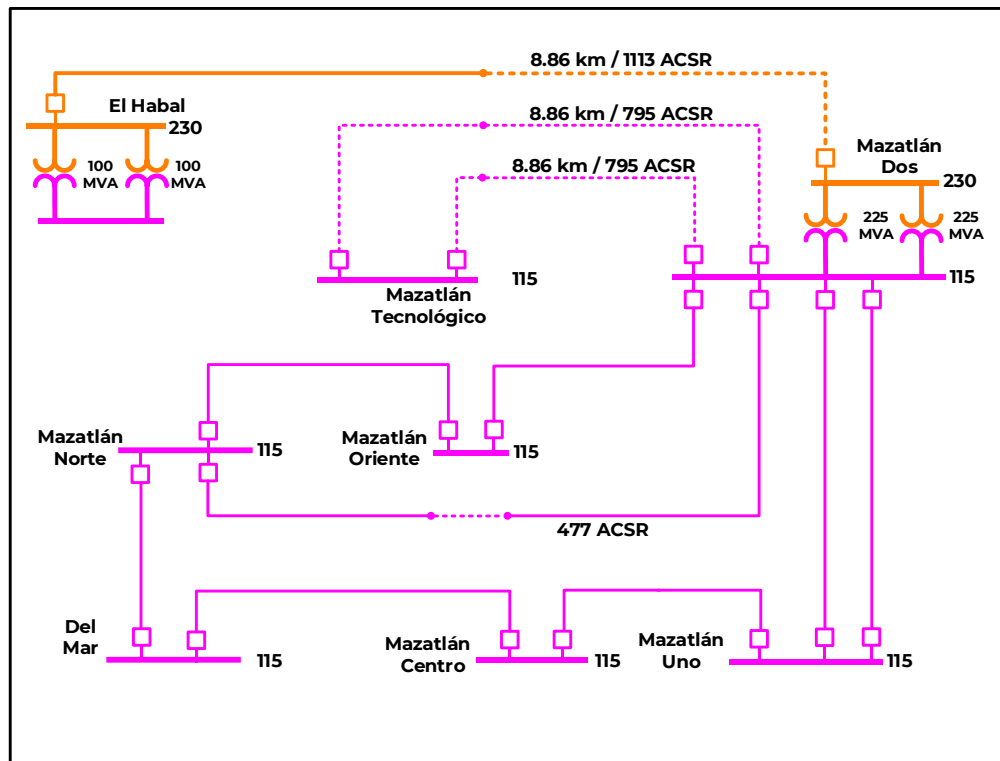


Figura 9.4.15.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **115.4 millones de pesos de 2020** (5.4 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en la recalibración del tramo subterráneo de 3.31 km para tener una capacidad de transmisión similar a la LT aérea.

Es importante mencionar, que la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste está realizando los estudios en campo para validar una alternativa de

solución considerando reemplazar los tramos con cable de potencia subterráneo por LT aéreas en toda la trayectoria subterránea, para lo cual en caso de ser factible su construcción, resultaría de menor costo y por tanto, se realizaría el proyecto en forma aérea en lugar de subterránea, sin embargo, a la fecha, no se cuenta con la certidumbre de realizar el proyecto en forma aérea por lo que se desarrolló el proyecto en forma subterránea.

El cuadro 9.4.15.1 muestra un resumen de las obras de transmisión para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.15.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico /1	115	1	3.31	abr-25	abr-25	115.4
<b>Total</b>			<b>3.31</b>			<b>115.4</b>

1/ Recalibración de tramo con cable de potencia subterráneo

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **192.7 millones de pesos de 2020** (9.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Los cuadros 9.4.15.2 y 9.4.15.3 muestran un resumen de las obras de transmisión para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.15.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico /1,2	230	3	8.8	abr-25	abr-25	149.3
Mazatlán Dos - Mazatlán Tecnológico /1,3	115	3	17.6	abr-25	abr-25	
<b>Total</b>			<b>26.4</b>			<b>149.3</b>

1/ Tramo en torre de tres circuitos

2/ Tendido del primer circuito

3/ Tendido del segundo y tercer circuito

**Cuadro 9.4.15.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Mazatlán Dos	Alimentador Ampliación	2	115	abr-25	abr-25	43.4
Mazatlán Tecnológico /1	Adecuaciones en SE	-	115	abr-25	abr-25	0.0
<b>Total</b>						<b>43.4</b>

1/ Costo incluido en la obra de alimentadores en SE Mazatlán Dos

### Indicadores técnicos y económicos.

En la Figura 9.4.15.4 se muestran las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano de 2025 en la red de transmisión del área de influencia previo a la entrada en operación del proyecto. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, ante la contingencia más severa del disparo de la LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro se presentan sobrecarga en la LT Mazatlán Dos – 73920 – Mazatlán Tecnológico, superando el límite operativo permitido de 81 MW. Dicha condición ante contingencia se muestra en la Figura 9.4.15.5.

Se observa en la Figura 9.4.15.6 que se requiere un corte de carga de 52 MW para mantener la cargabilidad en la LT dentro del rango de operación permitido.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en área de influencia del proyecto en la zona Mazatlán.

En las Figuras 9.4.15.7 a 9.4.15.10 se presentan las condiciones con red completa y ante contingencia de las dos alternativas de solución, se observa que, ante la peor contingencia, se soluciona la problemática de sobrecarga previamente identificado.

Figura 9.4.15.4. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

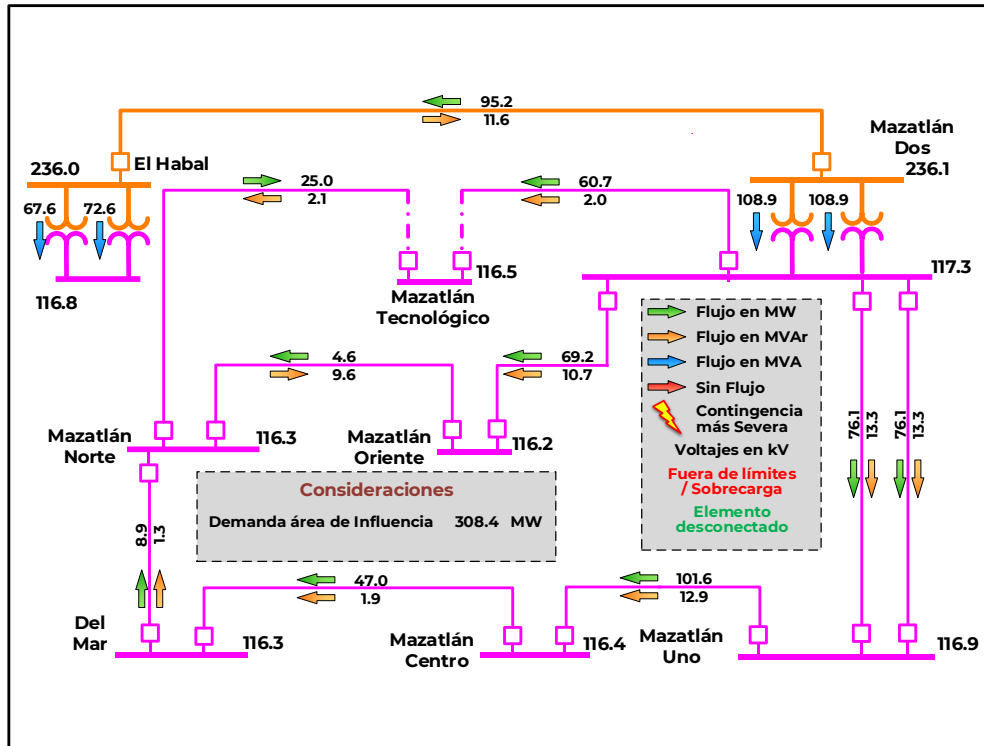


Figura 9.4.15.5. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

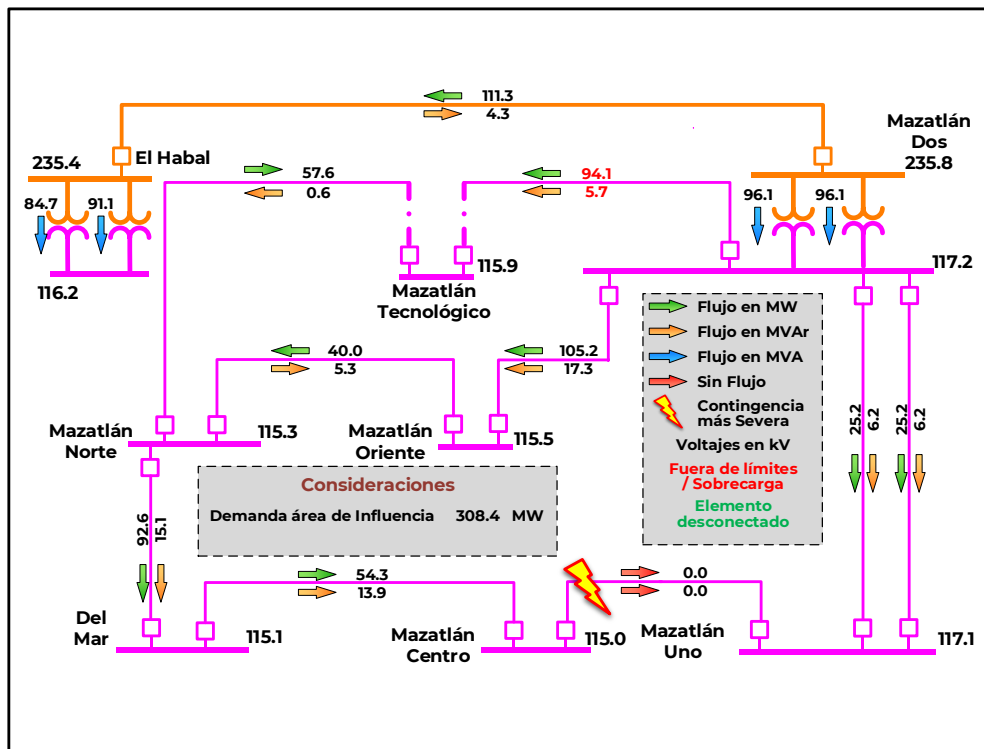


Figura 9.4.15.6. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto y Corte de carga)

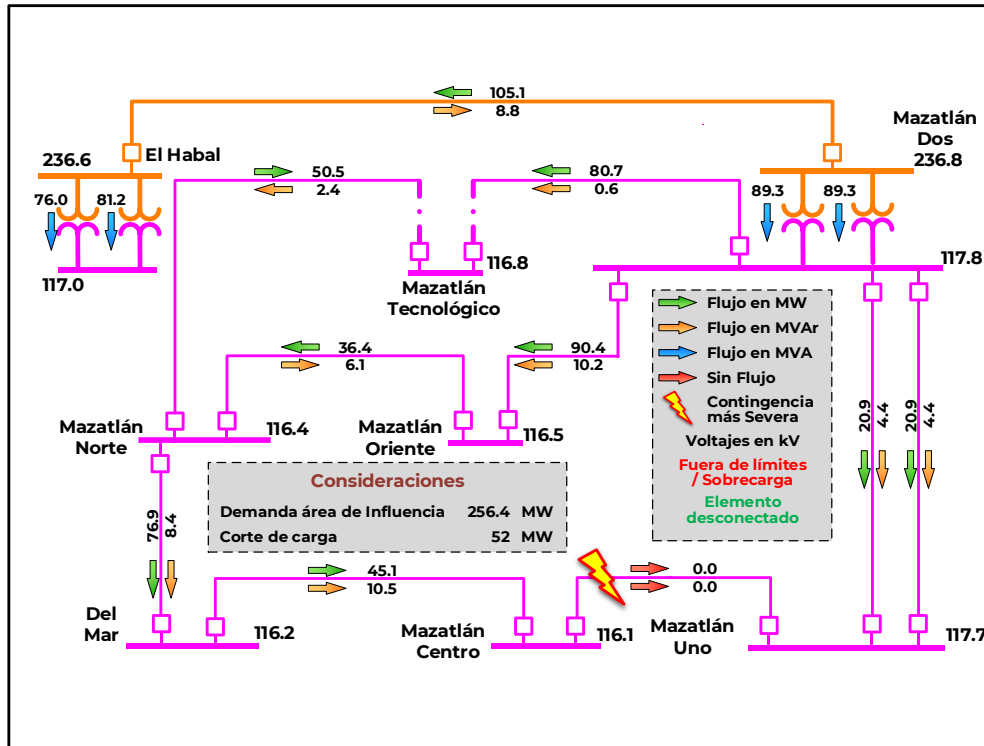


Figura 9.4.15.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

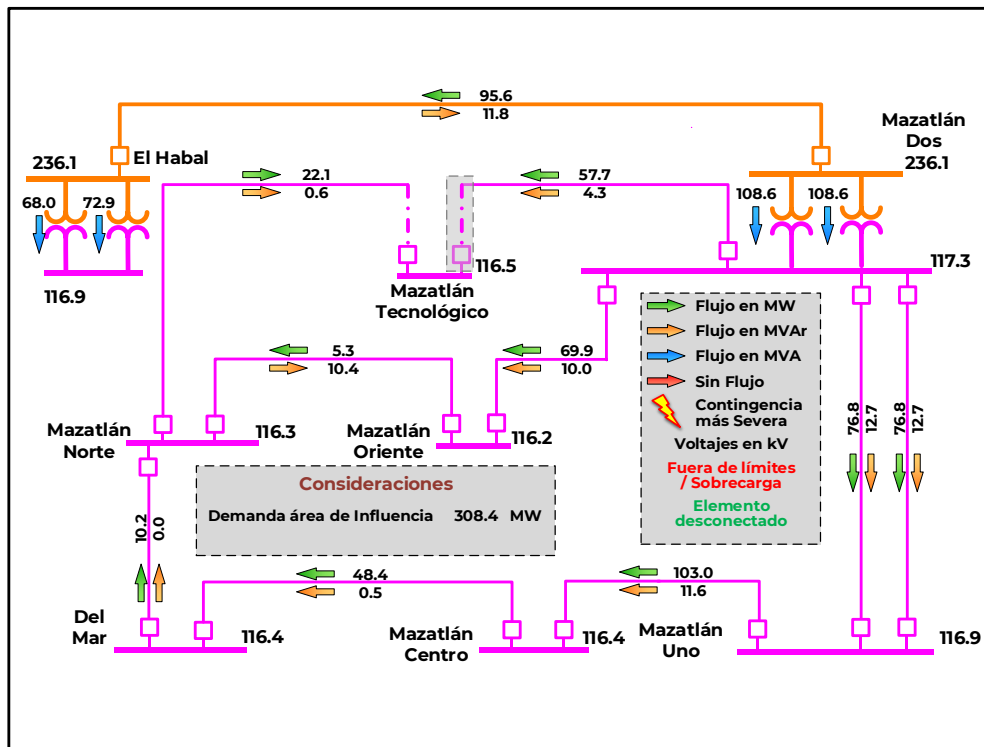


Figura 9.4.15.8. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

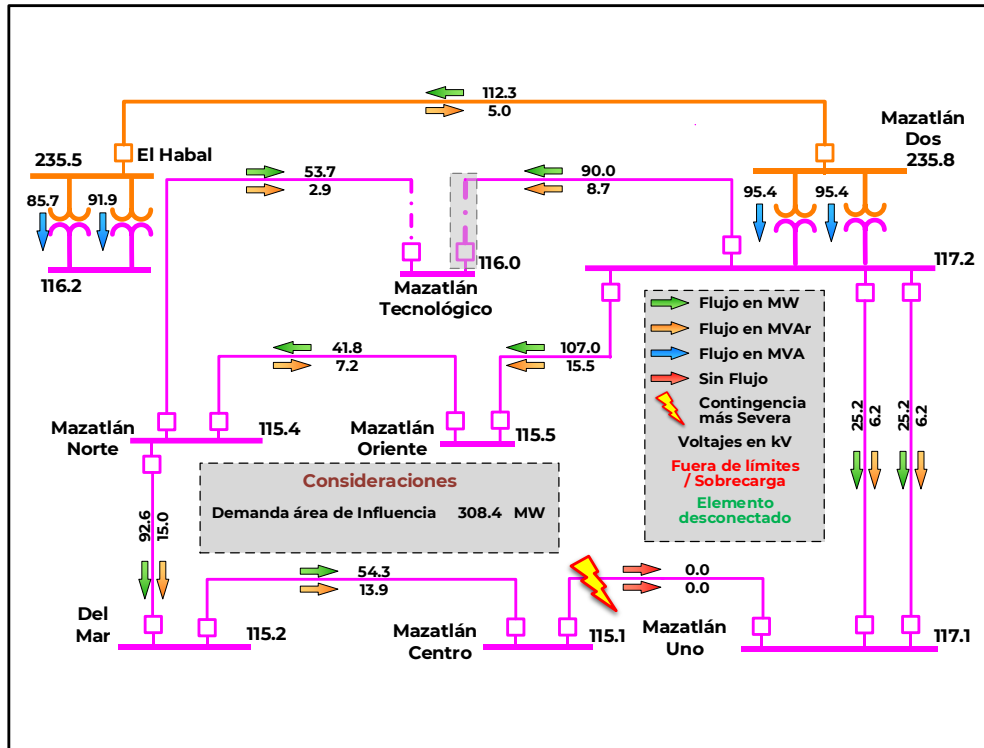


Figura 9.4.15.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

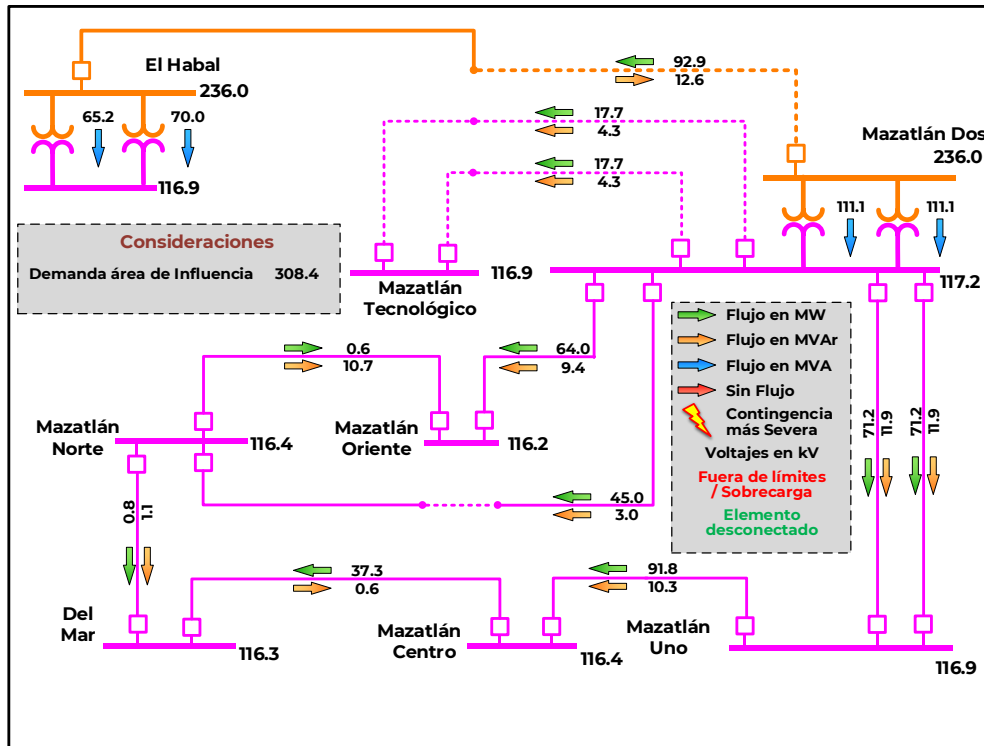
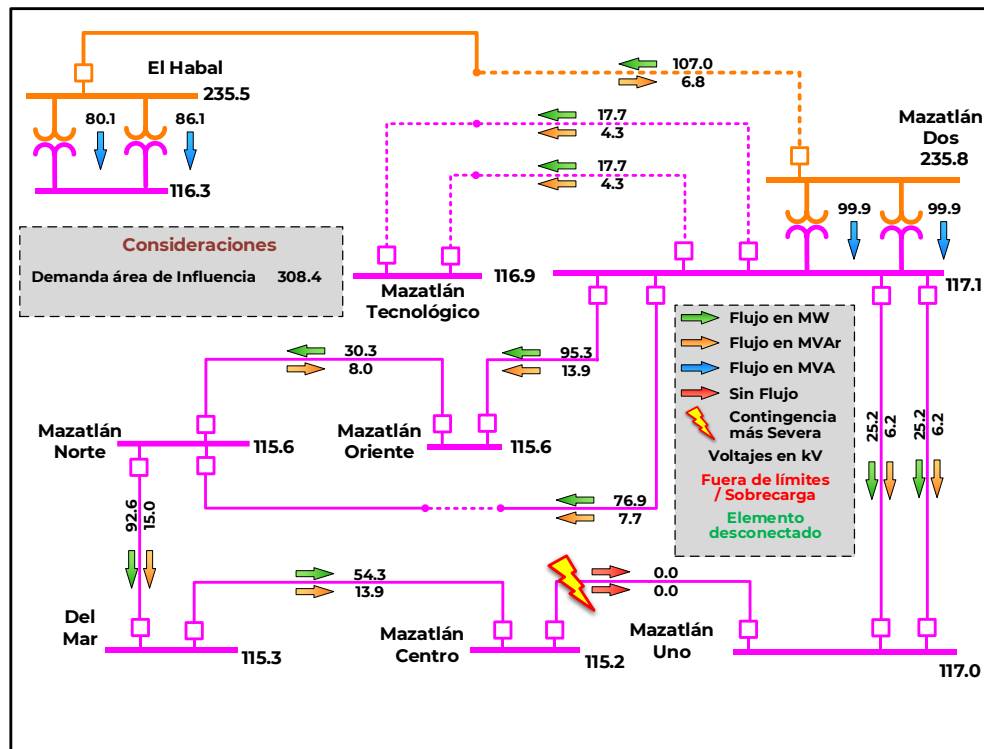




Figura 9.4.15.10. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Mazatlán Uno – 73560 – Mazatlán Centro previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)



De las alternativas analizadas, la Alternativa 1 presenta mejores índices de rentabilidad económica debido a su menor costo de inversión a pesar de que la Alternativa 2 tiene mayores beneficios. Por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de suministro en la zona de influencia y se contaría con la infraestructura suficiente

para evitar cortes de carga ante condición de contingencia.

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, las cuales fueron evaluadas utilizando la metodología de demanda incremental.

Cuadro 9.4.15.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios Operativos	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
86.74	120.12	207.25	66.91	106.14	140.35	1.32

Cuadro 9.4.15.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios Operativos	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales incluye O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
159.82	151.58	311.40	106.08	181.60	205.33	1.13

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 el área de influencia, en donde la Alternativa 2, tiene mayores demandas de saturación.

**Cuadro 9.4.15.6. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto (MW)	422	256
Alternativa 1 (MW)	498	348
Alternativa 2 (MW)	513	386

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

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 de las dos alternativas**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Mayor	Menor
Control de la Calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de pesos de 2020	115.4	192.7
Relación Beneficio/Costo	1.32	1.13

Por 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 Eléctrico en la zona Mazatlán.

## Gerencia de Control Regional Noreste

### P21-NE1 Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria

#### Diagnóstico operativo.

La zona Victoria se encuentra ubicada en la parte Noreste del país, abarcando los municipios de la zona centro del estado de Tamaulipas. Forma parte de la Zona de Operación de Transmisión (ZOT) Huasteca, la cual pertenece a la GCR Noreste.

Prácticamente, esta zona es alimentada de forma radial desde la SE Güémez, aunque también se tiene la opción de enlazar con la zona de distribución Montemorelos por medio de una LT en 115 kV, entre las SE Barretal y Linares. No obstante, ésta es de calibre 266 kcmil tipo ACSR y tiene 112 km de longitud, por lo que se opera normalmente abierta. Por lo anterior, ante una doble contingencia del corredor de transmisión Lajas – Güémez, en 400 kV, ocasionaría que el flujo de esas LT fluyera a través de la red de 115 kV y por consecuencia, se presentaría una inmediata e importante sobrecarga en la LT que conecta las SE Barretal y Linares.

Actualmente, en la zona Victoria se tienen dos LT limitadas a un valor de 60 MVA por problemas de catenaria, la LT Güémez – 73560 – Libertad de conductor de calibre 266 kcmil y la LT Güémez – 73520 – Olivo con un conductor de calibre 477 kcmil.

En condiciones de alta demanda de la zona Victoria o ante contingencia sencilla, ambas LT podrían alcanzar el límite establecido por CFE Transmisión, ocasionando la pérdida de las LT Güémez – 73680 – Estrella o LT Güémez – 73640 – Olivo.

Actualmente la zona Victoria cuenta con aproximadamente 520 km de LT en 115 kV, las cuales interconectan a 19 SE que reducen el nivel de tensión de 115 kV a niveles de 34.5 kV, 13.8 kV y 4.16 kV.

Entre estas SE se tienen instalados 28 bancos de transformación, para los niveles de tensión ya mencionados, los cuales suman un total de 390 MVA de capacidad de transformación, para la alimentación de distintos Centros de Carga de la zona. Asimismo, se encuentran instaladas tres Centrales Eléctricas Eólicas, los cuales aportan hasta un máximo de 217 MW de capacidad de generación.

Durante el año 2019, se presentó una demanda máxima de 278 MW, mientras que en el 2020 se alcanzó un máximo de 274 MW. Es conveniente mencionar que un posible factor que contribuyó a este comportamiento atípico (decremento del máximo anual) es la pandemia SARS-COV2. No obstante, la ocurrencia de la pérdida de la LT Güémez – 73680 – Estrella ante la demanda máxima, generaría la violación del límite máximo de 60 MVA, aumentando el problema de catenarias en las LT mencionadas previamente.

Por lo tanto, se requiere incrementar la capacidad de transmisión para cada una de las LT indicadas, con el fin de no afectar el Suministro Eléctrico a los Centros de Cargas instalados en la zona, asegurando así la Confiabilidad, seguridad y Continuidad del SEN. La Figura 9.4.16.1 muestra la topología actual en el ámbito geográfico del área de influencia. En la Figura 9.4.16.2 se

presenta el diagrama unifilar de la red eléctrica de la zona Victoria.

Figura 9.4.16.1. Diagrama geográfico de la zona Victoria

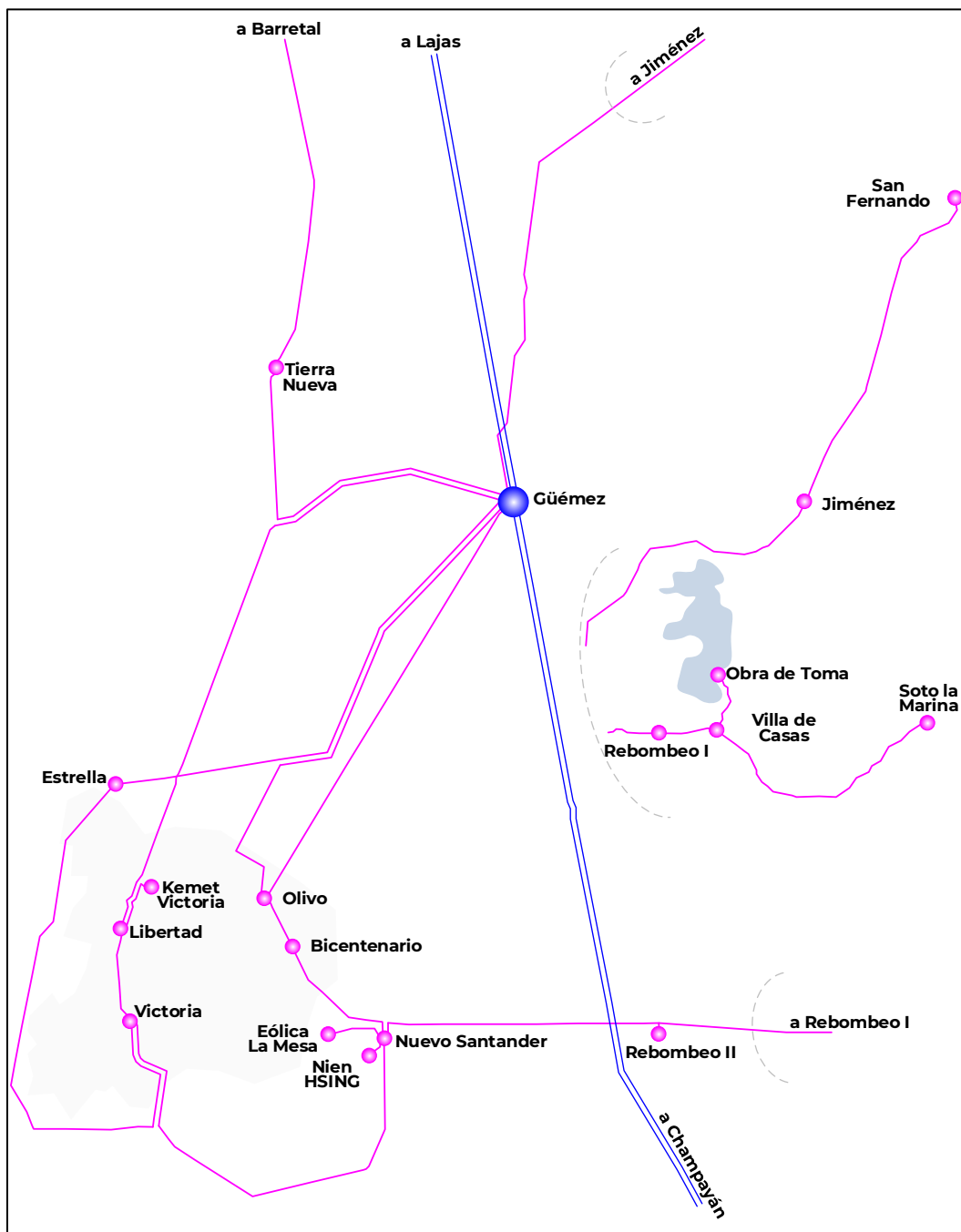
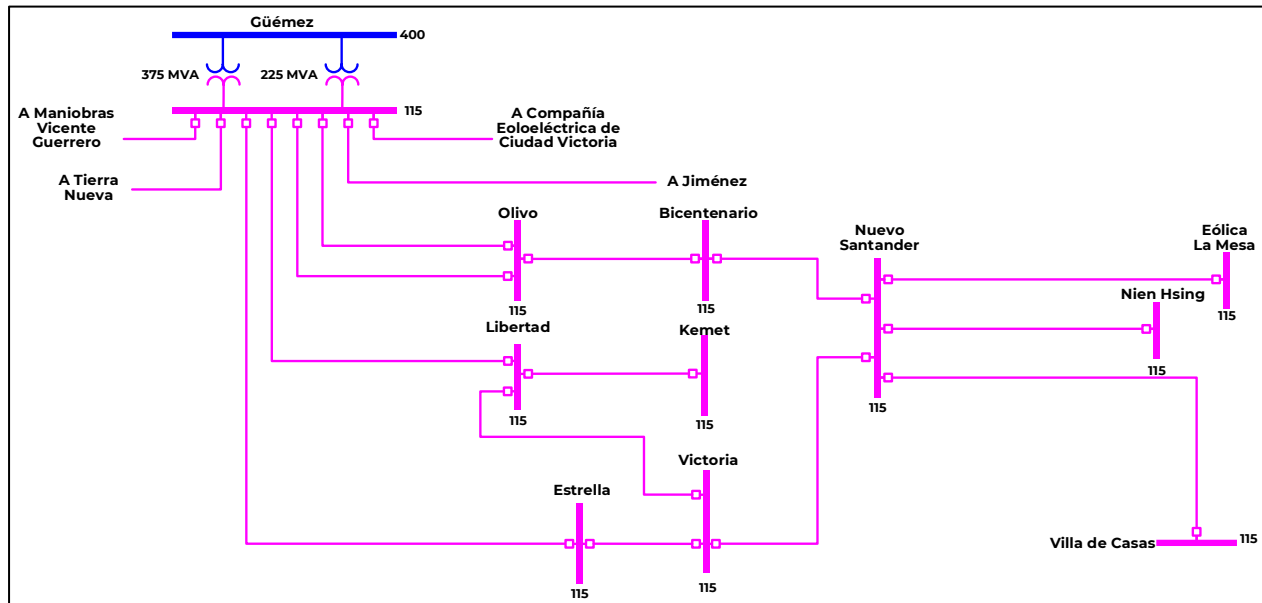


Figura 9.4.16.2. Diagrama unifilar de la zona Victoria



Descripción de las alternativas que atienden la problemática.

Se han identificado dos alternativas para incrementar la capacidad de transmisión entre la SE Güémez y las SE Olivo y Libertad, preservando la Calidad del Suministro Eléctrico y la Confiabilidad del sistema; las cuales consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transmisión:

- Recalibración de la LT Güémez – 73520 – Olivo de un circuito con una longitud estimada de 13.5 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre torre de acero.
- Recalibración de la LT Güémez – 73560 – Libertad de un circuito con una longitud estimada de 20 km y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre torre de acero.

- Sustitución de 5 postes de madera por estructuras de acero, reemplazo de herraje y aislamiento de ambas LT.

#### Alternativa 2

Transmisión:

- LT Güémez – Olivo de un circuito, con una longitud estimada de 13.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- LT Güémez – Libertad de un circuito, con una longitud estimada de 20 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Güémez para la conexión de la LT Güémez – Olivo y LT Güémez – Libertad.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Olivo para la conexión de la LT Güémez – Olivo.

- Un alimentador en 115 kV en la SE Libertad para la conexión de la LT Güémez – Libertad.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En las figuras 9.4.16.3 y 9.4.16.4 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las alternativas.

Figura 9.4.16.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

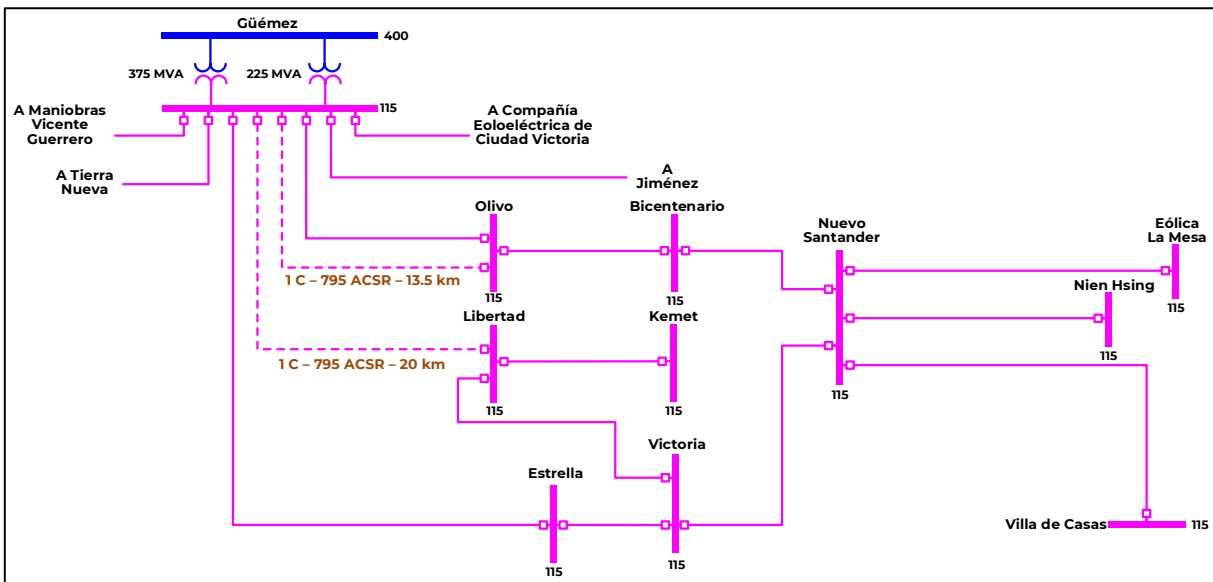
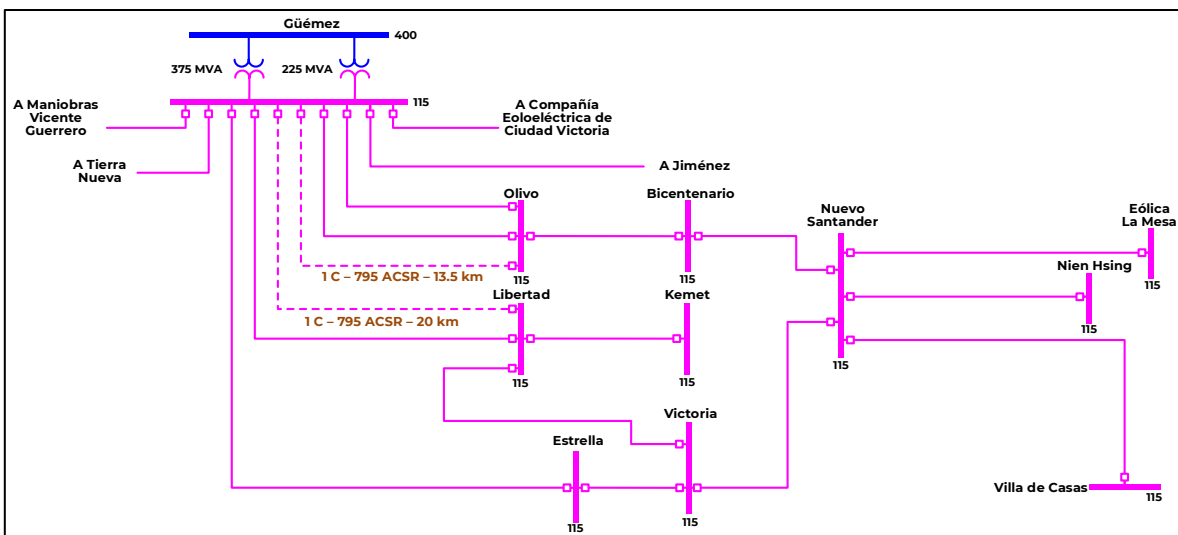


Figura 9.4.16.4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

dólares considerando una paridad de 21.49 pesos por dólar).

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **235.6 millones de pesos de 2020** (11.0 millones de

En el cuadro 9.4.16.1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

**Cuadro 9.4.16.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Güémez - Olivo (73520) (recalibración)	115	1	13.5	abr-21	abr-24	95.0
Güémez - Libertad (73560) (recalibración)	115	1	20.0	abr-21	abr-24	140.6
<b>Total</b>			<b>33.5</b>			<b>235.6</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **354.1 millones de pesos de 2020** (16.5 millones de dólares considerando una paridad de 21.49 pesos por dólar).

En los cuadros 9.4.16.2 y 9.4.16.3 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.16.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Güémez - Olivo	115	1	13.5	abr-21	abr-24	95.0
Güémez - Libertad	115	1	20.0	abr-21	abr-24	140.6
<b>Total</b>			<b>33.5</b>			<b>235.6</b>

**Cuadro 9.4.16.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Güémez	Alimentador Ampliación	2	115	abr-21	abr-24	59.2
Olivo	Alimentador Ampliación	1	115	abr-21	abr-24	29.6
Libertad	Alimentador Ampliación	1	115	abr-21	abr-24	29.6
<b>Total</b>		<b>4</b>				<b>118.5</b>

Indicadores técnicos y económicos.

Las condiciones operativas esperadas en la red de la Zona Victoria, para el escenario de demanda máxima coincidente de zona, de verano 2024 presentan una demanda máxima pronosticada de 311 MW, lo anterior ocasiona la saturación de las LT Güémez – 73520 – Olivo y Güémez – 73560 – Libertad, en condición de red completa sin considerar alguna de las alternativas del proyecto.

En la figura 9.4.16.5, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2024 de la zona Victoria sin el proyecto propuesto. Como se puede apreciar en la figura, ambas LT Güémez – 73520 – Olivo y Güémez – 73560 – Libertad superan el límite de transmisión de 60 MVA, establecido para evitar el problema de catenaria, alcanzado un 2% y 12% de sobrecarga, respectivamente. Por otro lado, no se tienen problemas de bajos voltajes en las SE de la zona.

Asimismo, en la figura 9.4.16.6 se ilustra la condición operativa post-contingencia, ante la pérdida de la LT Güémez – 73680 – Estrella, con la cual ambas LT alcanzan un 26% y 63% de sobrecarga, respectivamente. De igual manera, se tienen bajos voltajes (por debajo de 0.95 pu) en las SE Estrella, Libertad, Victoria y Kemet.

En la figura 9.4.16.7 se muestran las condiciones operativas esperadas en la red de la Zona Victoria, para el escenario de demanda máxima de 2024 descrito previamente, en condición de red completa considerando la Alternativa 1 del proyecto. Asimismo, en la figura 9.4.16.8 se ilustran las mismas condiciones operativas ante contingencia sencilla, con la pérdida de la LT Güémez – 73680 – Estrella.

Como se puede observar en ambas figuras, no se presentan sobrecargas

y/o bajos voltajes en la red eléctrica de la zona. La recalibración de ambas LT permite incrementar la capacidad de transmisión en 115 kV, así como proporcionar un mejor soporte de voltaje entre las SE de la zona.

En las figuras 9.4.16.9 y 9.4.16.10 se muestran las mismas condiciones operativas presentadas en los análisis anteriores, en condición de red completa y ante contingencia sencilla, respectivamente, para la Zona Victoria.

De igual forma que en el caso de la Alternativa 1, en ambas figuras se puede apreciar que, con la Alternativa 2, no se presentan sobrecargas y/o bajos voltajes en la red eléctrica de la zona. Con esta alternativa se consigue incrementar la capacidad de transmisión y el soporte de voltaje de la zona.

Figura 9.4.16.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Sin Proyecto)

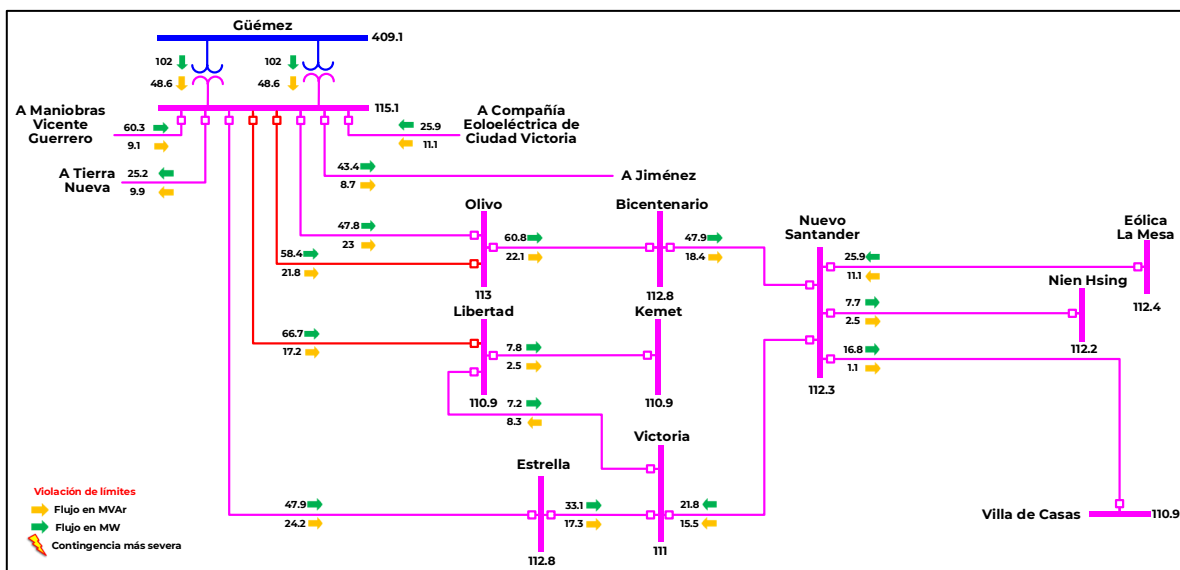




Figura 9.4.16.6. Condición operativa post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Sin Proyecto)

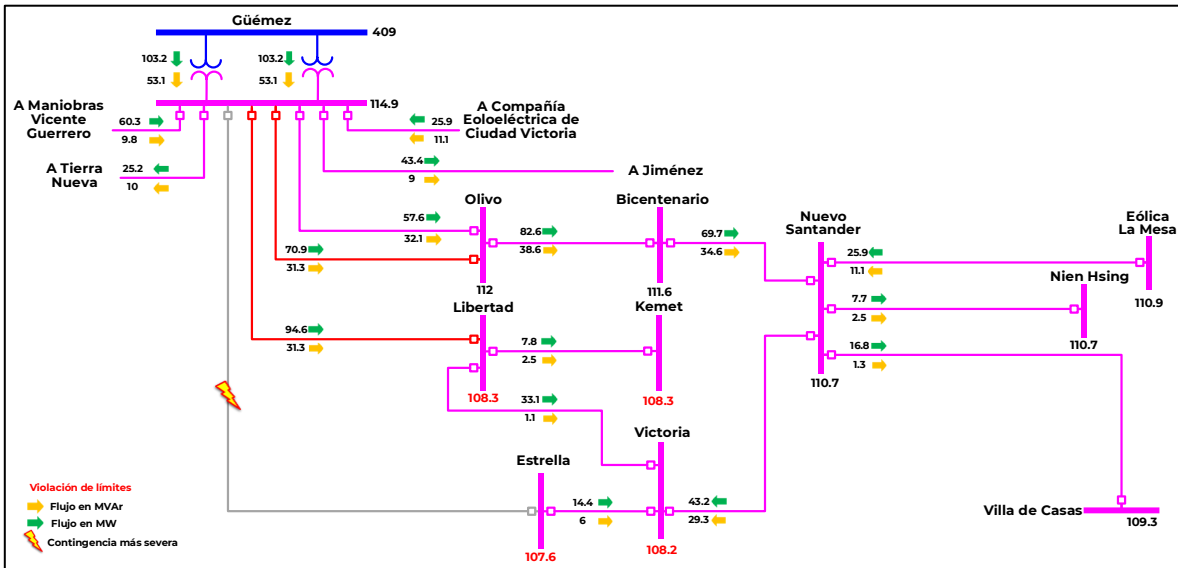


Figura 9.4.16.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 1)

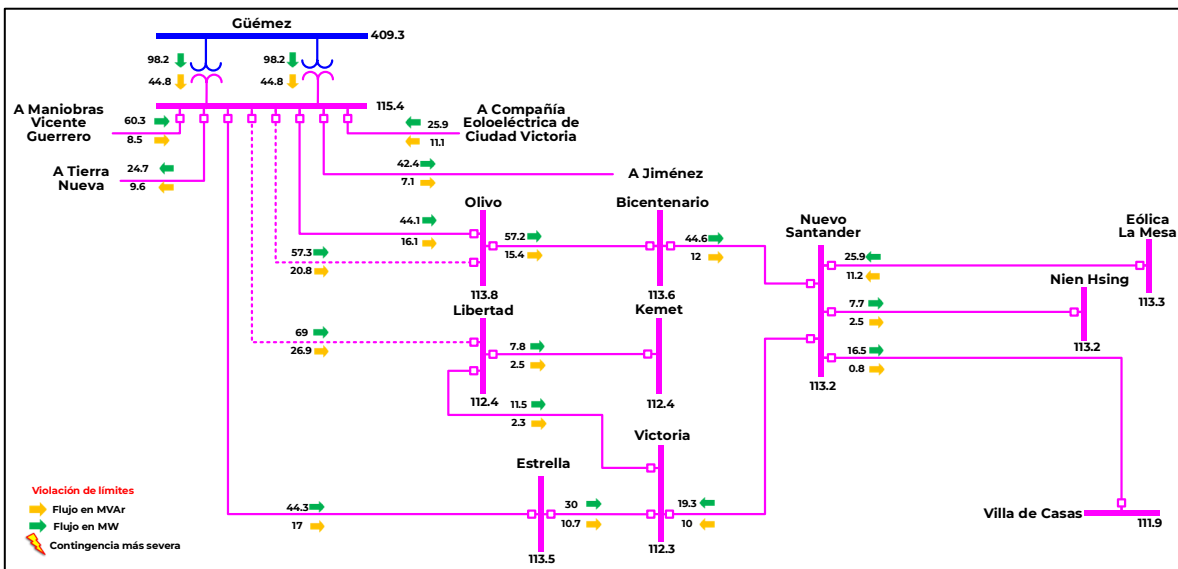


Figura 9.4.16.8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 1)

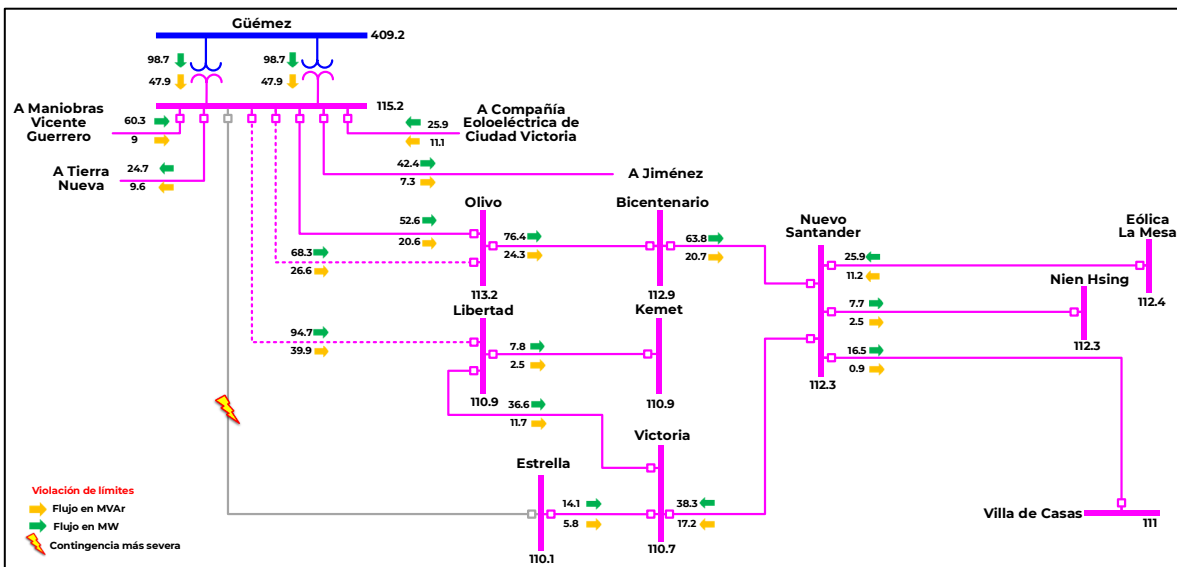


Figura 9.4.16.9. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 2)

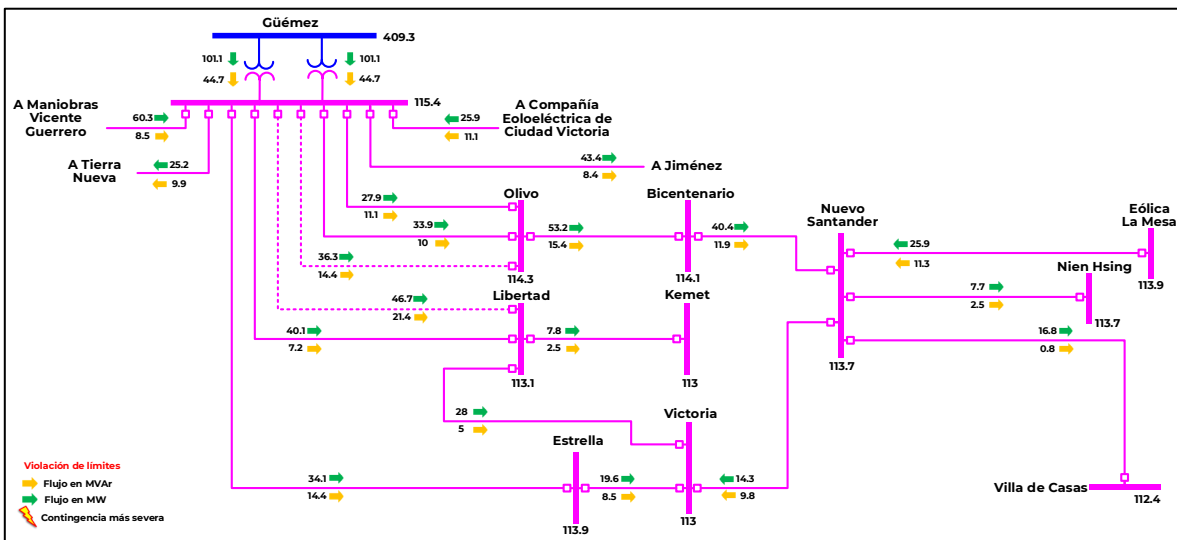
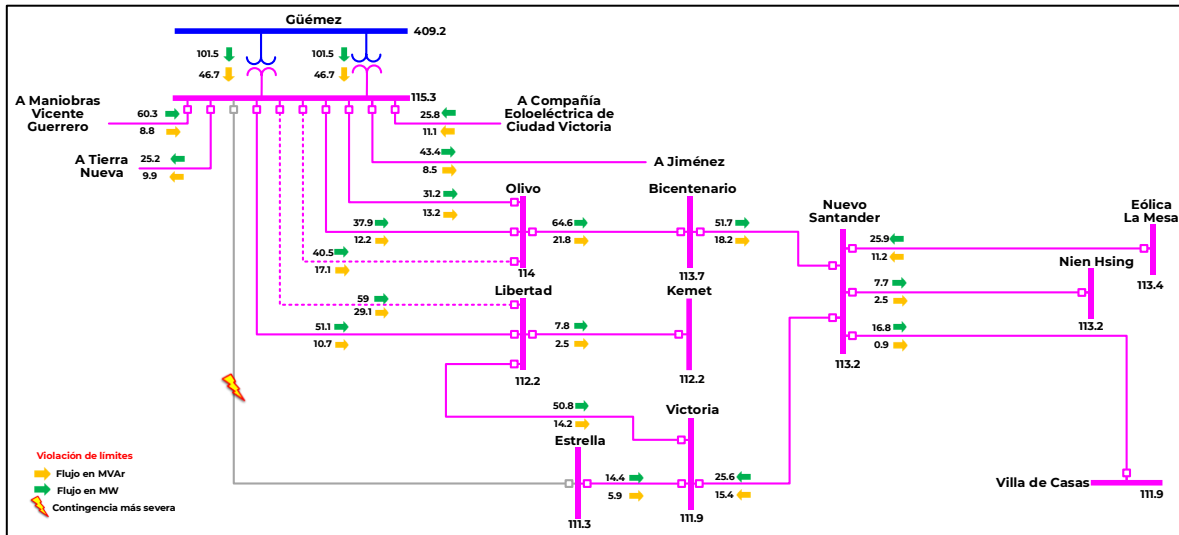


Figura 9.4.16.10. Condiciones operativas post-contingencia previstas en el área de influencia en 2024 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.16.4 y 9.4.16.5 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.

De acuerdo con los resultados obtenidos, las Alternativa 1 presenta una mayor relación beneficio/costo, principalmente debido a un menor costo de inversión a pesar de que la Alternativa 2 tiene mayores beneficios.

Cuadro 9.4.16.4. Evaluación económica por Demanda Incremental para la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
165.81	71.40	498.48	198.62	203.79	299.86	1.47

Cuadro 9.4.16.5. Evaluación económica por Demanda Incremental para la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales O&M	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
165.81	80.77	730.18	361.87	303.46	368.31	1.21

Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.16.6 presenta una comparativa entre las demandas de saturación obtenidas para la evaluación económica de las alternativas. Se observa que la Alternativa 2 presenta una mayor

demanda de saturación ante contingencia y en condición de red completa.

Por otra parte, el cuadro 9.4.16.7 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Por lo tanto, con base en los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de

rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de Incremento de la capacidad de transmisión en la zona Victoria.

**Cuadro 9.4.16.6. Comparativa entre demanda de saturación para las alternativas**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	275 MW	220 MW
Alternativa 1	326 MW	312 MW
Alternativa 2	340 MW	331 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

**Cuadro 9.4.16.7. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de la calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	235.6	354.1
Relación Beneficio/Costo	1.47	1.21

## Gerencia de Control Regional Peninsular

### P21-PE1 Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche

#### Diagnóstico operativo.

El Suministro Eléctrico de la ciudad de Campeche y de las zonas rurales aledañas se lleva a cabo, principalmente, a través del banco de transformación de 225 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 230/115 kV en la SE Lerma. No obstante, esta región tiene conectividad en la red eléctrica de 115 kV desde las SE Escárcega Potencia, Ticul Potencia, Mérida II y Umán; las cuales tiene una longitud en promedio de 165 km, entre extremos, por lo cual se espera que a partir de 2021 se puedan presentar voltajes por debajo de 0.95 pu en caso de ocurrir la contingencia del banco de transformación en la SE Lerma en la condición de demanda de verano ya que la demanda pronosticada tendría que ser suministrada en su totalidad por la red de 115 kV.

No obstante, para evitar la congestión del enlace de transmisión Flujo Entrando a Escárcega, el cual es la principal fuente de suministro de la Península de Yucatán, será necesaria la sincronización de las unidades de la Central Eléctrica Térmica (C.T.) Lerma que operan con combustóleo, por lo que la problemática operativa descrita en el párrafo anterior será solventada de forma indirecta. Sin embargo, con la incorporación de los proyectos de generación C.C.C. Valladolid y C.C.C. Mérida en 2023 y 2024 se evitaría lo congestión del enlace de transmisión Flujo Entrando a Escárcega, por lo cual, a partir de 2025, ya no sería necesario el despacho de las unidades de la C.T. Lerma; haciendo que la problemática operativa mencionada previamente se presente nuevamente.

Para 2025 se esperan varios cambios topológicos en la red eléctrica de la región; primero se prevé la entrada en operación, en noviembre de 2022, del proyecto instruido “D18-PE4 Hunxectamán Banco 1” que entroncaría la LT Lerma – Mérida II. En febrero de 2024 se espera la entrada en operación del proyecto instruido “P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2”, con el cual se llevaría a cabo el cambio de tensión de operación de la red eléctrica de 115 kV a 230 kV entre las Zonas Campeche y Carmen. Finalmente, en abril de 2025 se tiene considerada la entrada en operación del proyecto instruido “P20-PE1 Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida – Umán” en donde se entroncaría la LT Lerma – Hunxectamán en la SE Umán.

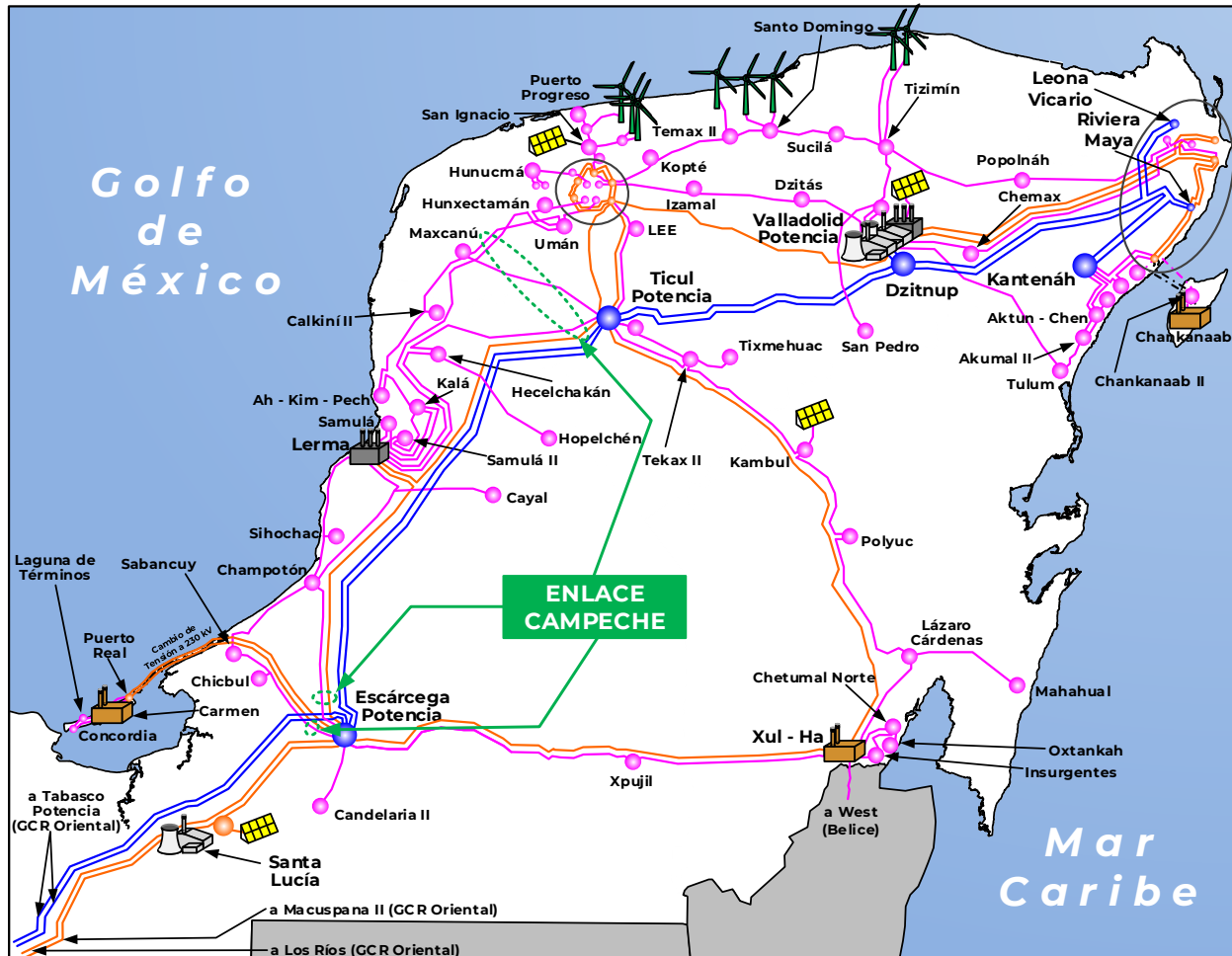
Por tanto, para la topología de la red eléctrica prevista en 2025, se denomina como “Enlace Campeche” al conjunto de las siguientes LT, las cuales permiten identificar la problemática operativa de bajo voltaje ante la contingencia del banco de transformación en la SE Lerma:

- Ticul Potencia – 93020 – Lerma en 230 kV.
- Ticul Potencia – 73070 – Hecelchakán en 115 kV.
- Ticul Potencia – 73100 – Maxcanú en 115 kV.
- Umán – 73ET0 – Lerma en 115 kV.
- Umán – 73580 – Maxcanú en 115 kV.
- Escárcega Potencia – 93010 – Lerma en 230 kV.
- Escárcega Potencia – 73120 – Champotón en 115 kV.
- Escárcega Potencia – 73150 – Sabancuy en 115 kV.

En la figura 9.4.17.1 se presenta el diagrama geográfico de la GCR Peninsular y se muestran, encerradas en

semicírculos verdes, las LT que componen al enlace de transmisión “Enlace Campeche” en 2025.

Figura 9.4.17.1. Diagrama geográfico de la GCR Peninsular en 2025



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Por las condiciones operativas previstas para 2025, se han identificado dos alternativas para reforzar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico para atender el crecimiento de la demanda de la Zona Campeche; 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 incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Lerma.

## Alternativa 2

### Compensación:

- Equipo de compensación dinámica (CEV) con una capacidad de +100/-30 MVar en 115 kV en la SE Lerma.

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 2025.

En las figuras 9.4.17.2 y 9.4.17.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 9.4.17.2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

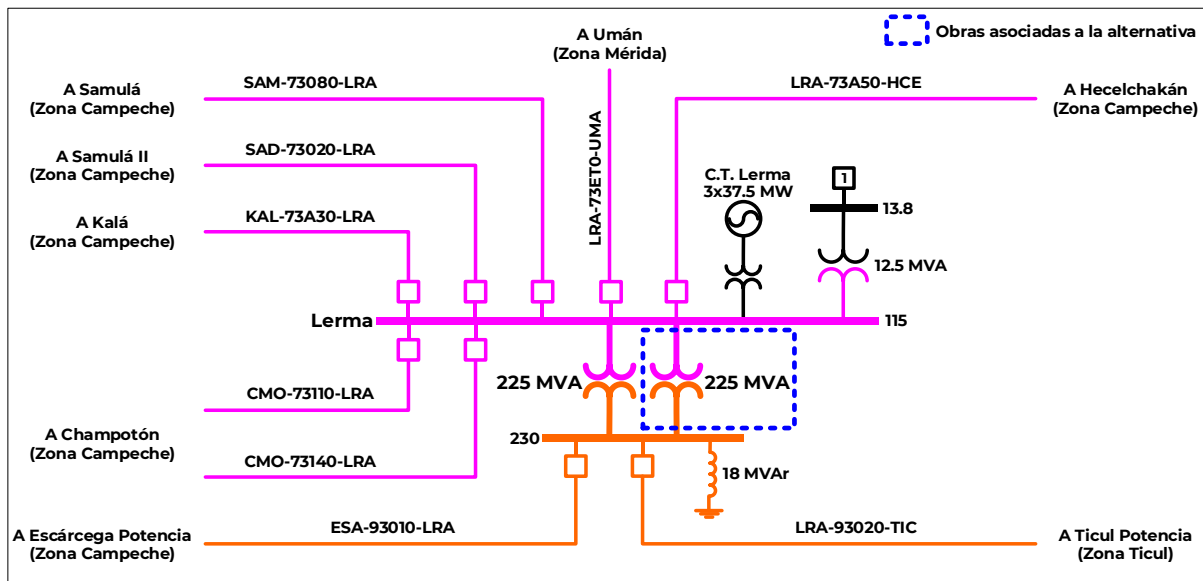
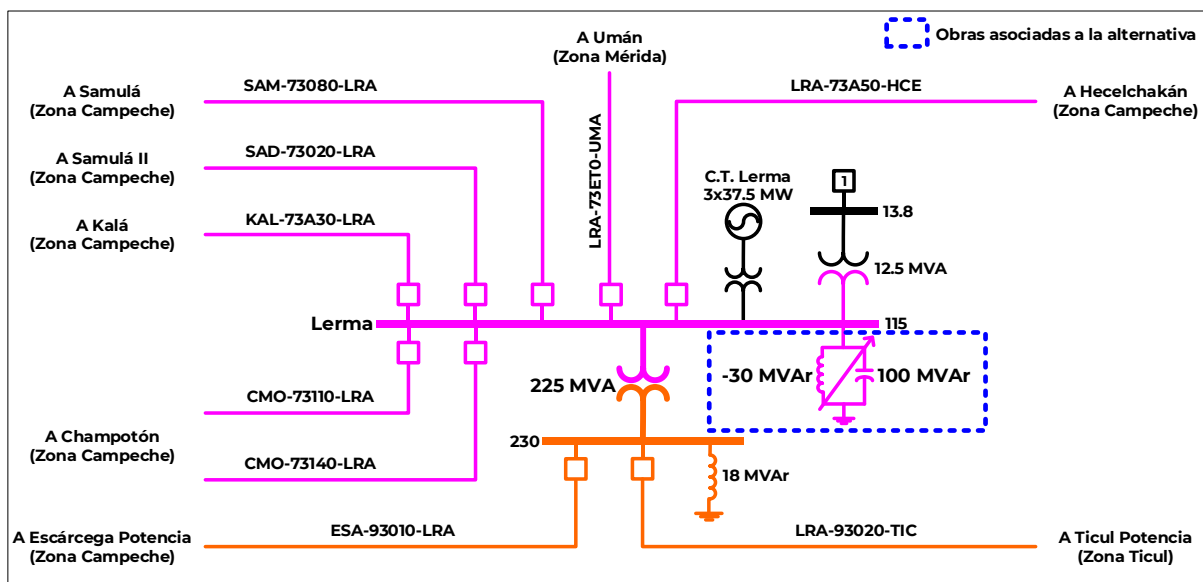


Figura 9.4.17.3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **174.6 millones de pesos de 2020** (8.1 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar). Esta alternativa contiene 225 MVA de capacidad de transformación.

El cuadro 9.4.17.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

**Cuadro 9.4.17.1. Obras de transformación de la Alternativa 1**

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Lerma Banco 9	3	AT	225.0	230/115	abr-25	abr-25	174.6
<b>Total</b>			<b>225.0</b>				<b>174.6</b>

AT. Autotransformador

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **288.6 millones de pesos de 2020** (13.4 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta

de un CEV con un total de 130 MVA de capacidad en 115 kV.

El cuadro 9.4.17.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.17.2. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Lerma CEV	CEV	115	30(Ind.) / 100(Cap.)	abr-25	abr-25	288.6
<b>Total</b>			<b>130.0</b>			<b>288.6</b>

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

### Indicadores técnicos y económicos.

La limitante del enlace de transmisión, Enlace Campeche, es por estabilidad de voltaje. Por tanto, en la figura 9.4.17.4 se muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1. Se puede observar que a partir de 2021 se tendrían voltajes inferiores a 0.95 pu en la SE Samulá ante la falla del banco de transformación en la SE Lerma y a partir de 2035 se tendría el colapso total de la carga pronosticada dentro del Enlace Campeche ante dicha contingencia. Por lo cual se tendría que implementar un EAR de Disparo Automático de Carga (DAC) en caso de que no se construya el proyecto.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la Confiabilidad de suministro del Enlace Campeche. En las figuras 9.4.17.5 y 9.4.17.6 se muestran las curvas características P-V considerando ambas alternativas. Se puede observar un comportamiento distinto entre ellas, pero ambas cumplen los criterios de planeación definidos en el Código de Red. La Alternativa 1 permite aumentar el límite de transmisión a 304 MW para que ante la contingencia de la LT Lerma – Ticul Potencia en 230 kV se tuviera un voltaje de 0.95 pu en la SE Cayal. A partir de un flujo de potencia de 371 MW se operaría con un voltaje de 0.95 pu en la SE Cayal en red completa.

La Alternativa 2 permite incrementar el límite de transmisión a 305 MW ante el



disparo del banco de transformación en la SE Lerma en donde el voltaje más bajo se presentaría en la SE Hopelchén, no obstante, nunca sería menor a 0.95 pu. La restricción de esta alternativa consiste en que con flujos de potencia precontingencia superiores a 320 MW se presentaría la saturación del CEV, por lo que para determinar el límite de transmisión en Estado Operativo

Normal se considera un margen de reserva de 10 % en el CEV. Es decir, con un flujo de potencia precontingencia de 305 MW se obtendría una aportación del CEV de 90 MVAR ante la ocurrencia de la falla del banco de transformación en la SE Lerma. Finalmente, con un flujo de potencia de 380 MW se alcanzaría el punto de colapso de este enlace de transmisión.

Figura 9.4.17.4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Campeche (Sin Proyecto)

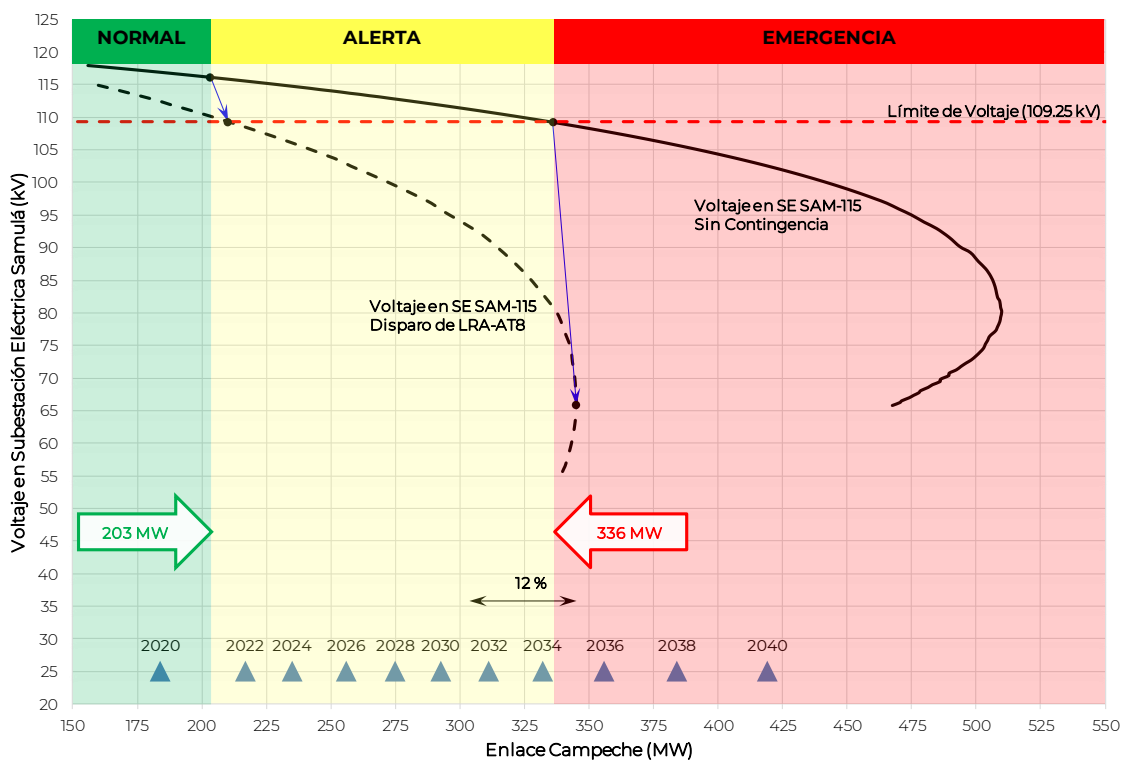


Figura 9.4.17.5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Campeche (Alternativa 1)

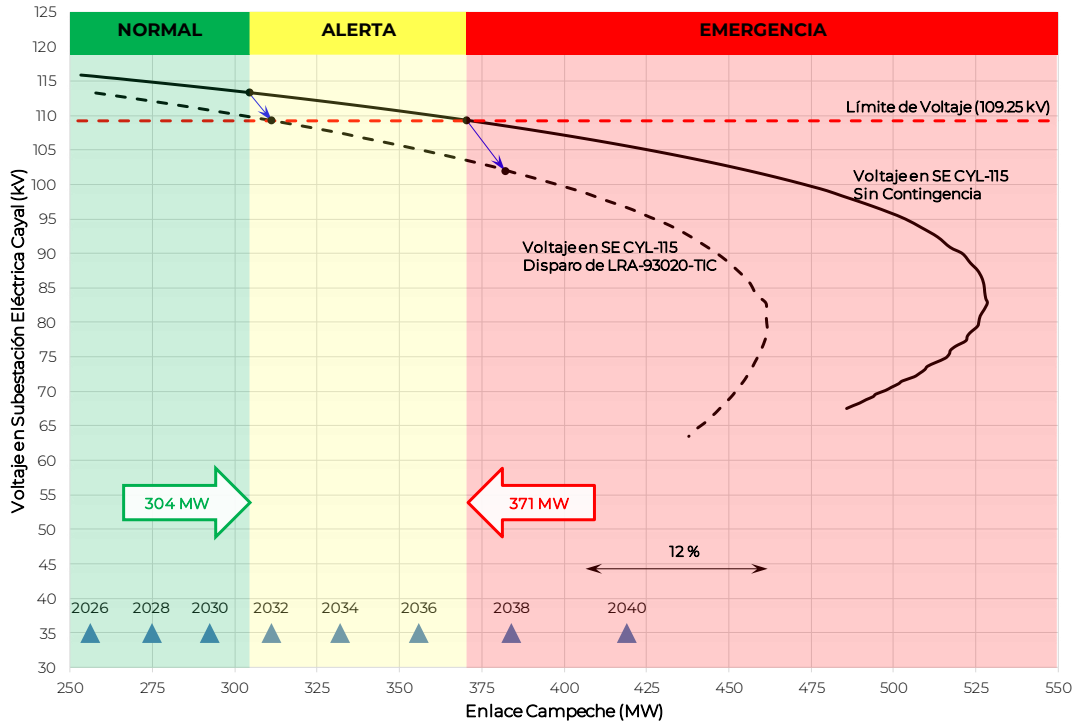
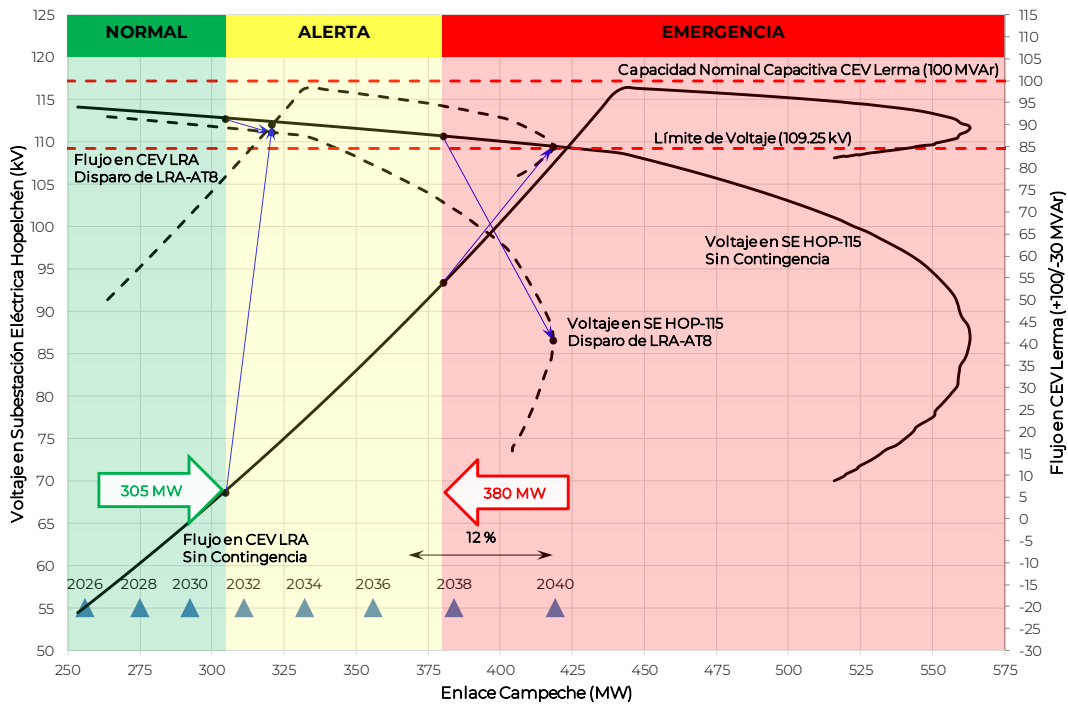


Figura 9.4.17.6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del Enlace Campeche (Alternativa 2)



Sin el proyecto, en la figura 9.4.17.7, se muestran las condiciones operativas en

el verano a las 23 hs de 2025 en la red de transmisión de la Zona Campeche, el

cual se muestra resaltado en amarillo. Se puede observar que, en condición de red completa no se tiene problemática de suministro. Sin embargo, se estaría en Estado Operativo de Alerta previendo la contingencia del banco de transformación en la SE Lerma.

En la figura 9.4.17.8 se muestra la contingencia antes mencionada en donde las SE de la Ciudad de Campeche operarían con voltajes inferiores a 0.95 pu, siendo el menor en la SE Samulá con 103.8 kV (0.90 pu). Por tanto, para evitar operar con voltajes inferiores a 0.95 pu, es necesario realizar un corte de carga

de 33.7 MW en la Zona Campeche; lo cual se muestra en la figura 9.4.17.9.

En las figuras 9.4.17.10 a 9.4.17.13 se presentan las condiciones operativas con ambas alternativas en donde se puede observar que la peor contingencia para la Alternativa 1 es la falla de la LT Lerma – Ticul Potencia en 230 kV, no obstante, los voltajes en todas las SE del área de influencia serían superiores a 0.95 pu. Para la Alternativa 2, la peor contingencia es la falla del banco de transformación en la SE Lerma, para la cual el CEV en dicha SE aportaría 56 MVAR a la red eléctrica.

Figura 9.4.17.7. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Sin Proyecto)

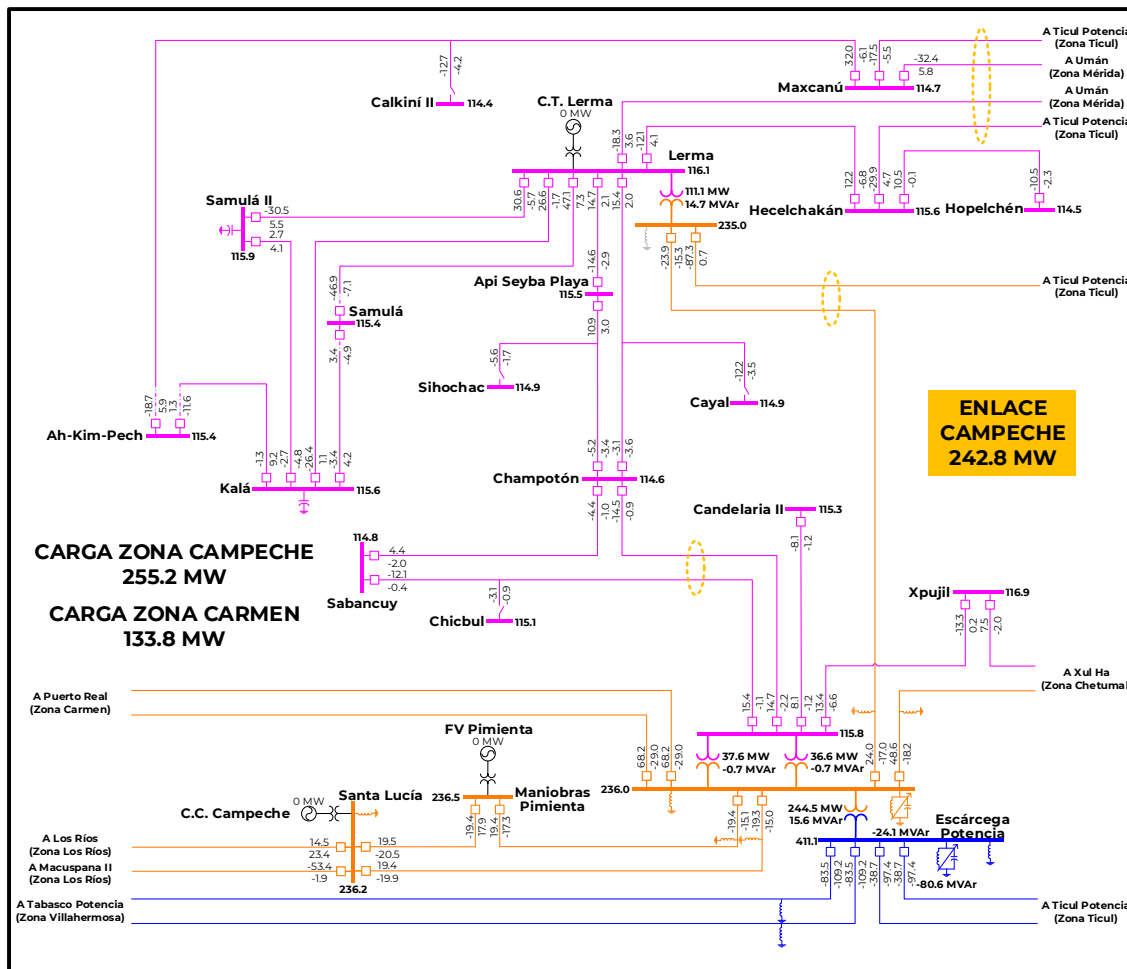


Figura 9.4.17.8. Condiciones operativas post-contingencia del banco de transformación en la SE Lerma previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Sin Proyecto)

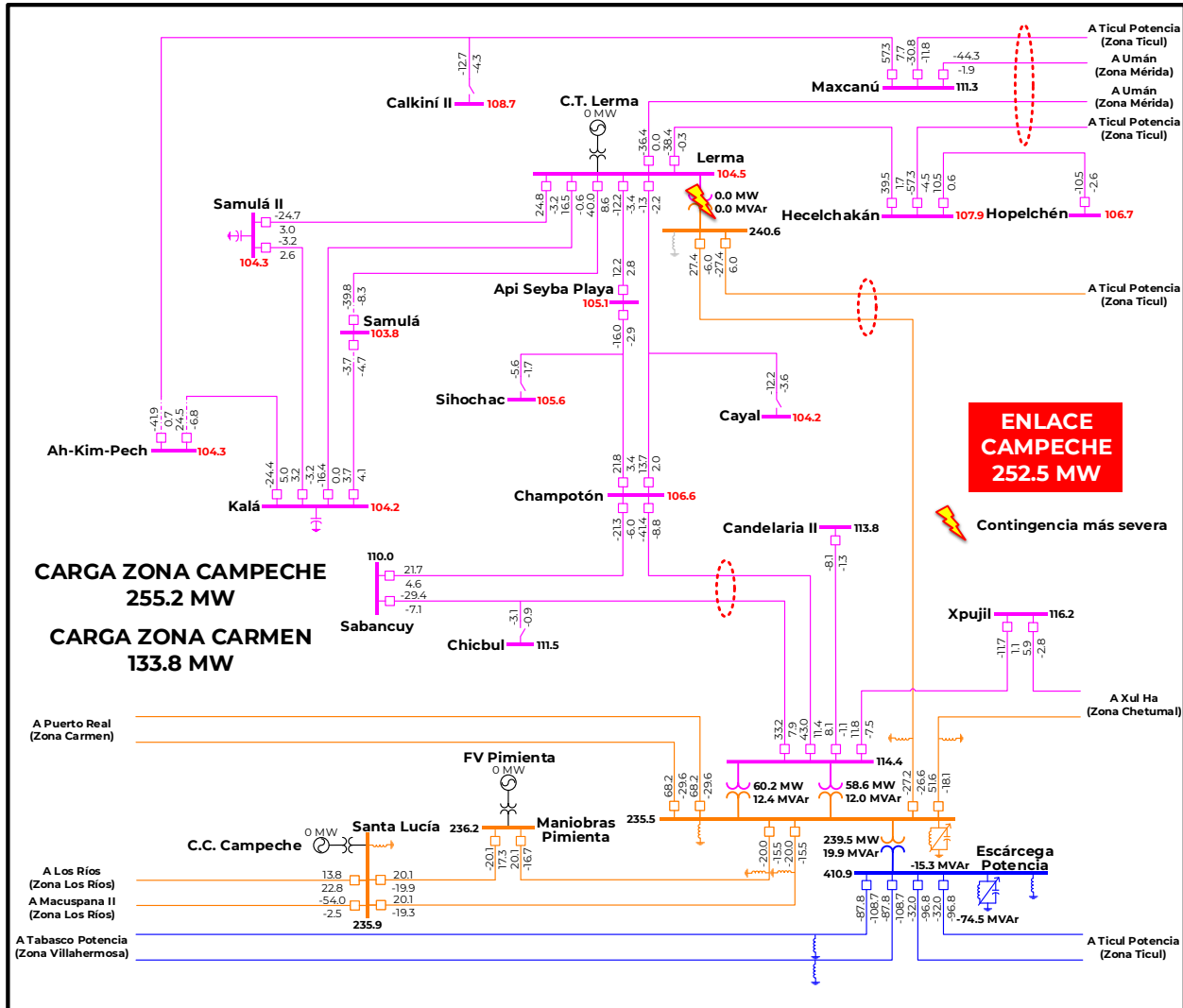


Figura 9.4.17.9. Condiciones operativas post-contingencia del banco de transformación en la SE Lerma previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Sin Proyecto y Corte de Carga)

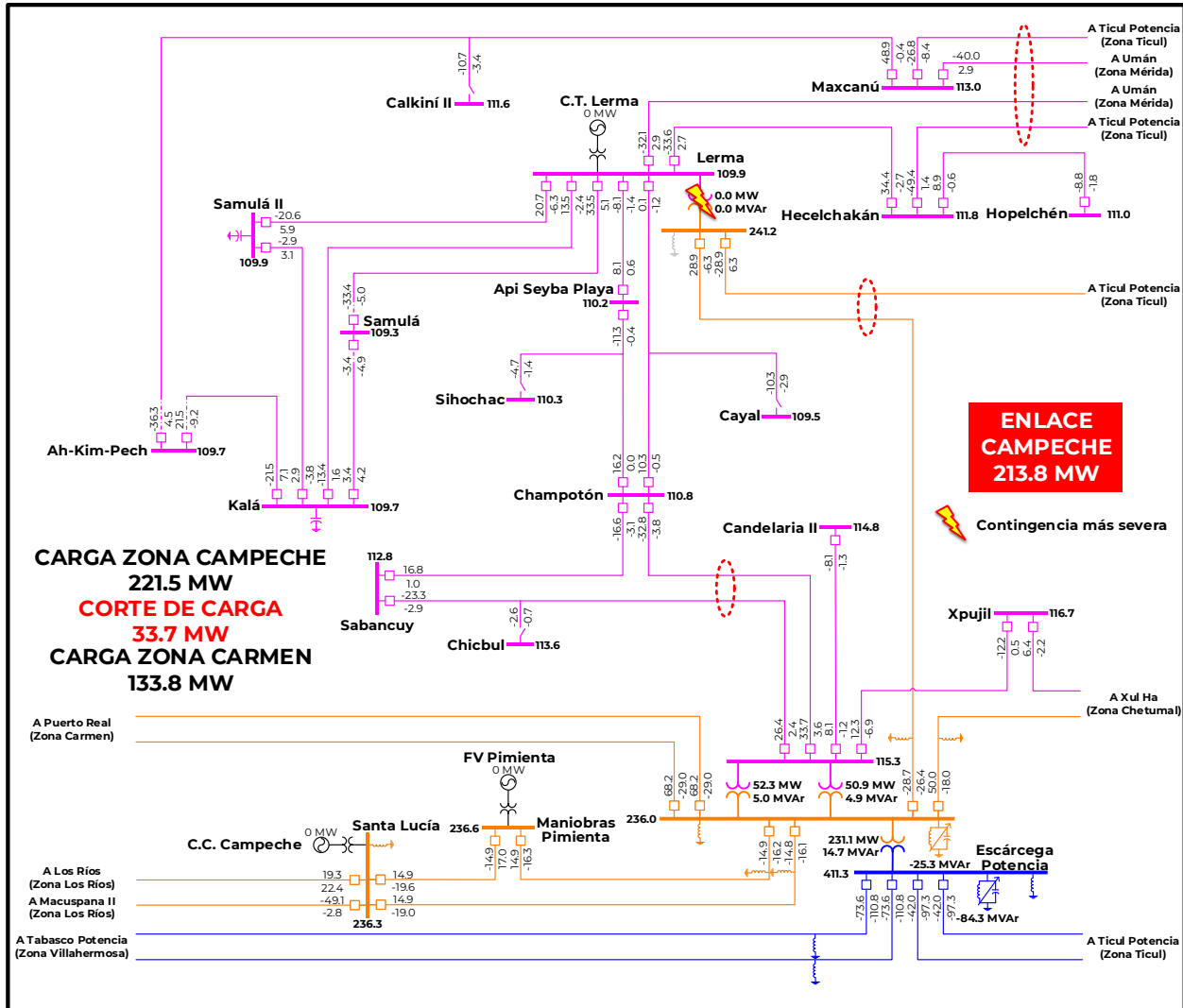


Figura 9.4.17.10. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Alternativa 1)

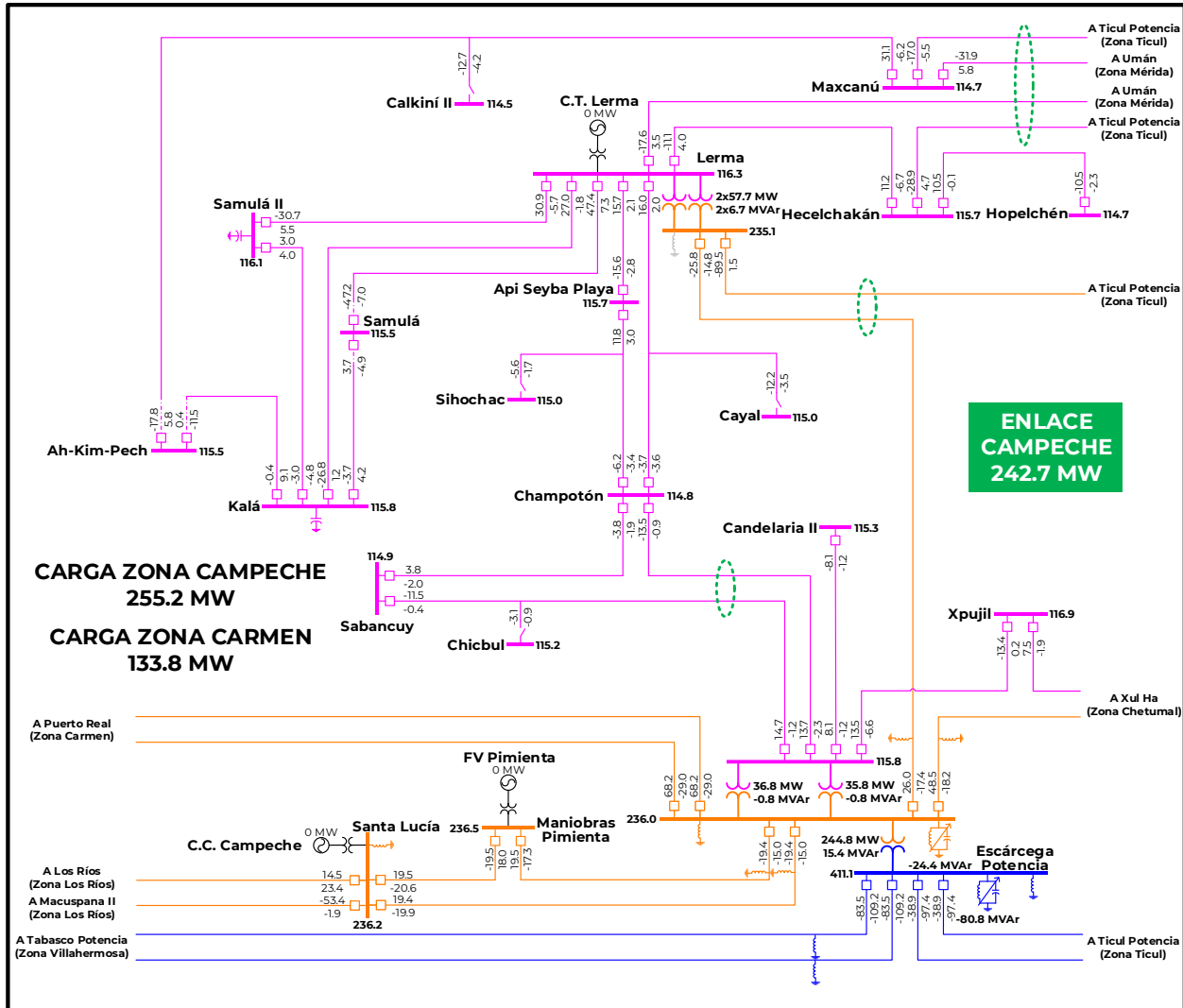


Figura 9.4.17.II. Condiciones operativas post-contingencia de la LT Lerma – Ticul Potencia previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Alternativa 1)

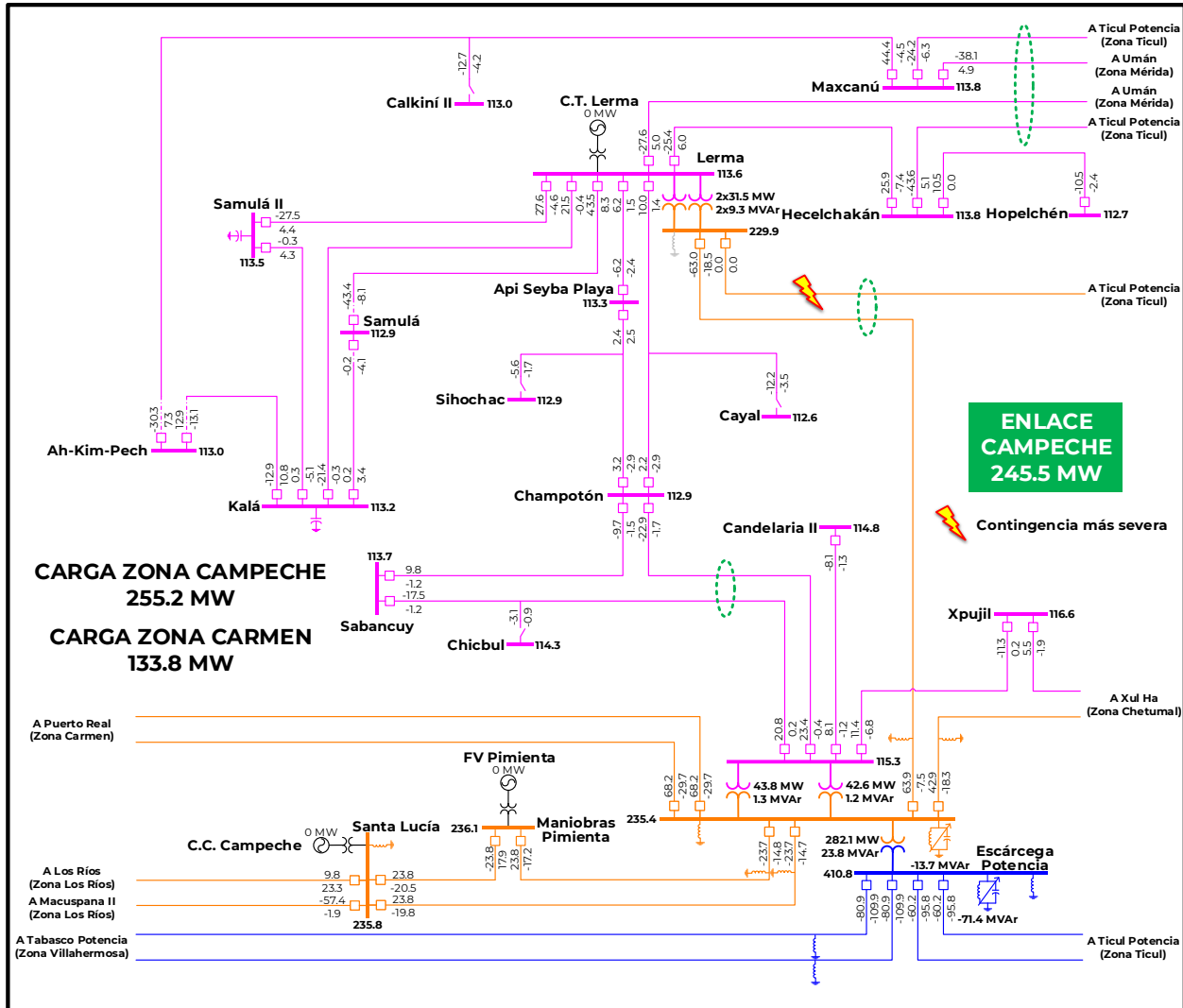


Figura 9.4.17.12. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Alternativa 2)

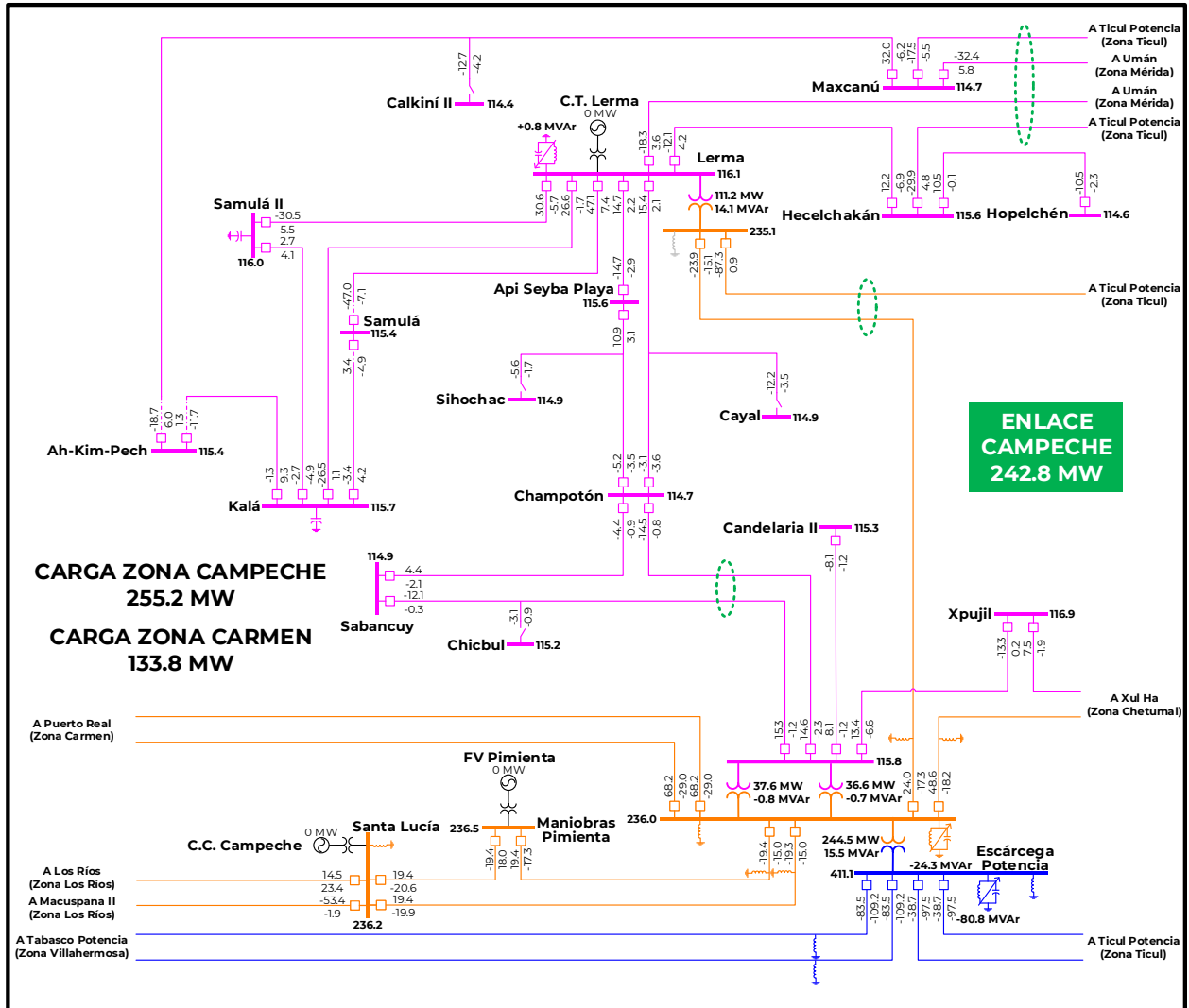
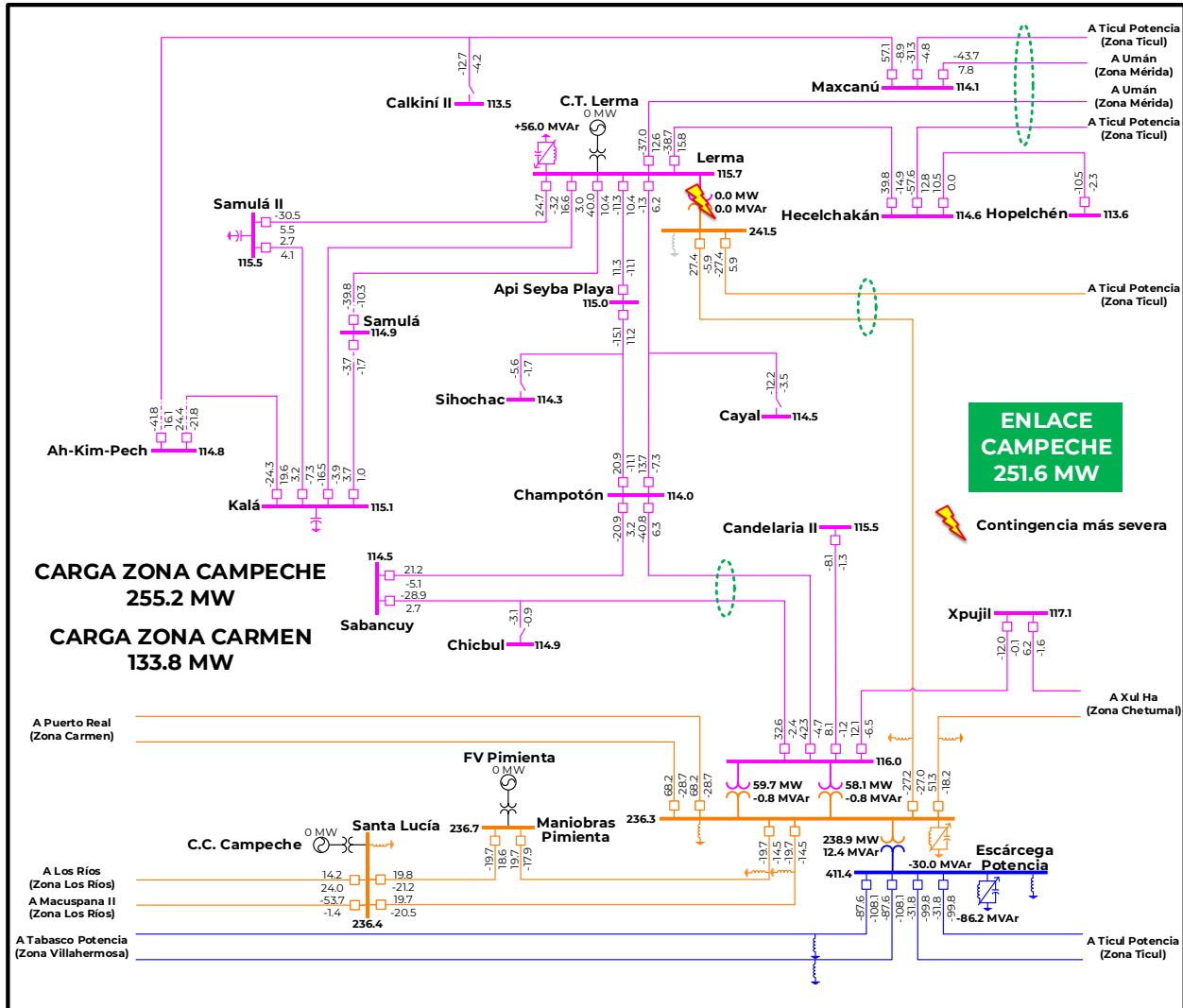




Figura 9.4.17.13. Condiciones operativas post-contingencia del banco de transformación en la SE Lerma previstas en el Enlace Campeche en 2025 (Alternativa 2)



En los cuadros 9.4.17.3 y 9.4.17.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas, las cuales fueron evaluadas mediante la metodología determinística de minimización de costos de producción y

energía no suministrada mediante el modelo PEGyT.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2 ya que presenta un menor costo de inversión.

Cuadro 9.4.17.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.7	29.5	18.6	48.8	7.5	41.3	6.52

Millones de USA \$ en VP 2023

Cuadro 9.4.17.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.7	29.5	18.6	48.8	12.1	36.7	4.03

Millones de USA \$ en VP 2023

#### Alternativa propuesta.

El cuadro 9.4.17.5 presenta el aumento en capacidad de transmisión del Enlace Campeche derivado de las alternativas evaluadas. La Alternativa 1 tiene un incremento de 101 MW, mientras que la

Alternativa 2 tiene una ganancia de 102 MW. Ambas alternativas permitirían suministrar la demanda de la zona de influencia hasta al menos 2031 sin requerir el despacho de generación de la C.T. Lerma.

Cuadro 9.4.17.5. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Enlace	Sin Proyecto	Alternativa 1	Alternativa 2
Enlace Campeche	203 MW	304 MW	305 MW

El cuadro 9.4.17.6 presenta un resumen de las principales características de

Confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 9.4.17.6. 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	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Mayor	Menor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	174.6	288.6
Relación Beneficio/Costo	6.52	4.03

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de

solución a la problemática de suministro de la demanda a largo plazo de la Zona Campeche.

## Gerencia de Control Regional Baja California

### P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana

#### Diagnóstico operativo.

El Sistema Interconectado Baja California (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 Río 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 LT de 230 kV y dos LT de 115 kV procedentes desde la SE Presidente Juárez, el segundo de la Central Eléctrica Baja California Tres (BJT) por medio de una LT de 230 kV y el tercero mediante una LT de 69 kV proveniente de SE La Herradura.

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 Central Eléctrica 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 Geotérmicas Cerro Prieto II y III y la Central Ciclo Combinado Mexicali y la importación de energía proveniente de Estados Unidos de América. El tercer punto de inyección de potencia se presenta en la SE Tijuana Uno mediante el enlace de interconexión Tijuana Uno – Otay Mesa, con la que se recibe o exporta energía de acuerdo con las condiciones operativas del SIBC.

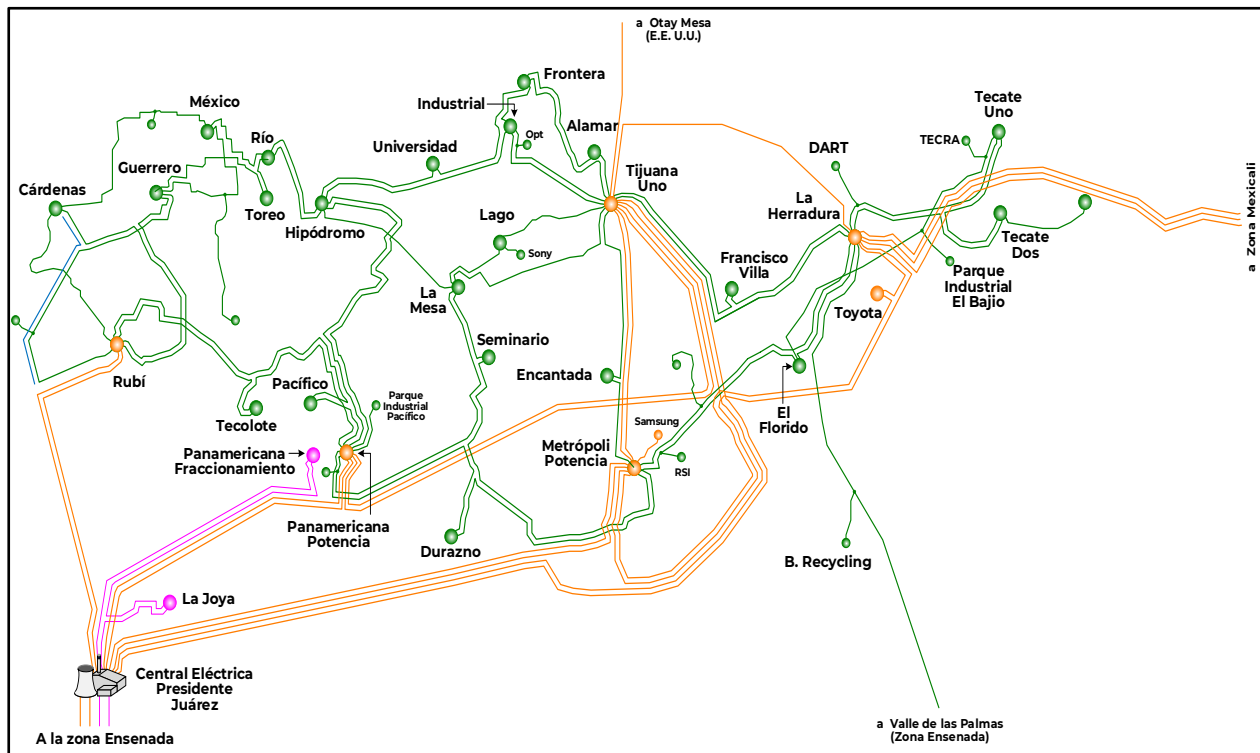
Las zonas Tijuana y Tecate, en 2020, en conjunto alcanzaron un valor de demanda integrado de 1,034 MW. La zona Tijuana está compuesta por nueve bancos de transformación de 230 kV a 69 kV con una capacidad total de 1,150 MVA por los cuales circula la energía para alimentar toda la carga de la ciudad de Tijuana y Tecate la cual se encuentra en un nivel de tensión de 69 kV o inferior.

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 SE de zona Tijuana y Tecate.

La SE Metrópoli Potencia, 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 9.4.18.1 se puede apreciar la infraestructura eléctrica de la zona Tijuana y Tecate en 2025.

Figura 9.4.18.1. Infraestructura eléctrica de la zona Tijuana y Tecate en 2025

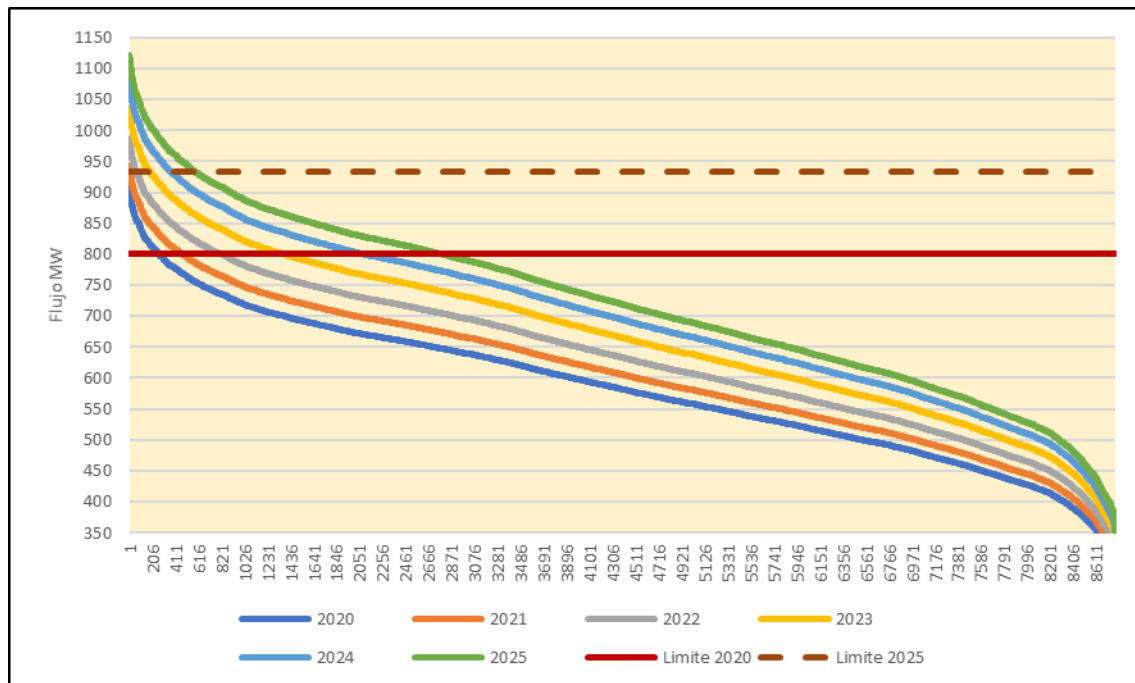


De 2016 a 2020, las zonas Tijuana y Tecate presentan un crecimiento promedio anual del 3.98% en su demanda de energía, lo cual agrava la problemática actual de capacidad de transformación y aunque se tiene contemplada la entrada en operación de nuevos bancos de transformación en las SE Panamericana Potencia y Tijuana Uno, se prevén nuevamente problemas de capacidad de transformación a partir de 2025, por tanto, se requiere incrementar la capacidad de transformación en la SE Metrópoli Potencia para atender el suministro de las zonas Tijuana y Tecate.

En la Figura 9.4.18.2 se muestra la curva de duración de carga de la trayectoria

230/69 kV, se observa que, con la infraestructura que se tiene actualmente se presentaría una sobrecarga en los bancos de transformación ante contingencia sencilla por más de 280 horas al año. Para los próximos años, con la entrada en operación de los proyectos de transformación instruidos con fecha de entrada en operación de 2023 se incrementará el límite de transmisión al interior de la zona Tijuana, sin embargo, el flujo por la trayectoria 230/69 kV se incrementará a través de los años de tal forma que para verano 2025 se tendrán más de 500 horas con una posible sobrecarga en los bancos de la SE Metrópoli Potencia ante contingencia sencilla.

Figura 9.4.18.2. Curvas de duración de carga en trayectoria 230/69 kV en la zona Tijuana



De los resultados de análisis de flujos de potencia y contingencias sencillas se identifican sobrecargas en los bancos de transformación en la SE Metrópoli Potencia. Por tanto, se requiere incrementar la capacidad de transformación para mantener la operación la red eléctrica de las zonas Tijuana y Tecate de manera segura y Confiable.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos alternativas para resolver la problemática en la capacidad de transformación en las zonas Tijuana y Tecate. En ambas alternativas se requiere previamente eliminar una limitación de transmisión de potencia por elementos serie de la LT Metrópoli Potencia – Seminario en 69 kV, por tanto, será necesario eliminar la restricción a 79 MVA para tener una capacidad de transmisión de 108 MVA.

Las alternativas consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Transformación:

- Un banco de transformación compuesto por 4 unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115/69 kV para la ampliación en capacidad de la SE Metrópoli Potencia. Operación inicial 230/69 kV.

#### Alternativa 2

Transformación:

- Dos bancos de transformación compuestos por 7 unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE Metrópoli Potencia, sustituyendo dos bancos de 100 MVA,

respectivamente. Operación inicial 230/69 kV.

#### Compensación:

- Un banco de capacitores de 30 MVar en la SE Hipódromo en 115 kV, operación inicial en 69 kV.
- Un banco de capacitores de 30 MVar en la SE Tijuana uno en 115 kV, operación inicial en 69 kV.
- Un banco de capacitores de 22.5 MVar en la SE Lago 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 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En las Figura 9.4.18.3 y 9.4.18.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas analizadas, en trazo punteado y sombreados color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.18.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

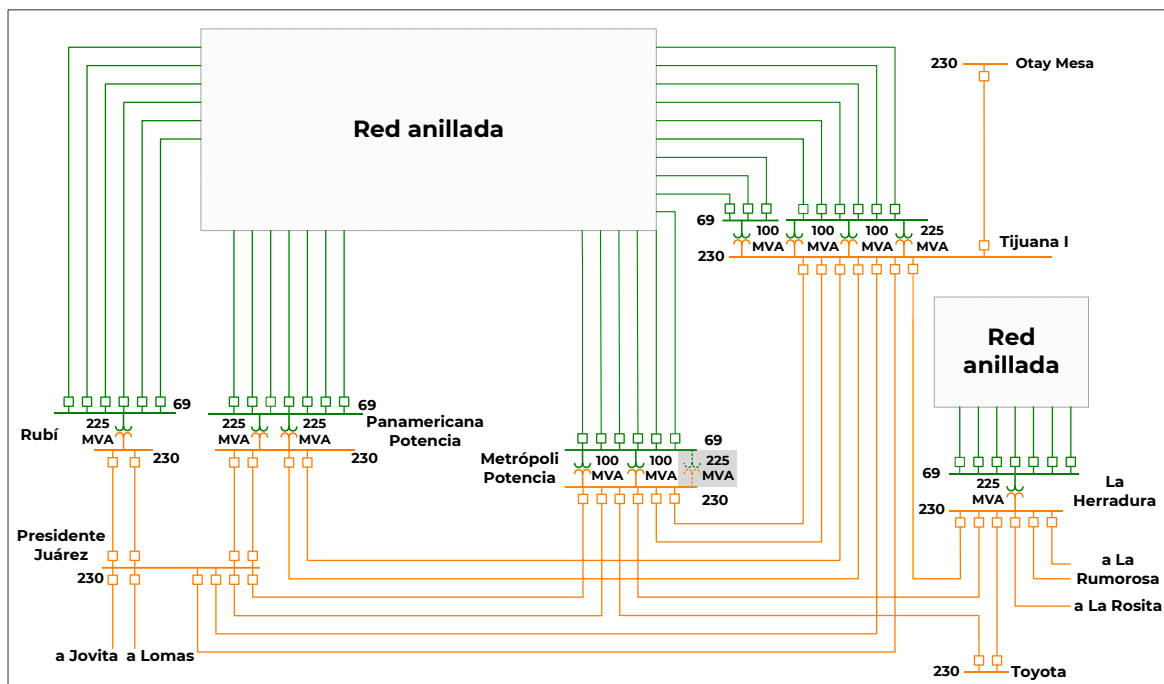
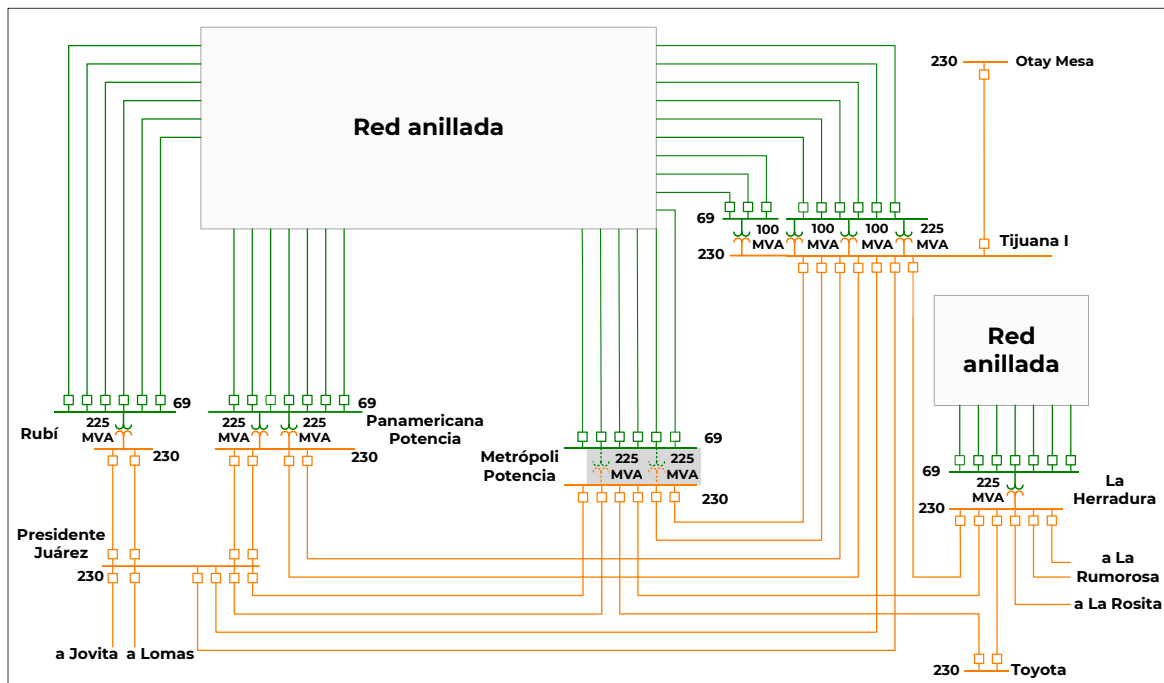


Figura 9.4.18.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **238.2 millones de pesos de 2020** (11.1 millones de dólares con una paridad de 21.4856).

Esta alternativa consta de un banco de transformación de 300 MVA y relación de transformación 230/115/69 kV con ubicación en la SE Metrópoli potencia.

El Cuadro 9.4.18.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 9.4.18.1. Obras de Transformación de la Alternativa 1.

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Metrópoli Potencia Banco 5 /1	4	AT	300.0	230/115/69	abr-25	abr-25	238.2
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				<b>238.2</b>

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **468.5 millones de pesos de 2020** (21.8 millones de dólares con una paridad de 21.4856).

Esta alternativa consiste en dos bancos de transformación con una capacidad total de 525 MVA y relación de transformación 230/115/69 kV, con

ubicación en la SE Metrópoli Potencia. Adicionalmente se consideran 3 bancos de capacitores en 115 kV, operación inicial en 69 kV con una capacidad total de 82.5 MVAR en la zona Tijuana.

Los Cuadros 9.4.18.2 y 9.4.18.3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 9.4.18.2. Obras de Transformación de la Alternativa 2**

Transformación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Metrópolis Potencia Banco 5 /1	4	AT	300.0	230/115/69	abr-25	abr-25	238.2
Metrópolis Potencia Banco 6 /1	3	AT	225.0	230/115/69	abr-25	abr-25	180.8
<b>Total</b>			<b>300.0</b>				<b>419.0</b>

AT. Autotransformador

1/ Operación Inicial 230/69 kV

**Cuadro 9.4.18.3. Obras de Compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tijuana Uno MVar /1	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	16.6
Hipódromo MVar /1	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	16.6
Lago MVar /1	Capacitor	115	22.5	abr-25	abr-25	16.4
<b>Total</b>			<b>82.5</b>			<b>49.5</b>

1/ Operación Inicial en 69 kV

### Indicadores técnicos y económicos

La Figura 9.4.18.5 muestra las condiciones operativas para el escenario de demanda de verano de 2025 en condiciones de red completa, con 1,145 MW en el área de influencia incluyendo Servicios Propios de las Centrales Eléctricas del área de influencia. Se aprecia que, en esta condición, los bancos de transformación de la SE Metrópoli Potencia presentan un flujo de potencia de alrededor del 90% de su capacidad. Ante la contingencia sencilla más severa que es el disparo de alguno de los bancos de transformación de la SE Metrópoli Potencia el banco paralelo llega a un flujo de potencia del 128% de su capacidad; lo cual se presenta en la Figura 9.4.18.6.

Adicionalmente, en la Figura 9.4.18.7 se muestra en la misma condición de contingencia que se requiere de un corte de carga de 75 MW, aproximadamente para evitar que el transformador restante en la SE

Metrópolis Potencia alcance una cargabilidad superior al 120 %.

Con las alternativas propuestas se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en las zonas de Tijuana y Tecate.

Las Figuras 9.4.18.8 y 9.4.18.9 muestran los escenarios de la Alternativa 1 en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla más severa, respectivamente. Para ambos escenarios se aprecia que no existen sobrecarga de ningún elemento de transmisión o transformación y los valores de niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites operativos permitidos.

De igual forma, las Figuras 9.4.18.10 y 9.4.18.11 muestran los mismos escenarios para la Alternativa 2. En ambos escenarios no existen sobrecargas en ningún elemento de transmisión, transformación o voltajes en SE fuera de rangos de operación permitidos.



Figura 9.4.18.5. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia en red completa (Sin Proyecto)

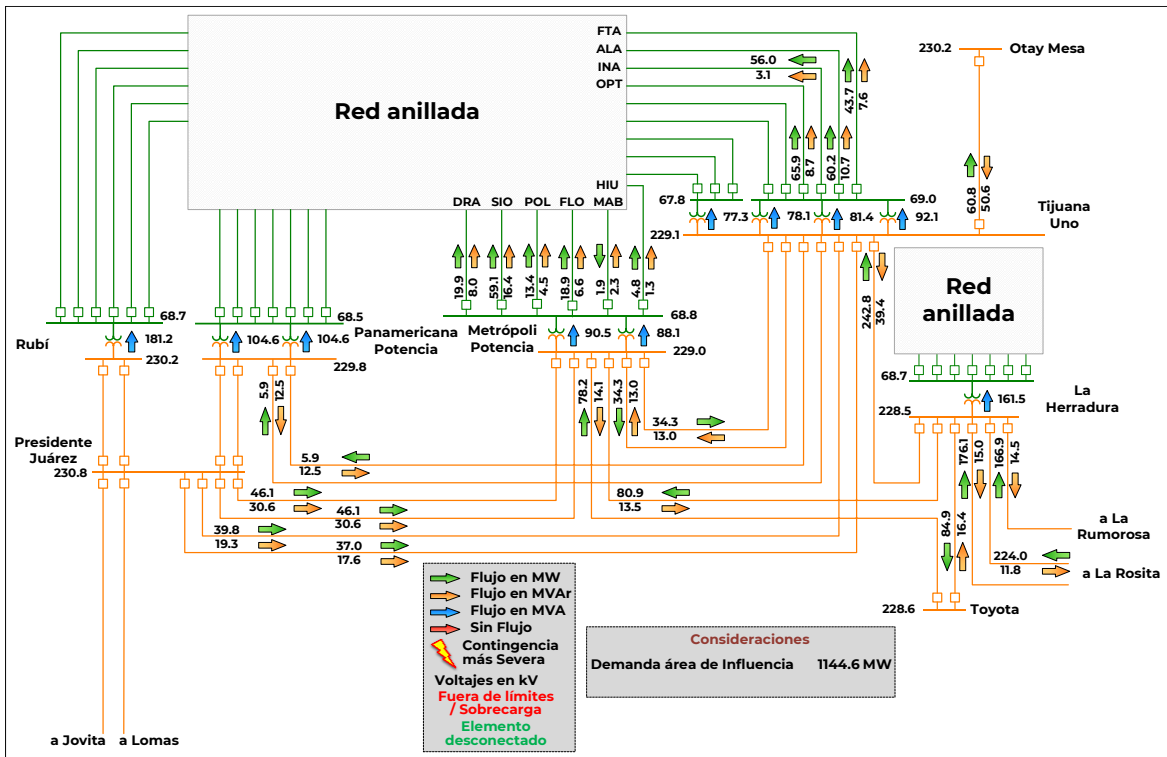


Figura 9.4.18.6. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante disparo de Metrópoli-T30 (Sin Proyecto)

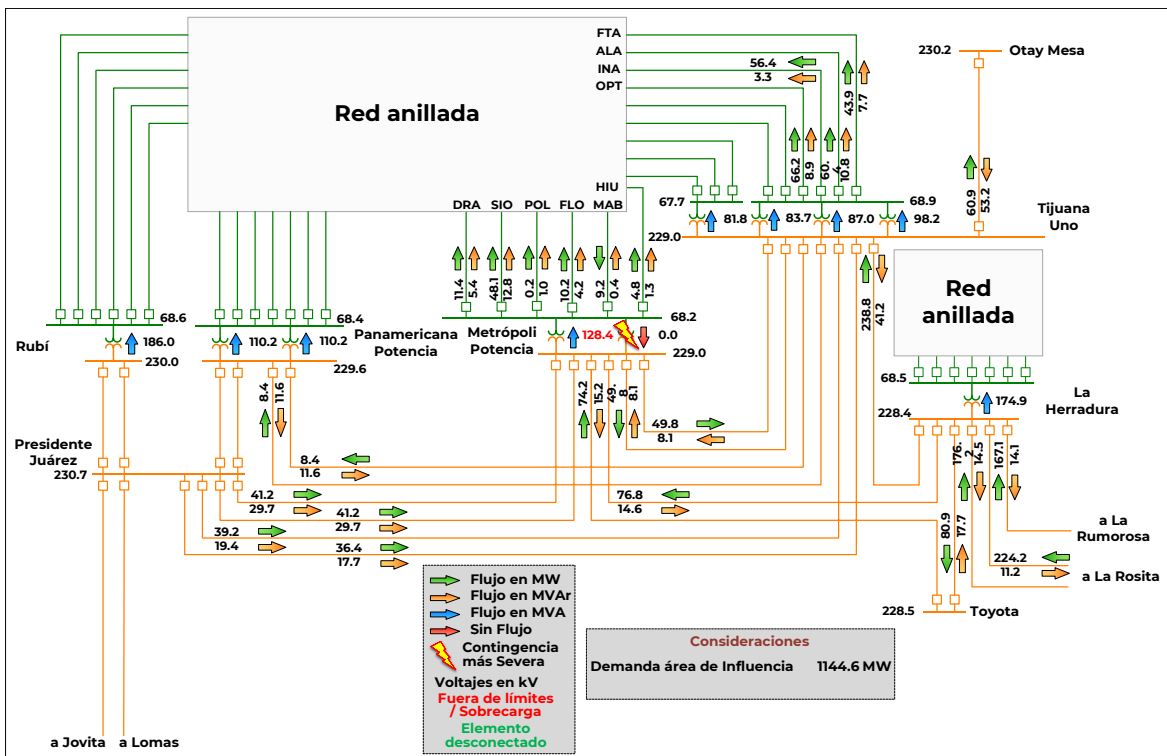


Figura 9.4.18.7. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante disparo de Metrópoli-T30 (Sin Proyecto y Corte de Carga)

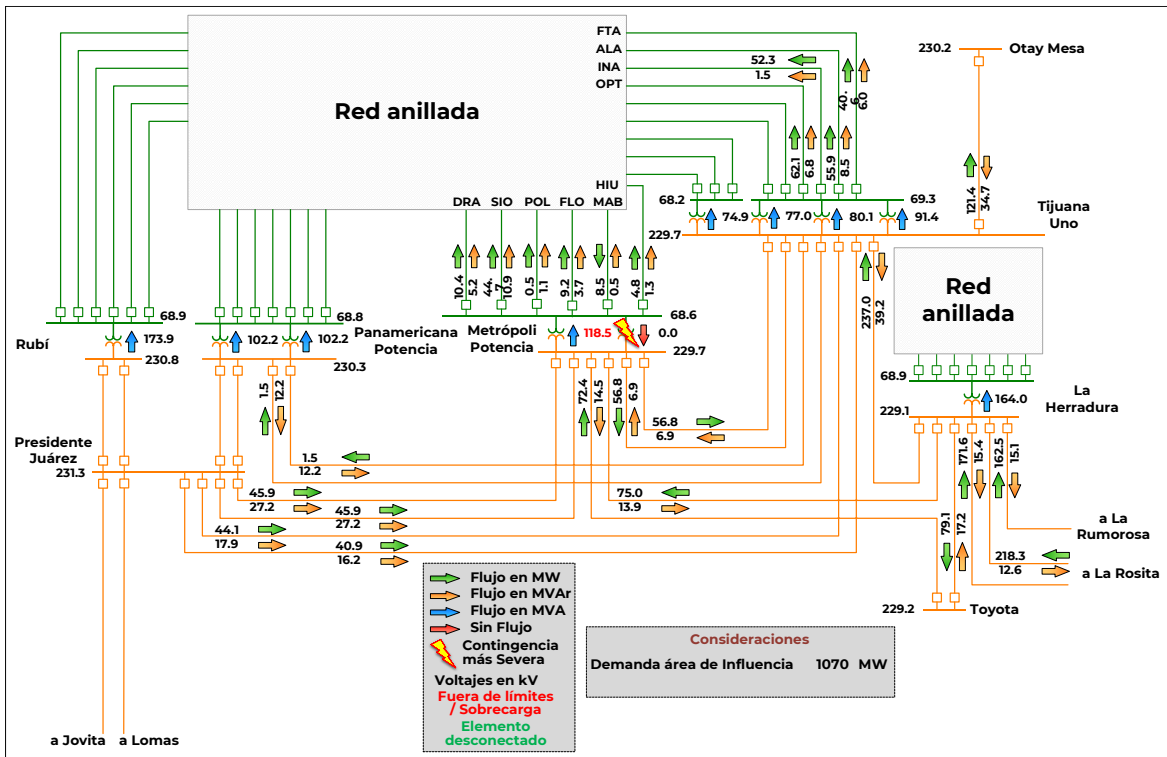


Figura 9.4.18.8. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia en red completa (Alternativa 1)

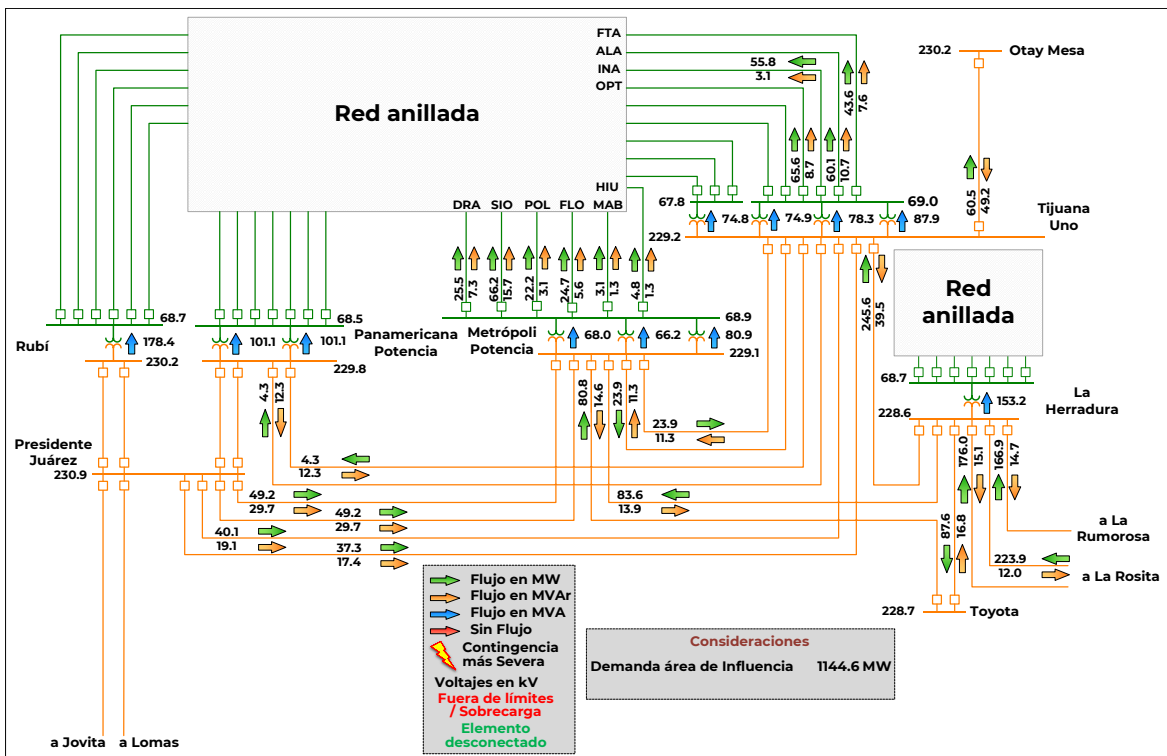


Figura 9.4.18.9. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante disparo de Metrópoli-TBC (Alternativa 1)

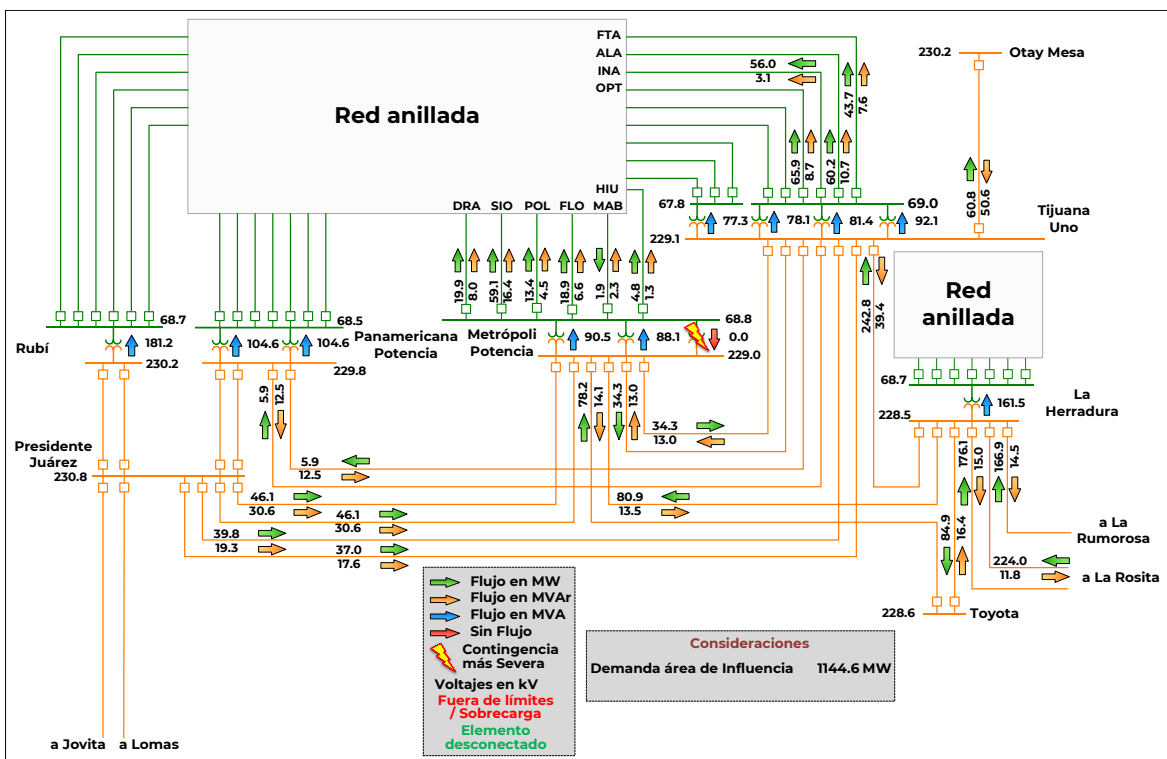


Figura 9.4.18.11. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia en red completa (Alternativa 2)

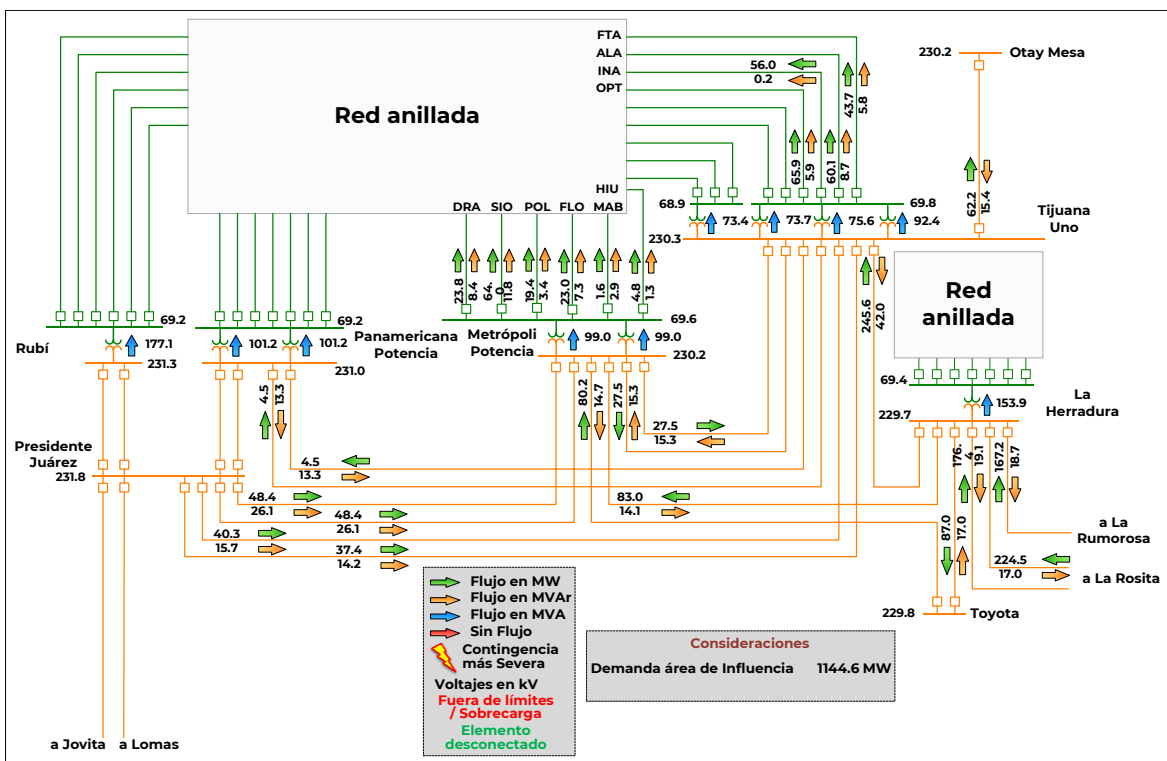
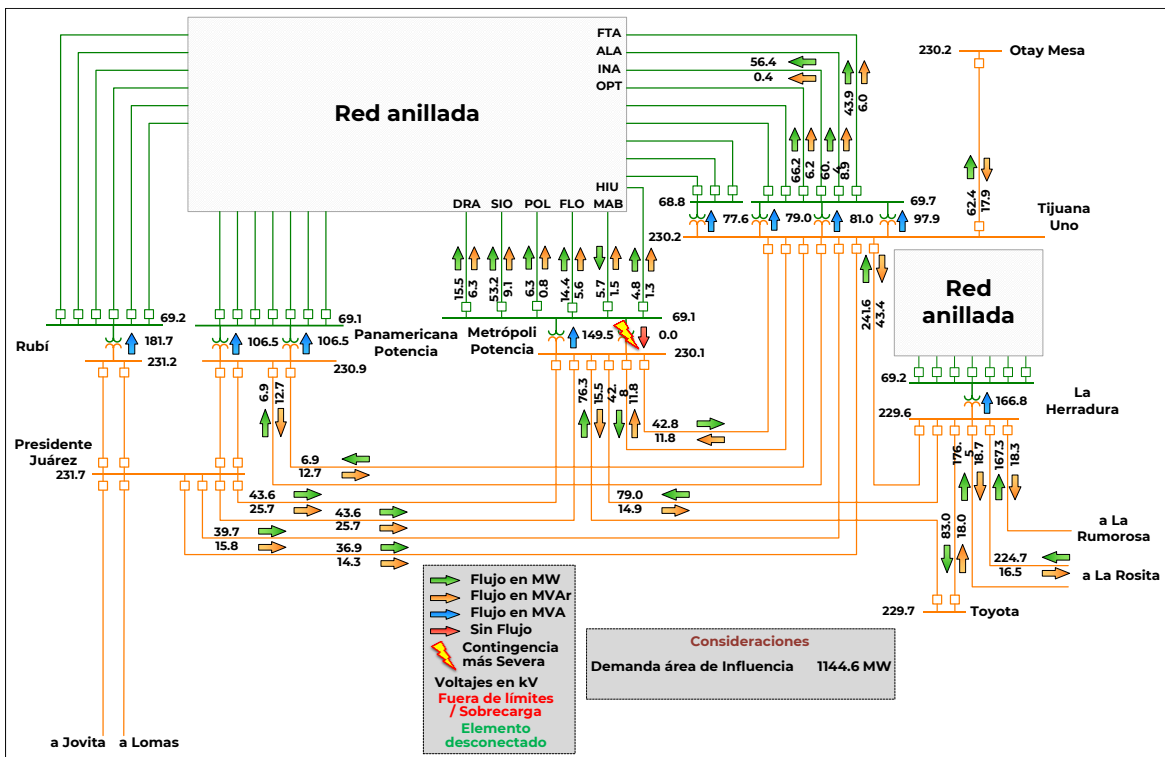


Figura 9.4.18.12. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante disparo de Metrópoli-TBC (Alternativa 2)



En los Cuadros 9.4.18.4 y 9.4.18.5 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.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación Beneficio-Costo superior a la Alternativa 2 ya que presenta un menor costo de inversión.

Cuadro 9.4.18.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
340.75	283.81	624.56	239.88	221.35	384.68	1.74

Cuadro 9.4.18.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
768.45	283.81	1,052.26	501.55	434.59	550.72	1.27

Alternativa propuesta.

El Cuadro 9.4.18.6 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas

propuestas y ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa. La Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación tanto en red completa como ante contingencia.

**Cuadro 9.4.18.6. Comparativa entre demandas de saturación**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,245 MW	1,070 MW
Alternativa 1	1,390 MW	1,390 MW
Alternativa 2	1,440 MW	1,440 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.4.18.7 presenta un resumen de las características principales de Confiabilidad para ambas alternativas

de solución a la problemática de transformación en la zona Tijuana y Tecate.

**Cuadro 9.4.18.7. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2021)	238.2	468.5
Relación Beneficio/Costo	1.74	1.27

Con base en los resultados de los estudios técnicos y económicos de rentabilidad se concluye que, la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática y

adicionalmente, se podrá incrementar la capacidad de transformación para atender el crecimiento de la demanda en el mediano plazo en dichas zonas.

## P21-BC2 Compensación capacitiva en la zona Tecate

### Diagnóstico operativo.

El SIBC está conformada por dos grandes regiones de carga; las zonas Valle y Costa. La primera comprende las ciudades de Mexicali en Baja California y San Luis Río Colorado en el estado de Sonora, mientras que la zona Costa comprende las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el reciente creado municipio de San Quintín.

Para atender el Suministro Eléctrico en la ciudad de Tecate se cuenta con tres LT en 69 kV, dos de ellas provenientes de la SE La Herradura hacia la SE Tecate Uno y Tecate Dos, respectivamente y la tercera proveniente de la SE El Florido hacia la SE Tecate Uno. Esta LT es muy antigua, con baja capacidad de transmisión y ha servido para proporcionar una alternativa de suministro en condiciones de emergencia o cuando ocurre una falla severa en la SE La Herradura que dejaría sin suministro eléctrico a la zona Tecate, por lo que es un enlace con baja Confiabilidad, pero de mucha utilidad ante situaciones de emergencia. Adicionalmente, se tiene interconectado en la barra de 34.5 kV de la SE Encinal, una Central Eólica denominada “Parque Eólico Rumorosa” con 10 MW de capacidad.

La zona Tecate únicamente cuenta con dos fuentes de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión en las SE del área de influencia dentro de límites operativos. En primera instancia se tiene un capacitor de 8.1 MVAR que, con el paso del tiempo, su capacidad ha ido disminuyendo hasta llegar a 7.29

MVAR en la actualidad, esta compensación reactiva capacitiva está instalada en la SE Tecate Dos en 69 Kv. la segunda fuente de potencia reactiva se obtiene mediante la Central Eólica Rumorosa, interconectada a la SE El Encinal, con capacidad de 3.2 MVAR, sin embargo, esta compensación es variable ya que depende de la disponibilidad del viento y por lo regular es muy bajo o nulo en temporada de verano. Sin embargo, proporciona una capacidad de potencia activa y reactiva durante los distintos escenarios de operación de acuerdo con las condiciones del viento.

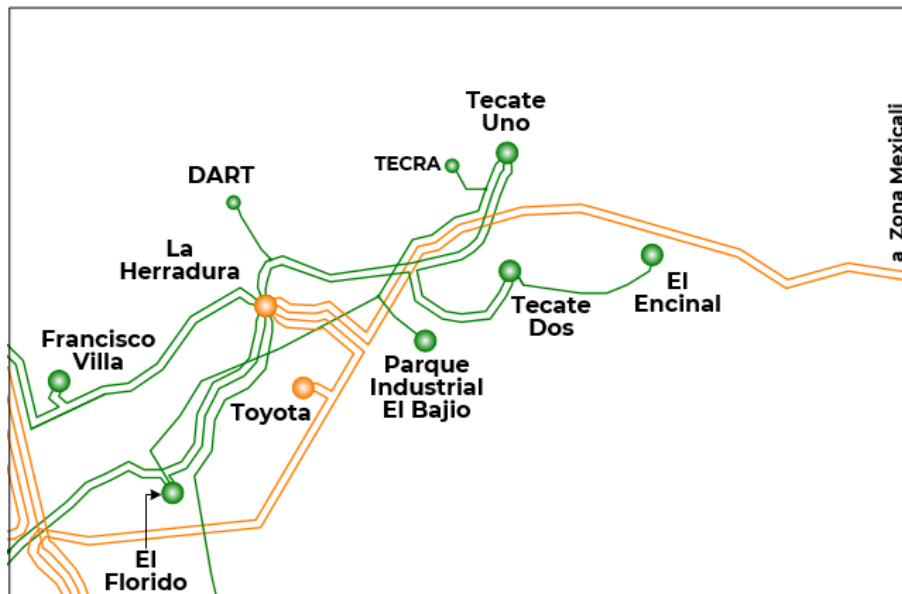
La Ciudad de Tecate mantiene un desarrollo industrial que representa el 25 % del total de la carga de zona Tecate. Además, se han desarrollado empresas maquiladoras y se vislumbran nuevos desarrollos en un futuro.

Las zonas Tijuana y Tecate, en 2020, registraron una demanda integrada de 1049 MW. La zona Tecate alcanzó un valor de 77 MW en ese mismo año.

El área de influencia del proyecto considera las siguientes SE: Tecate Uno, Tecate Dos, El Encinal y Centros de Carga industriales, así como una concentración de Centros de Carga dentro del Parque Industrial Bajío y un Usuario Final con altos requerimientos de demanda, que es DART.

En la Figura 9.4.19.1 se puede apreciar la infraestructura eléctrica de la zona Tecate en 2025.

Figura 9.4.19.1. Diagrama simplificado de la Infraestructura eléctrica de la zona Tecate en 2025



Durante la temporada de verano, en condiciones de red completa y con la infraestructura eléctrica de la zona Tecate, se presentaron voltajes de 67 kV en las SE Tecate Uno, Tecate Dos y El Encinal, lo cual representa una caída de tensión del 3% (0.97 pu), sin embargo, en la red eléctrica de media tensión (13.8 kV), en las SE Tecate Uno y Tecate Dos, se presentaron valores de 13.2 kV, lo que representa una caída del 5% (0.95 pu). Por consiguiente, en caso de contingencia sencilla se estaría operando con voltajes inferiores a 0.95 pu en las SE de la zona Tecate, requiriéndose la activación del Esquema de Protección de Sistema con afectación de carga en la SE Tecate Uno.

En la actualidad, se presenta un auge en el crecimiento de la demanda residencial, adicionalmente, se reciben nuevas solicitudes de conexión de Centros de Carga, así como incrementos de carga en industrias ya instaladas y que requieren aumentar el suministro motivado por la ampliación de sus procesos industriales, sin embargo, la insuficiente infraestructura

para satisfacer la demanda en la zona Tecate conlleva a que los perfiles de voltaje en la zona no se mantengan dentro de rangos de operación permitidos, 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.

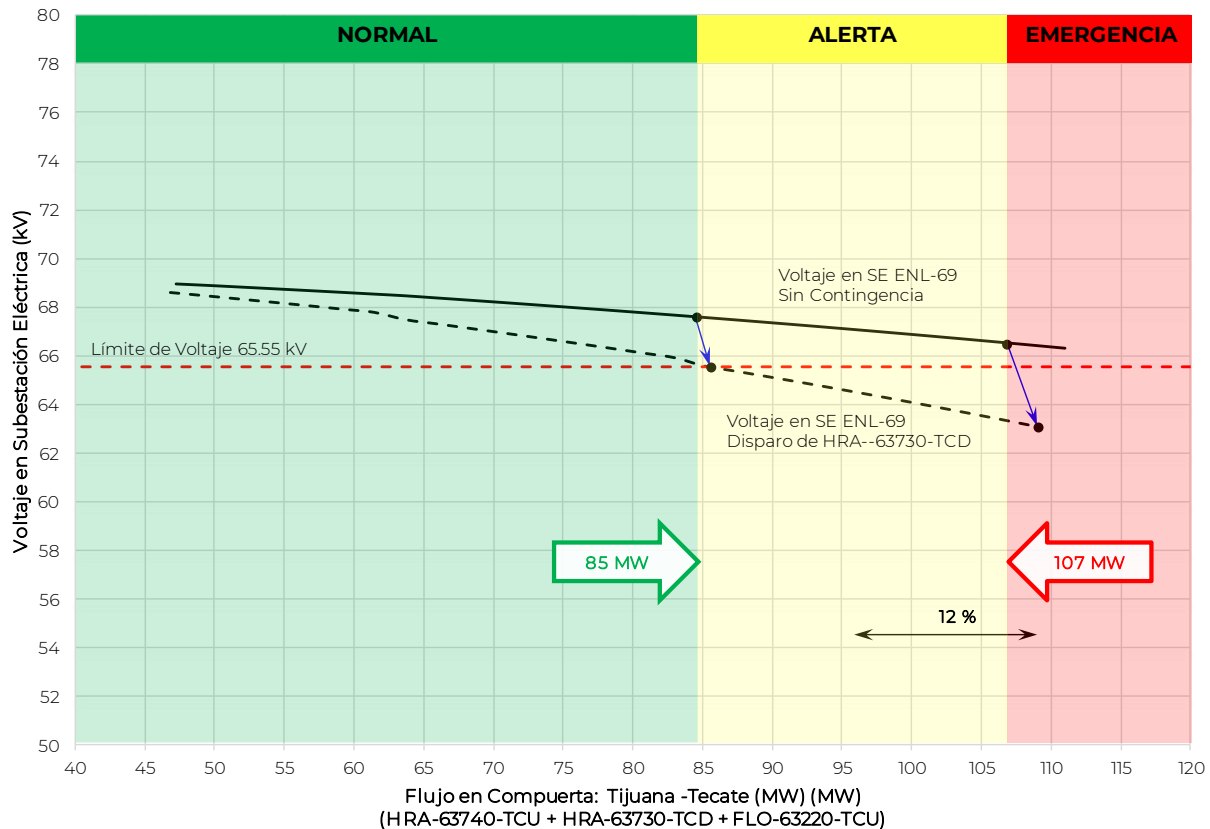
La Figura 9.4.19.2, muestra la curva característica Potencia-Voltaje (P-V), monitoreándose el voltaje en la SE más débil, así como el flujo en la trayectoria Tijuana – Tecate conformada por las siguientes LT:

- Herradura – 63740 – Tecate Uno.
- Herradura – 63730 – Tecate Dos.
- El Florido – 63220 – Tecate Uno.

Se aprecia que, la Contingencia Sencilla más Severa (CSS), es la salida de LT de la SE La Herradura hacia la derivación a la SE DART en 69 kV. Adicionalmente se observa que, el límite de transmisión, en la trayectoria Tijuana – Tecate, para mantener el voltaje dentro de límites

operativos en las SE del área de influencia es de 85 MW.

Figura 9.4.192. Curva característica P-V en SE Tecate Uno con Trayectoria Tijuana-Tecate (Sin Proyecto)



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada.

Se han identificado dos alternativas para resolver la problemática de voltaje en las SE de la zona Tecate; las alternativas consisten en las siguientes obras:

#### Alternativa 1

Compensación:

- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en la SE Tecate Uno. Toda la infraestructura de conexión será en 115 kV. La operación inicial será en 69 kV.

#### Alternativa 2

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica con una capacidad de +20/0 MVar. Toda la infraestructura de conexión será en 115 kV. La operación inicial será en 69 kV.

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 2025.



En las Figuras 9.4.19.3 y 9.4.19.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de las alternativas analizadas, en trazo punteado y

sombreados color gris se indican las obras propuestas.

Figura 9.4.19.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

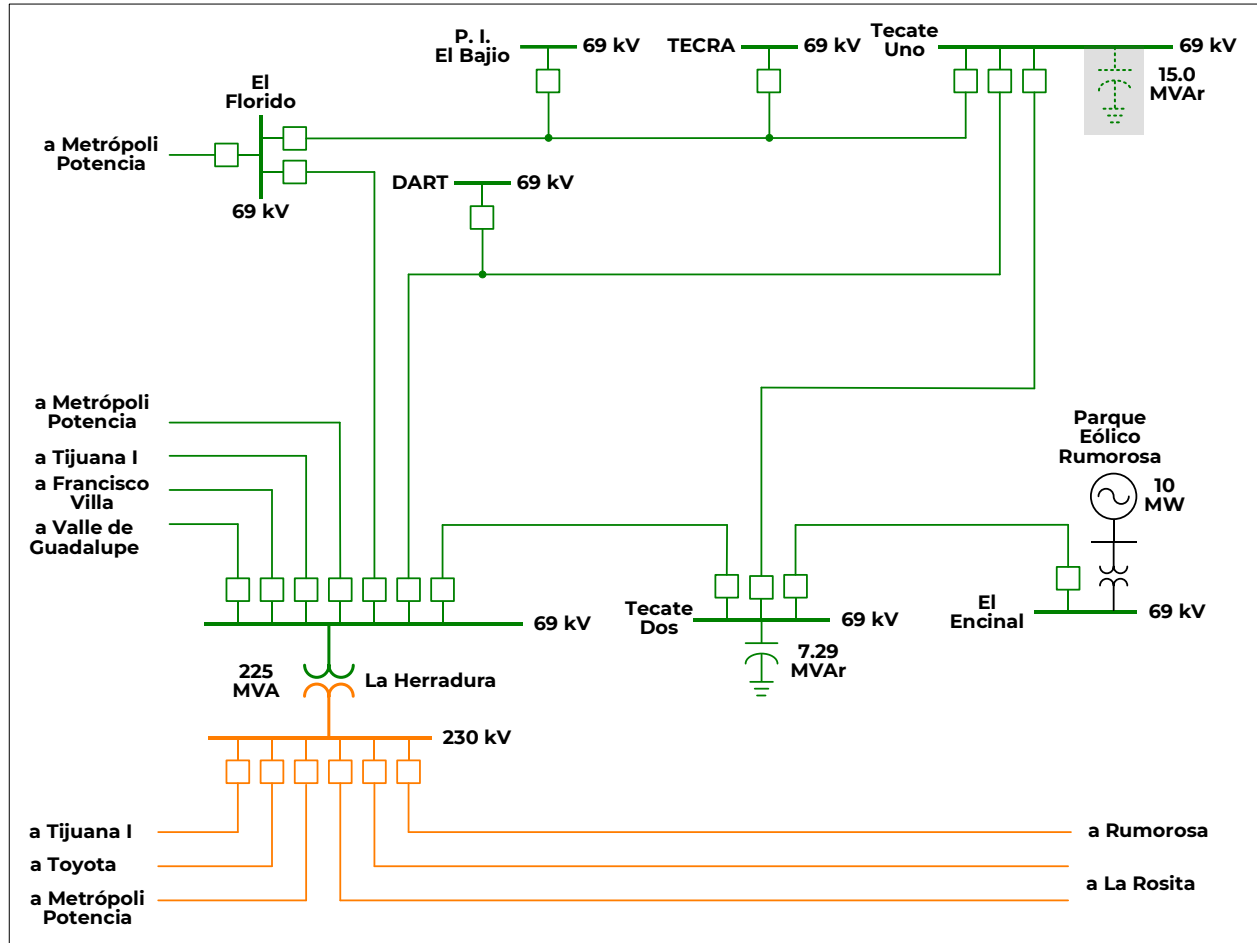
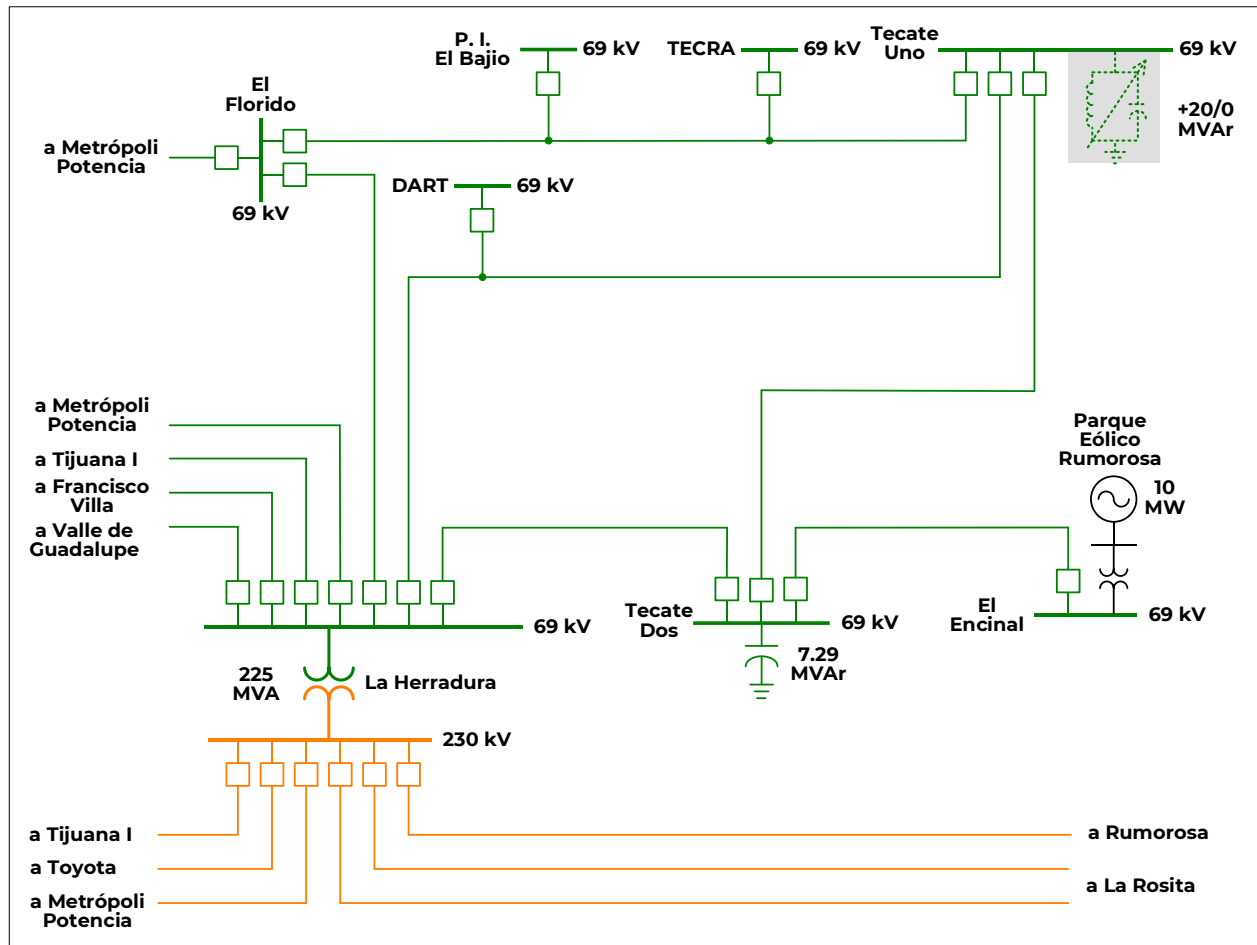


Figura 9.4.19.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **15.9 millones de pesos** (0.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Esta alternativa consta de un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en la SE Tecate Uno, con infraestructura de conexión y desconexión en el nivel de 115 kV. La operación inicial del proyecto será en 69 kV.

El Cuadro 9.4.19.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su costo de inversión.

Cuadro 9.4.19.1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tecate Uno MVAR /1	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25	15.9
<b>Total</b>			<b>15.0</b>			<b>15.9</b>

1/ Operación Inicial en 69 kV

La Alternativa 2 tiene un costo de **49.6 millones de pesos**, (2.3 millones de

dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta Alternativa

consiste en agregar compensación dinámica en la SE Tecate Uno. La infraestructura de conexión desconexión estará aislada a 115 kV. La operación inicial del proyecto será en 69 kV.

El Cuadro 9.4.19.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

**Cuadro 9.4.19.2. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Compensación Dinámica Tecate Uno /1	Compensación Dinámica	115	0 (Ind.) / 20 (Cap.)	abr-25	abr-25	49.6
<b>Total</b>			<b>20.0</b>			<b>49.6</b>

Ind. Inductivo  
Cap. Capacitivo  
1/ Operación Inicial en 69 kV

#### Indicadores técnicos y económicos.

Con las alternativas propuestas se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad de Suministro Eléctrico en la zona Tecate.

La Figura 9.4.19.5 muestra las condiciones operativas para el escenario de demanda de verano de 2025 en condiciones de red completa, con 87.9 MW en la zona Tecate, se aprecia que los voltajes en las SE de la zona presentan bajos voltajes, pero superiores a 0.95 pu.

Ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa del disparo de la LT La Herradura – Tecate Dos, en 69 kV, los voltajes caen a valores por debajo de

límites operativos. Dicho comportamiento de la red eléctrica de la zona para esta condición de operación se muestra en la Figura 9.4.19.6.

Debido a los bajos voltajes que se presentan ante la contingencia descrita, es necesario aplicar EAR. Para este caso el corte de carga es de 1.5 MW, aproximadamente llegando a una demanda de saturación en la zona Tecate de 86.5 MW. En la Figura 9.4.19.7 se muestra el comportamiento de este escenario en donde se aprecia que el voltaje en la SE El Encinal en 69 kV se encuentra en el límite operativo.

Figura 9.4.19.5. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

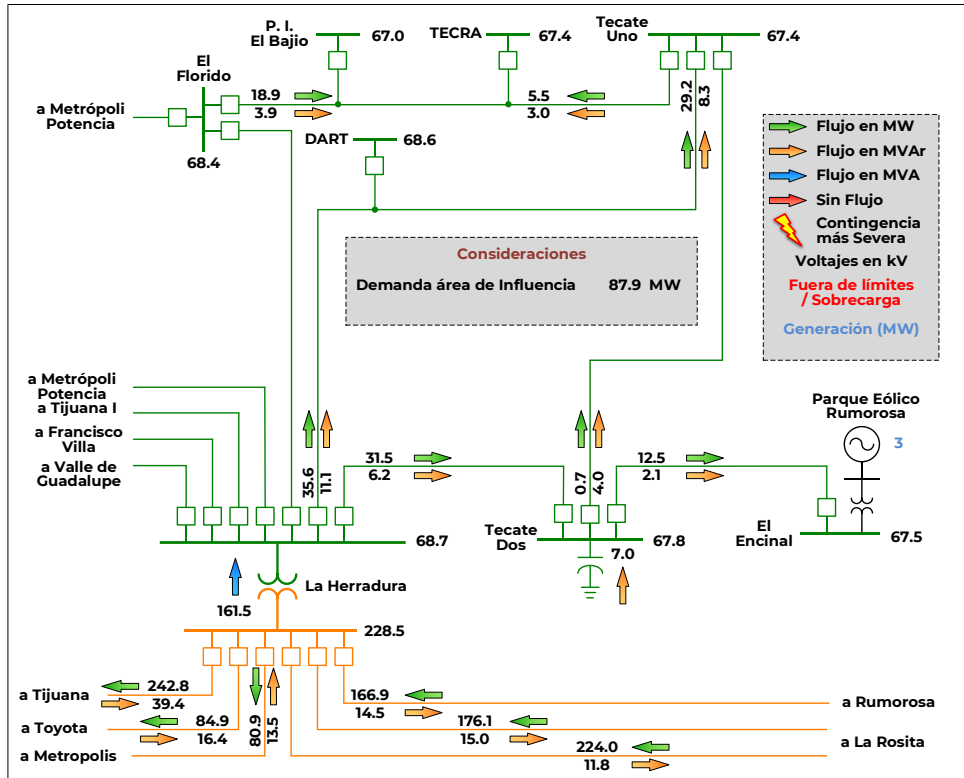


Figura 9.4.19.6. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa (Sin proyecto)

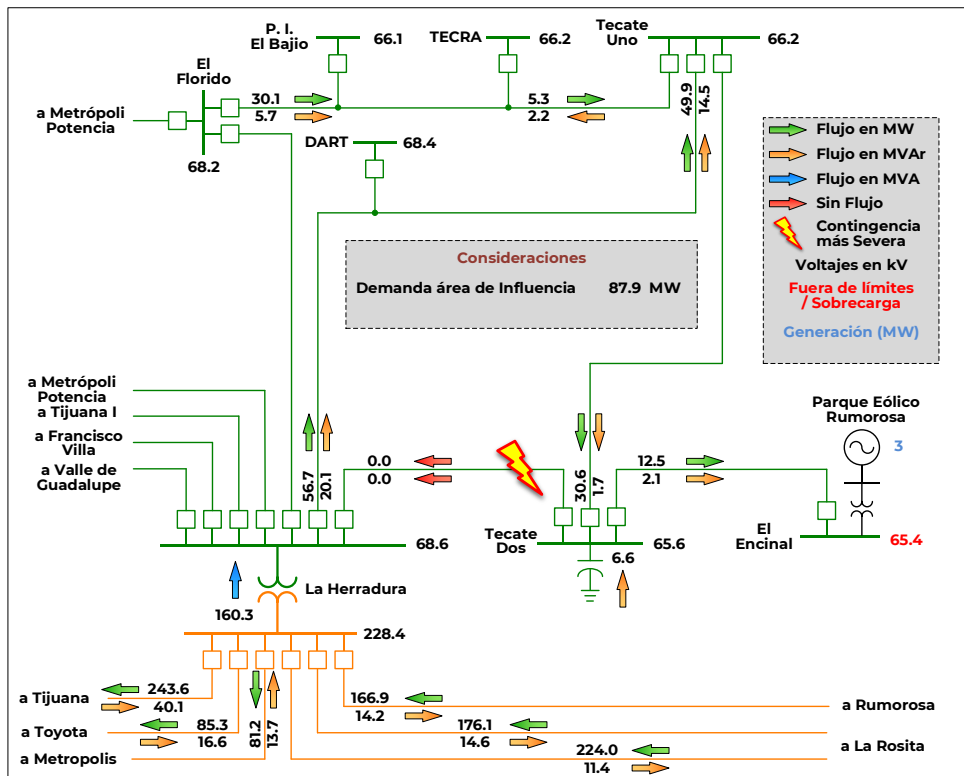
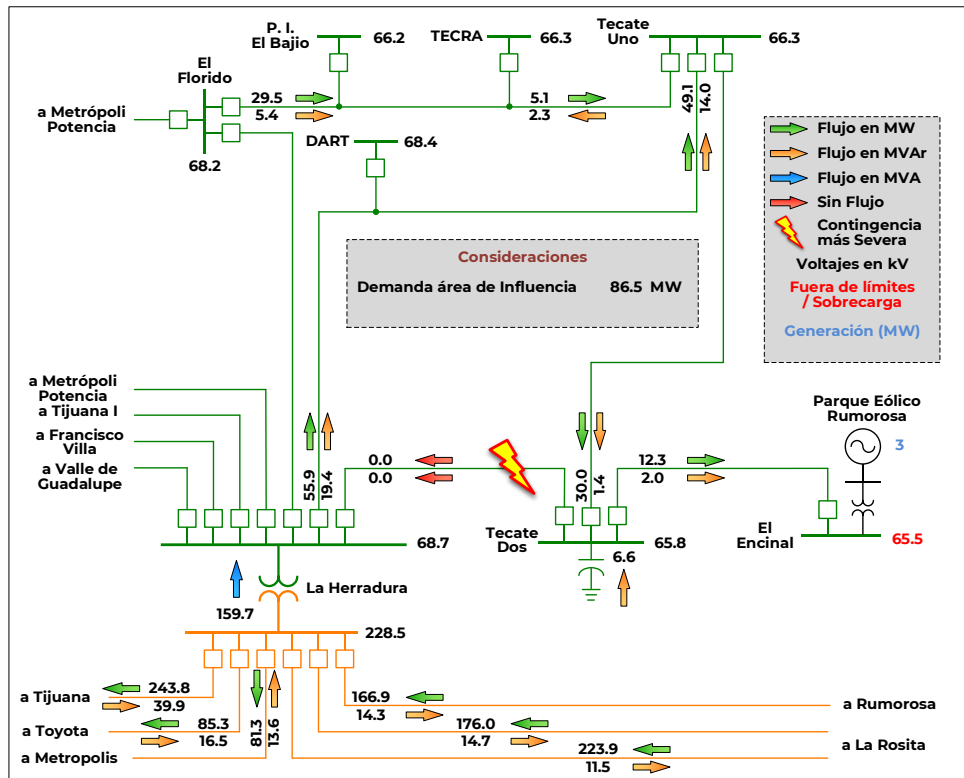


Figura 9.4.19.7. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa (Sin proyecto y con corte de carga)



Las Figuras 9.4.19.8 y 9.4.19.9 muestran los escenarios de la Alternativa 1 en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla más severa, respectivamente. Se aprecia que, ningún elemento de transmisión, transformación o voltajes en SE presentan magnitudes fuera de límites operativos.

En la Figura 9.4.19.10 se muestra la curva característica P-V para el escenario con la Alternativa 1. Se aprecia que el límite de transmisión de la trayectoria Tijuana – Tecate se incrementa a 97 MW, siendo la restricción en la SE El Encinal.

Figura 9.4.19.8. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

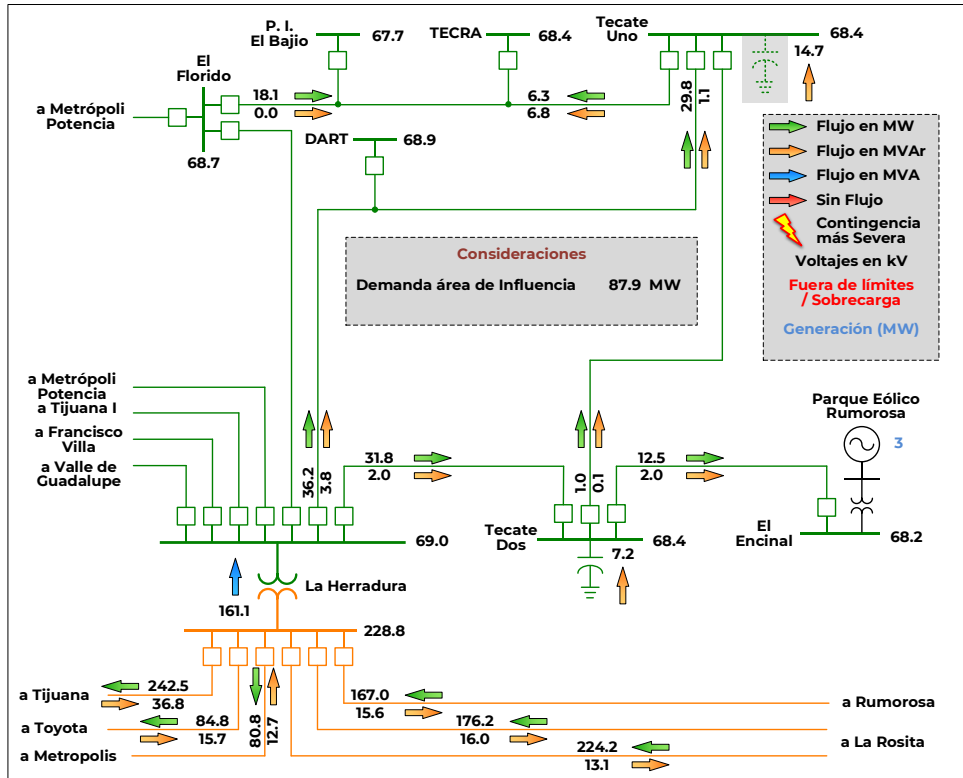


Figura 9.4.19.9. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa (Alternativa 1)

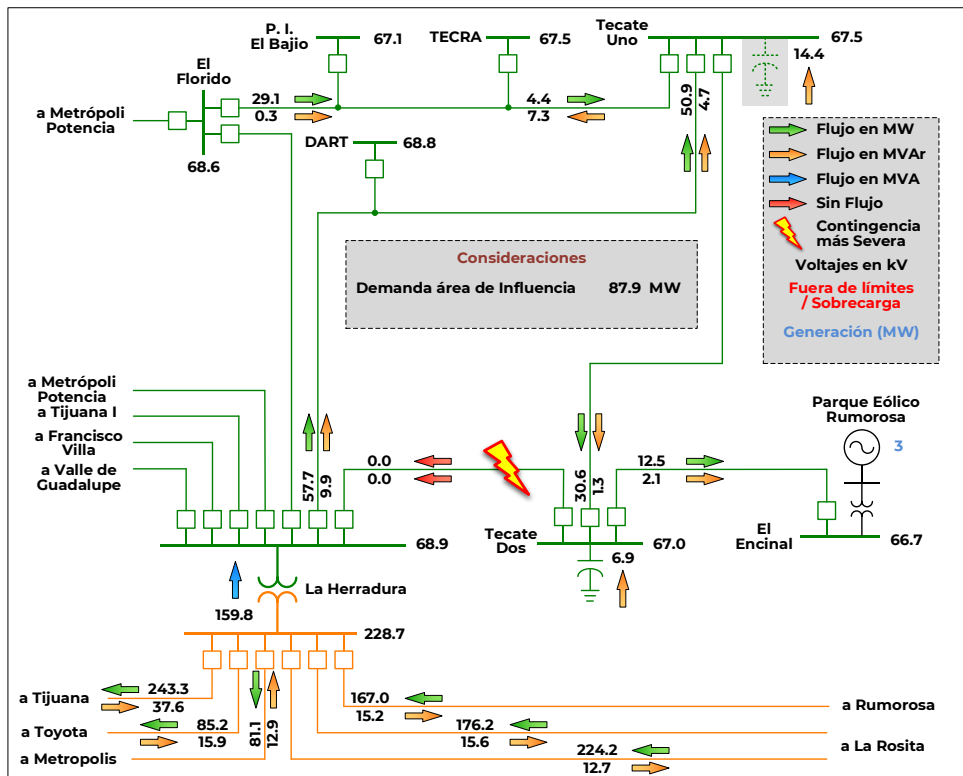
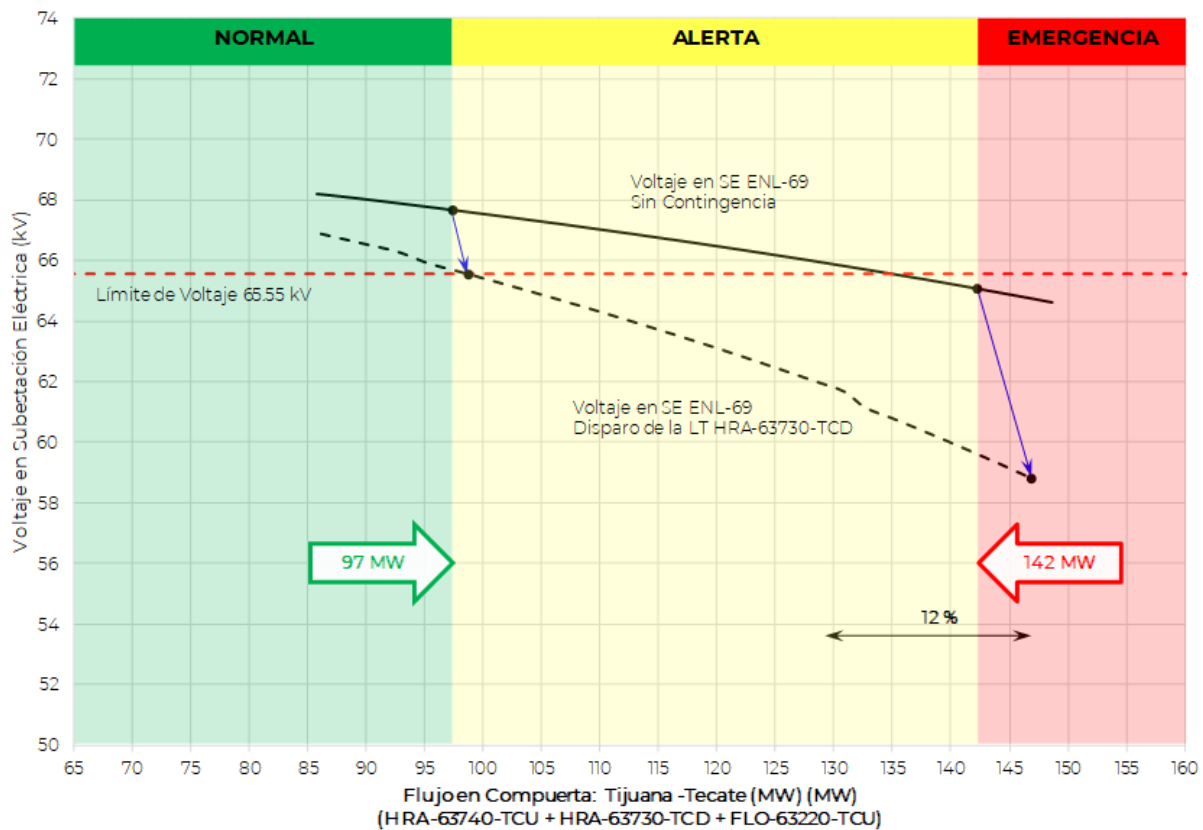


Figura 9.4.19.10. Curva característica P-V en SE El Encinal con Trayectoria Tijuana-Tecate (Alternativa 1)



Las Figuras 9.4.19.11 y 9.4.19.12 muestran los escenarios de la Alternativa 2 en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla más severa, respectivamente. Se aprecia que, ningún elemento de transmisión, transformación o voltajes en SE presentan magnitudes fuera de límites operativos.

En la Figura 9.4.19.13 se muestra la curva característica P-V para el escenario con la Alternativa 2. Se aprecia que el límite de transmisión de la trayectoria Tijuana – Tecate se incrementa a 102 MW, siendo la restricción en la SE El Encinal.

Figura 9.4.19.11. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

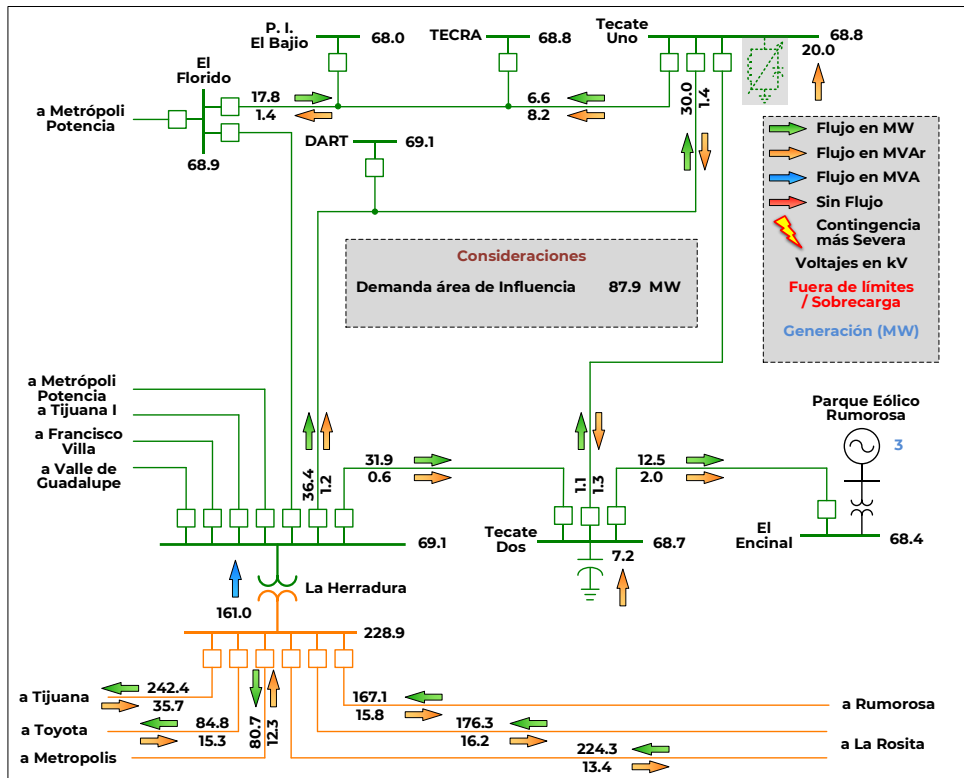


Figura 9.4.19.12. Escenario de demanda máxima de 2025 en el área de influencia ante la contingencia sencilla más severa (Alternativa 2)

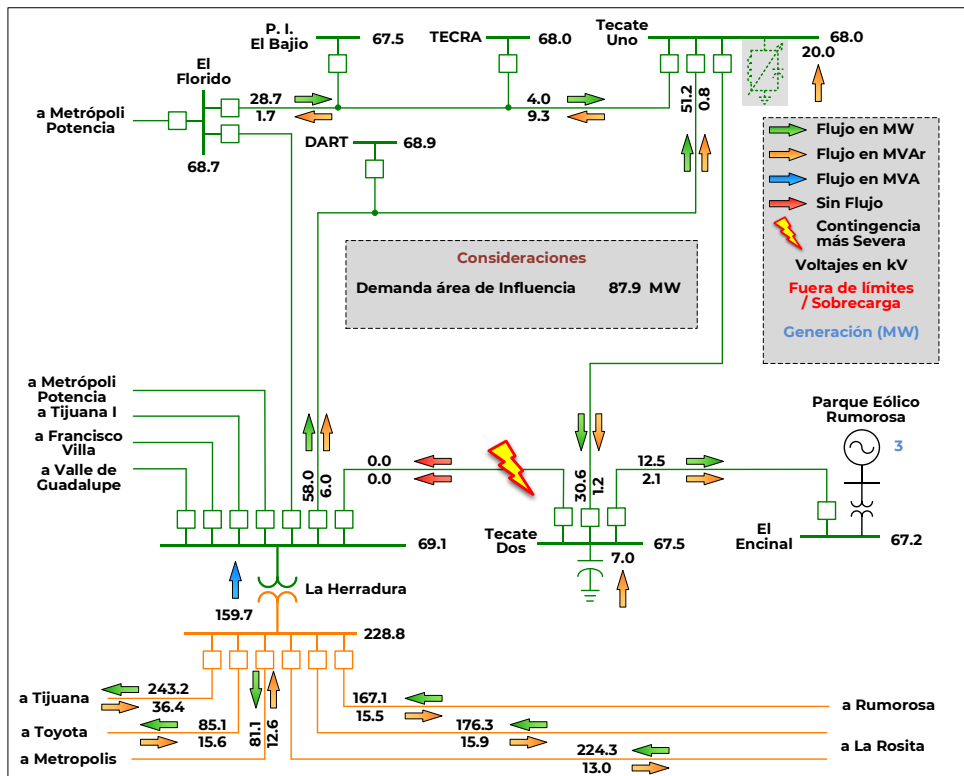
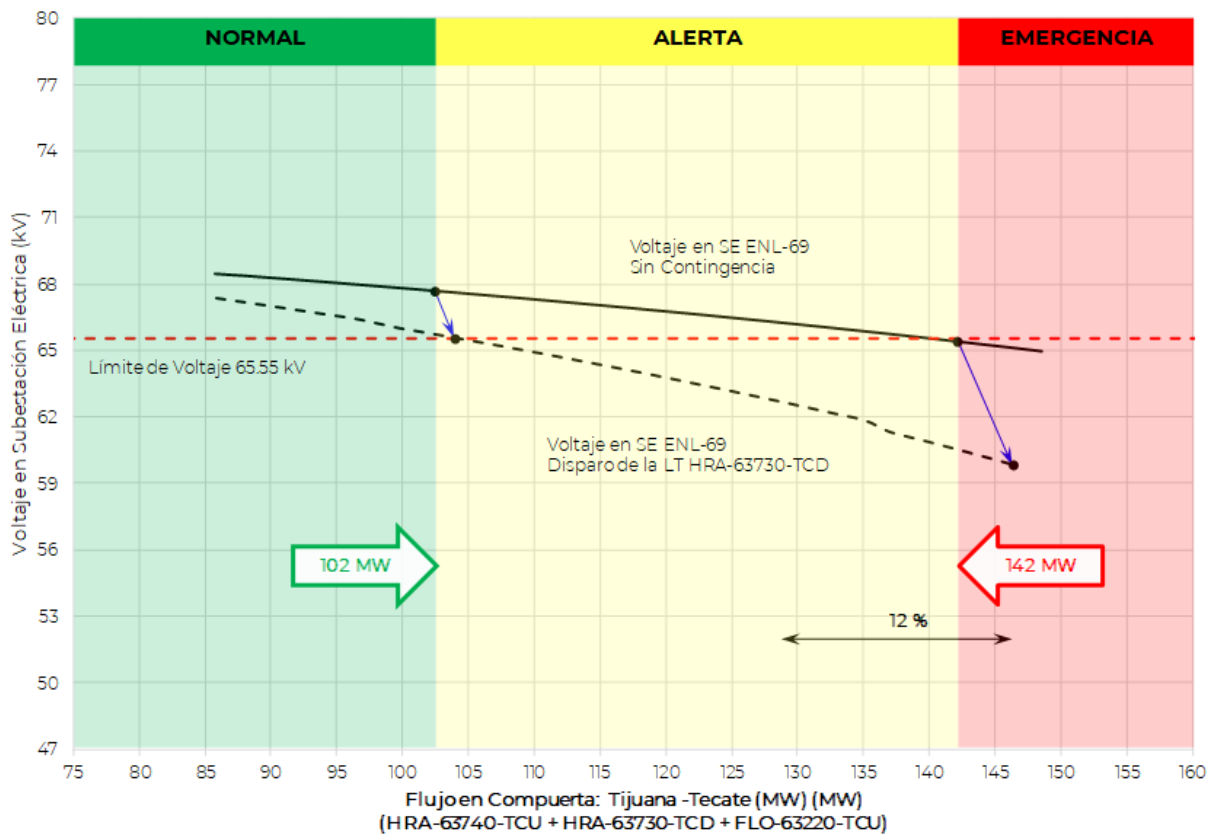




Figura 9.4.19.13. Curva característica P-V en SE El Encinal con Trayectoria Tijuana-Tecate (Alternativa 2)



En los Cuadros 9.4.19.3 y 9.4.19.4 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.

Con lo cual se puede resumir que la Alternativa 1 tiene una relación Beneficio-Costo superior a la Alternativa 2 ya que presenta un menor costo de inversión a pesar de que la Alternativa 2 tiene mayores beneficios.

Cuadro 9.4.19.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
26.70	14.44	41.14	3.64	14.49	37.49	2.59

Cuadro 9.4.19.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
47.40	18.02	65.42	9.77	45.59	55.65	1.22

Alternativa propuesta.

En el Cuadro 9.4.19.5 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 en la zona Tecate, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor demanda de saturación con red completa y ante contingencia sencilla.

**Cuadro 9.4.19.5. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto**

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	124 MW	87 MW
Alternativa 1	135 MW	99 MW
Alternativa 2	140 MW	104 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

El Cuadro 9.4.19.6 muestra un resumen de las características principales de Confiabilidad para ambas alternativas

de solución a la problemática de voltajes en la zona Tecate.

**Cuadro 9.4.19.6. Resumen de las características de confiabilidad de las dos alternativas**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	15.9	49.6
Relación Beneficio/Costo	2.59	1.22

Por los resultados de los estudios técnicos se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la

problemática de del perfil de voltaje y suministro de la demanda a largo plazo en la zona Tecate.

## Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos por la SENER

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 Subestaciones Eléctricas. Estos requerimientos de infraestructura se definen con base en el Pronóstico de Crecimiento de la Demanda por Subestación 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 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	Tuxtla Cutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-16	dic-20	2018	Terminado
	Tuxtla Cutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17	nov-20	2018	Terminado
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Ayacucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-18	feb-21	2018	En construcción
	Tuxtla Cutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	dic-20	nov-22	2018	Por licitarse
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	dic-20	nov-22	2018	Por licitarse
	Los Ríos	Tabasco	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-20	nov-23	2019	Por licitarse
	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-21	oct-20	2018	Terminado
	Villahermosa	Tabasco	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-21	nov-22	2019	Por licitarse
	Teziutlán	Puebla	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	mar-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	jul-22	nov-22	2018	Por licitarse
	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

... 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	Chontalpa	Tabasco	D20-OR4	Cárdenas Centro Banco 1	may-24	may-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Poza Rica	Veracruz	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	dic-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	may-25	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	San Cristóbal	Chiapas	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	may-25	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
Occidental	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19	feb-21	2018	En construcción
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19	feb-21	2018	En construcción
	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
	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	may-21	sep-20	2018	Terminado
	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	nov-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	nov-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
	Celaya	Guanajuato	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	nov-22	2019	Por licitarse
	León	Guanajuato	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	nov-22	2019	Por licitarse
	Irapuato	Guanajuato	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-23	ago-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Querétaro	Querétaro	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
Querétaro	Querétaro	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034	
Irapuato	Guanajuato	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034	
Irapuato	Guanajuato	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034	

... 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
Noroeste	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	abr-21	ene-22	2018	En construcción
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	abr-21	ene-22	2018	En construcción
	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	may-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Los Mochis	Sinaloa	D19-NO1	Choacahui Banco 1	abr-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Culiacán	Sinaloa	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Guasave	Sinaloa	D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Hermosillo	Sonora	D19-NO5	Terramara Banco 1	may-23	nov-23	2019	Por licitarse
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	mar-24	mar-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Hermosillo	Sonora	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Puerto Peñasco	Sonora	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Culiacán	Sinaloa	D20-NO3	La Primavera Banco 1	may-24	may-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
Norte	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	may-21	2018	En construcción
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18	nov-22	2018	En construcción
	Cauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19	nov-22	2018	En construcción
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19	nov-22	2018	Por licitarse
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-20	nov-22	2018	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
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	mar-23	nov-22	2018	Por licitarse
Durango	Durango	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	nov-22	2019	Por licitarse	
Noreste	Valles	San Luis Potosí	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-20	abr-23	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	may-20	dic-21	2018	En construcción
	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	ago-20	jun-20	2018	Terminado
	Río Verde	San Luis Potosí	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	dic-20	nov-22	2019	Por licitarse
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	jul-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Valles	San Luis Potosí	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	nov-22	2019	Por licitarse
	Huejutla	Hidalgo	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	nov-23	2019	Por licitarse
Huejutla	Hidalgo	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034	

... 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
Peninsular	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	jul-20	ene-22	2018	En construcción
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20	dic-20	2018	Terminado
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	jun-21	ene-22	2018	En construcción
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	jul-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	jul-21	ene-22	2018	En construcción
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	ago-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	nov-21	ene-22	2018	En construcción
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Cancún	Quintana Roo	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Ticul	Yucatán	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	abr-25	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
Baja California	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19	jun-22	2018	En construcción
	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	may-20	dic-21	2018	En construcción
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-21	nov-22	2018	Por licitarse
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21	nov-22	2018	Por licitarse
	San Luis Río Colorado	Sonora	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	nov-23	2019	Por licitarse
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22	nov-22	2018	Por licitarse
	Los Cabos	Baja California Sur	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	dic-21	2019	En construcción
	Mexicali	Baja California	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	nov-22	2019	Por licitarse
	Mexicali	Baja California	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	may-24	may-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	San Luis Río Colorado	Baja California	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-24	abr-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Tijuana	Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	ago-24	ago-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Tijuana	Baja California	D20-BC2	Durazno Banco 2	ago-24	ago-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Tijuana	Baja California	D20-BC3	Alamar Banco 1	ago-24	ago-24	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034
	Tijuana	Baja California	D20-BC5	Panamericana Banco 2	ago-25	ago-25	2021	Identificado PAMRNT 2020-2034

### Metas Físicas de los proyectos instruidos de Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 417.5 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 las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco e Hidalgo. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 385.9 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



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución constituyen de un total de 2,681.3 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Baja California, Jalisco, Sinaloa, Veracruz y Sonora. 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 11 proyectos y en los estados de Jalisco, Sinaloa, Veracruz y Sonora se han instruido 7 proyectos, en cada uno.

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 2,211.3 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 300.0 MVA y finalmente los bancos de transformación de 161 kV, con 170.0 MVA.

En 2022 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,381.9 MVA, seguido por 2024 con 610.0 MVA.

Los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 158.7 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

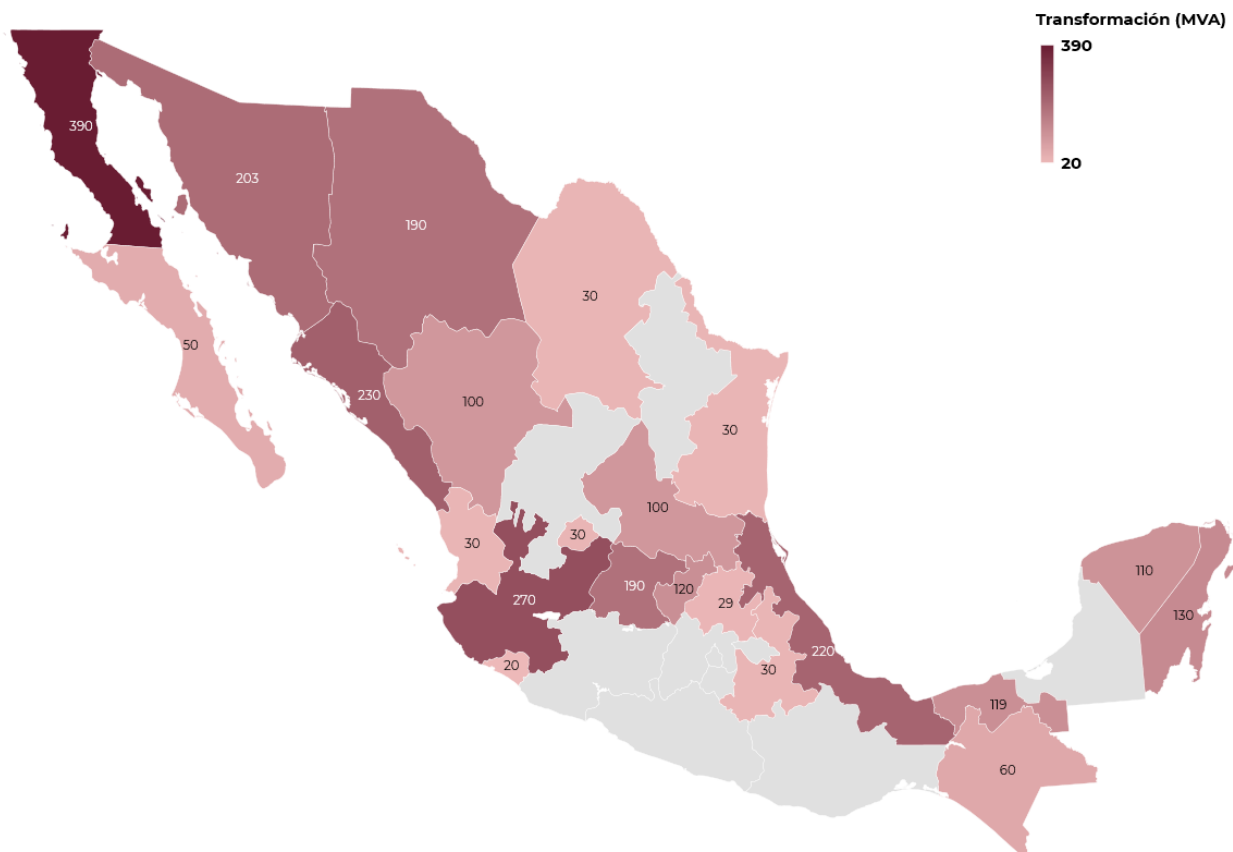




Figura 9.5.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación instruidos por SENER por año de entrada en operación y nivel de tensión



Al igual que los proyectos de ampliación de la RNT, al conjunto de obras que resuelve una problemática específica se le conoce como 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 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
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

#### D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)

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	115/138	abr-18	feb-21	Oriental
<b>Total</b>			<b>60.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan MVar	Capacitor	138	3.6	abr-18	feb-21	Oriental
<b>Total</b>			<b>3.6</b>			

## 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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>0.4</b>			

Subestación	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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D18-OR7 Tapachula Aeropuerto Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación	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	dic-20	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	dic-20	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>32.0</b>			

Subestación	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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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 Switchco - Tamulté	115	2	2.0	jul-22	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

Subestación	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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-OC2 Tlajomulco Banco 2

Subestación	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	feb-21	Occidental
<b>Total</b>			<b>60.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco MVAr	Capacitor	23	3.6	abr-19	feb-21	Occidental
<b>Total</b>			<b>3.6</b>			

## D18-OC3 Tuzania Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>60.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>3.6</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>4.8</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>60.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>3.6</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>0.1</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos MVAr	Capacitor	138	1.2	oct-20	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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 - Reyra	115	2	2.6	ago-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>2.6</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVAr	Capacitor	138	1.2	ago-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>9.8</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	sep-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal MVAr	Capacitor	138	1.8	sep-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>12.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes MVA	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### D18-OC11 Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	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	sep-20	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>0.6</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano MVA	Capacitor	34.5	1.2	may-21	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### D18-NO2 Río Sonora Banco 2

Subestación	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	ene-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora MVA	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	ene-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

### 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	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	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	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas MVar	Capacitor	138	1.8	abr-21	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2

Subestación	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	ene-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente MVar	Capacitor	138	2.4	abr-21	ene-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>36.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal MVar	Capacitor	138	1.8	abr-18	nov-22	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>18.6</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín MVA	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	nov-22	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-NT5 La Salada Banco 2

Subestación	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	may-21	Norte
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVA	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	may-21	Norte
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>25.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVA	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	nov-22	Norte
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>33.5</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón MVA	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	nov-22	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-NE2 Tempoal II Banco 2

Subestación	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	dic-21	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	dic-21	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			

Subestación	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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### D18-NE4 Morelos Banco 2 (Proyecto Terminado)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### D18-PE2 Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución) (Proyecto Terminado)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>4.0</b>			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			

Subestación	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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-PE5 Alom Banco 2

Subestación	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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-PE6 Umán Banco 2

Subestación	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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-PE7 Xcalacoco Banco 2

Subestación	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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D18-PE8 Zac Nicté Banco 2

Subestación	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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	ene-22	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D18-BC1 Carranza Banco 2

Subestación	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	dic-21	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

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	dic-21	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## D18-BC2 Pacífico Banco 2

Subestación	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	jun-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	jun-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>11.0</b>			

Subestación	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-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

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-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## 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-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>0.3</b>			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación	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-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	138	1.8	jun-21	nov-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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-22	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>0.2</b>			

Subestación	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-22	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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-22	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2019

### D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II MVar	Capacitor	138	1.8	dic-22	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### D19-OR2 Tepeyac Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac MVar	Capacitor	138	1.8	dic-23	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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	nov-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

Subestación	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	nov-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-23	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

## D19-OR5 Simojovel Banco 2

Subestación	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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>9.4</b>				

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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>			<b>0.6</b>			

## D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>10.4</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>3.8</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>0.8</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>13.6</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>22.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Subestación	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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D19-OC11 Cortázar Banco 2

Subestación	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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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
<b>Total</b>			<b>6.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVA	Capacitor	138	1.8	jun-22	nov-23	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Subestación	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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente MVA	Capacitor	138	1.8	dic-22	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D19-OC14 San Carlos Banco 2

Subestación	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	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos MVA	Capacitor	138	1.8	dic-23	nov-22	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D19-NO1 Choacahui Banco 1

Subestación	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	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVA	Capacitor	34.5	2.4	abr-22	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1

Subestación	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	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>12.5</b>				

T. Transformador



Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol MVar	Capacitor	138	0.9	may-22	nov-22	Noroeste
<b>Total</b>			<b>0.9</b>			

### 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 Rios	115	2	2.4	abr-23	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Subestación	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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVar	Capacitor	138	1.8	abr-23	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>12.3</b>			

Subestación	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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula MVar	Capacitor	138	1.2	may-23	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

Subestación	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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>60.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>3.6</b>			

### D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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	nov-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>12.0</b>			

Subestación	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	nov-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>9.4</b>				

T. Transformador

### D19-NE3 Tambaca Banco 1 (sustitución)

Subestación	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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	nov-22	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>0.4</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/138	abr-22	nov-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento MVar	Capacitor	138	2.4	abr-22	nov-23	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

### D19-BC2 González Ortega Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/138	abr-23	nov-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega MVar	Capacitor	138	2.4	abr-23	nov-22	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

### D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/138	jun-22	dic-21	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso MVar	Capacitor	138	1.8	jun-22	dic-21	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## Proyectos de las RGD del MEM instruidos en 2021

### D20-OR1 Esfuerzo Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

### 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 Soyalo - San Cristóbal	115	2	28.0	may-25	may-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>28.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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
<b>Total</b>			<b>23.0</b>			

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

### 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-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>9.2</b>			

Subestación	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-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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-24	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>4.2</b>			

Subestación	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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-OC3 Satélite Banco 2

Subestación	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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>6.2</b>			

Subestación	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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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	ago-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>3.0</b>			

Subestación	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	ago-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	ago-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-OC6 Irapuato Villas Banco 2

Subestación	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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	abr-24	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>13.0</b>			

Subestación	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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-NO2 Tecnológico Hermosillo Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## 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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>0.8</b>			

Subestación	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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

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-24	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## D20-NO4 Oriente Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-NE1 Museo Banco 2

Subestación	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	abr-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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	abr-23	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>18.1</b>			

Subestación	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	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacualtipán MVar	Capacitor	23	1.2	abr-24	abr-24	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>6.2</b>			

Subestación	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-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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-24	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-PE2 Kohunlich Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-PE3 Tekax II Banco 2

Subestación	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-25	Peninsular
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

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-25	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## 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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.4</b>			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo  
14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación	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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	138	1.8	ago-24	ago-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-BC2 Durazno Banco 2

Subestación	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
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	138	1.8	ago-24	ago-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>0.8</b>			

14/ Operación inicial en 69 kV

Subestación	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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

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	138	1.8	ago-24	ago-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## D20-BC4 Mexicali Oriente Banco 4

Subestación	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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>50.0</b>				

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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>3.0</b>			

## D20-BC5 Panamericana Banco 2

Subestación	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-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana MVar	Capacitor	138	1.8	ago-25	ago-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## 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-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>15.4</b>			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia Banco 1	1	T	40.0	161/138	abr-24	abr-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paredones Potencia MVar	Capacitor	138	2.4	abr-24	abr-24	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

## Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

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	D21-OR2	Cuautila II Banco 2	abr-25	Cuautila / Morelos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	abr-25	Los Ríos / Chiapas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-26	Chontalpa / Tabasco	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Occidental	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	Matehuala / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noroeste	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	abr-25	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	abr-25	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	abr-25	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	abr-26	Mazatlán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Norte	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	Delicias / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NT3	Saucito Banco 2	abr-25	Chihuahua / Chihuahua	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Noreste	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	Tampico / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	Tampico / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	Tampico / Veracruz	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	Victoria / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	Tampico / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE8	Sinaí Banco 1	abr-25	Reynosa / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-25	Monterrey Poniente / Nuevo León	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	Tampico / Tamaulipas	✓	✓	✓	✓	✓	✓

... Continuación

**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
Peninsular	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	abr-23	Cancún / Quintana Roo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-25	San Luis Río Colorado / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-25	Ensenada / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-25	Tijuana / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-25	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la Figura 9.6.1 se presenta la ubicación 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 geográfica de los proyectos identificados de las RGD del MEM**



### Metas Físicas de los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM

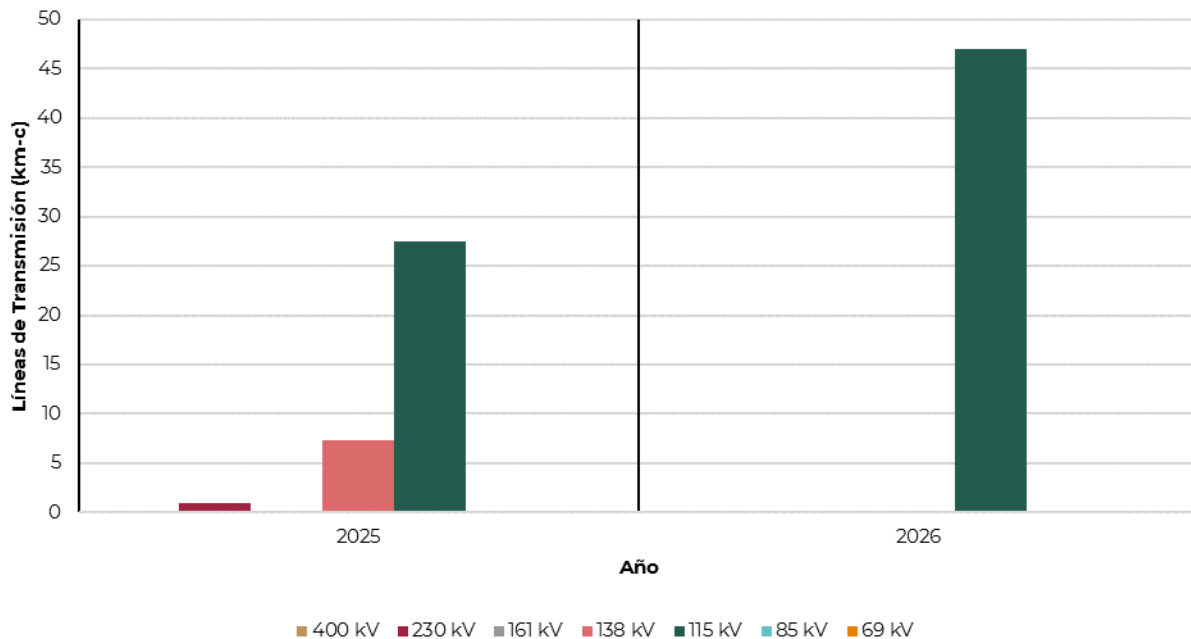
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 82.9 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que añadirán capacidad de

transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán adiciones son San Luis Potosí, Tamaulipas, Sonora, Veracruz, Sinaloa, Baja California y Tabasco. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 74.5 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 2021 – 2035 constituyen de un total de 862.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de San Luis Potosí, Tamaulipas, Baja California, Sonora y Sinaloa. En la Figura 9.6.3 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En el estado de San Luis Potosí se han identificado un total de 6 proyectos, en Tamaulipas 5 proyectos, en Baja California 4 proyectos y en Sonora y Sinaloa 2 proyectos, en cada uno.

En la Figura 9.6.4 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación

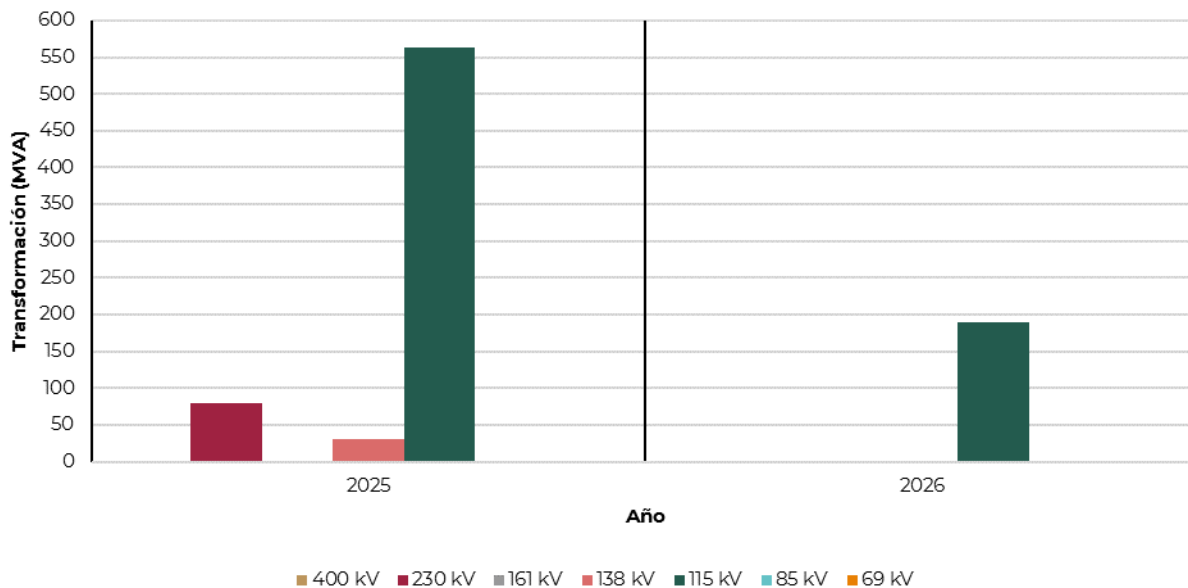
por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 752.5 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 80 MVA y finalmente los bancos de transformación de 138 kV, con 30 MVA. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 672.5 MVA, seguido por 2026 con 190.0 MVA.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 51.8 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

### D21-OR2 Cuautla II Banco 2

#### Diagnóstico operativo.

La SE Cuautla II se encuentra localizada en la zona de distribución Cuautla perteneciente a la GCR Oriental y atiende eléctricamente a la parte norte de la ciudad de Cuautla, Morelos. Actualmente, la SE Cuautla II 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 Cuautla II tiene una carga de 23.5 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial de la ciudad de Cuautla y rural de las poblaciones aledañas. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.8 MW, lo que representa un 101.1 % 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 Cuautla II.

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 Cuautla II.

## Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **48.9 millones de pesos de 2020** (2.3 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Cuautla II con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 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 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 Cuautla, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Cuautla III, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **91.5 millones de pesos de 2020** (4.3 millones de dólares de 2020

considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Cuautla II 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.52**, un Valor Presente Neto (VPN) de **523.7 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **43.22 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.45**, un VPN de **427.4 millones de pesos** y una TIR de **29.68 %**.

**Cuadro 9.6.1.1. Obras de transformación del proyecto Cuautla II Banco 2**

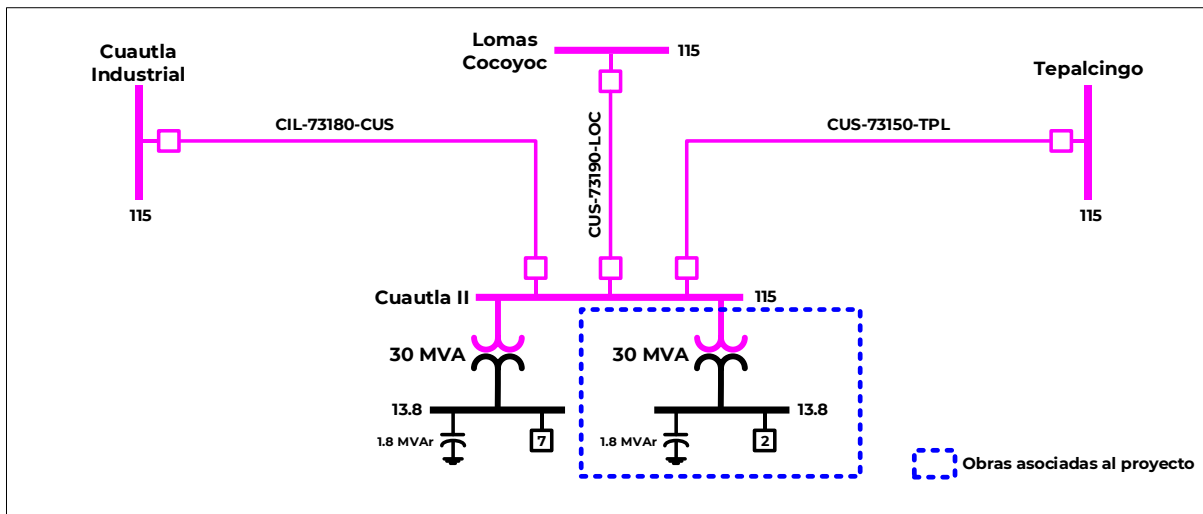
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuautla II Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

**Cuadro 9.6.1.2. Obras de compensación del proyecto Cuautla II Banco 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuautla II MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.1.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Cuautla II Banco 2



### D21-OR3 Palenque Banco 1 (Sustitución)

#### Diagnóstico operativo.

La SE Palenque se encuentra localizada en la zona de distribución Los Ríos perteneciente a la GCR Oriental y atiende eléctricamente a la región oriente del municipio de Palenque, Chiapas. Actualmente, la SE Palenque cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y 20 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV. Sin embargo, los circuitos en media tensión de ambos bancos no colindan directamente, por tanto, solo el Banco 1 forma parte de la zona de influencia.

El Banco 1 de la SE Palenque tiene una carga de 7.6 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 9.1 MW, lo que representa un 102.2 % 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 Palenque.

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 Palenque.

#### Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **20.6 millones de pesos de 2020** (1.0 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Sustitución del banco de transformación de 9.375 MVA en la SE Palenque 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 de 1.2 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

capacidad de transformación en la zona Los Ríos, se revisó una opción alterna que consiste en un nuevo transformador en la SE Palenque, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 9.375 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **37.2 millones de pesos de 2020** (1.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

#### 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 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

Sin embargo, **Palenque Banco 1 (Sustitución)** 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.71**, un Valor Presente Neto (VPN) de **206.3 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **49.20 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.75**, un VPN de **232.3 millones de pesos** y una TIR de **41.84 %**.

Cuadro 9.6.2.1. Obras de transformación del proyecto Palenque Banco 1 (Sustitución)

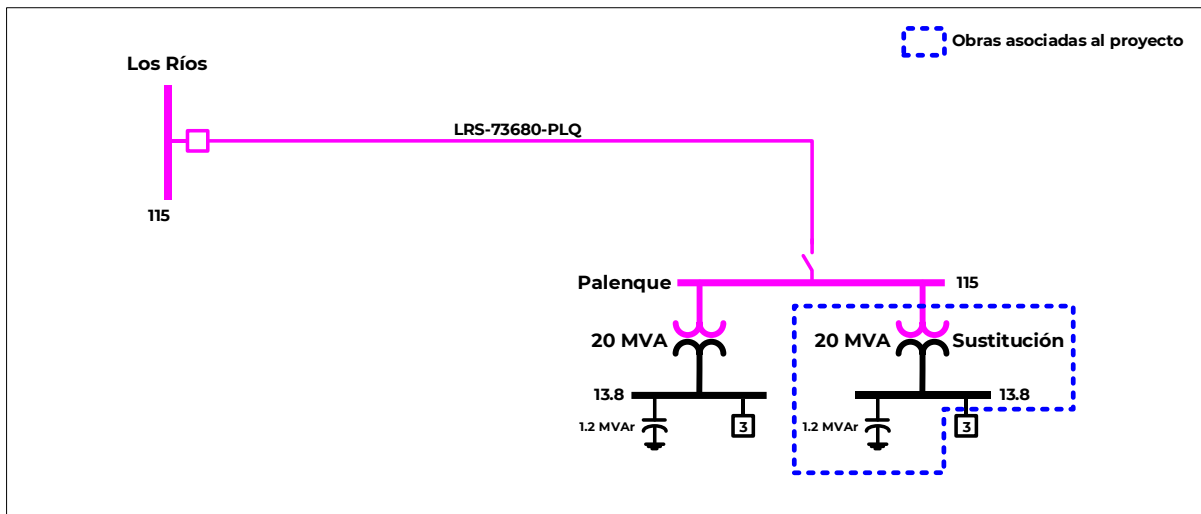
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palenque Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.2.2. Obras de compensación del proyecto Palenque Banco 1 (Sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palenque MVAR	Capacitor	13.8	1.2	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

Figura 9.6.2.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Palenque Banco 1 (Sustitución)



#### D21-OR4 La Isla Banco 1

##### Diagnóstico operativo.

Las SE Cárdenas Uno y Villahermosa Poniente se encuentran localizadas en las zonas de distribución Chontalpa y Villahermosa, respectivamente pertenecientes a la GCR Oriental y atienden eléctricamente al municipio de Cunduacán, Tabasco. Actualmente, la SE Cárdenas Uno cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV y 115/13.8 kV, respectivamente.

De igual forma, la SE Villahermosa Poniente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y 30 MVA y una relación de transformación de 115/34.5 kV y 115/13.8 kV, respectivamente. Sin embargo, para ambas SE solo los bancos de transformación 115/34.5 kV atienden a la zona de influencia.

El banco de la SE Cárdenas Uno tiene una carga de 16.9 MW y el banco de la SE Villahermosa Poniente tiene una carga de 11.8 MW, cuyo perfil se compone por

Centros de Carga de tipo comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 19.7 MW (103.7 %) para el banco en la SE Cárdenas Uno y de 21.5 MW (113.2 %) para el banco en la SE Villahermosa Poniente.

##### 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 Cárdenas Uno y 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 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 las SE Cárdenas Uno y Villahermosa Poniente.

### Características del Proyecto.

El proyecto tiene un costo de inversión de **94.3 millones de pesos de 2020** (4.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Cárdenas Dos – 73610 – Cactus Switchero en la SE La Isla.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada La Isla mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVar de capacidad en 34.5 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 2 alimentadores con sus respectivas salidas subterráneas en 34.5 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 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Chontalpa, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Yoloxóchitl, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 34.5 kV.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **144.7 millones de pesos de 2020** (6.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **La Isla 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.58**, un Valor Presente Neto (VPN) de **216.3 millones**

de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **33.73 %**. La Alternativa 2 tiene

una relación B/C de **1.39**, un VPN de **164.9 millones de pesos** y una TIR de **23.43 %**.

Cuadro 9.6.3.1. Obras de transmisión del proyecto La Isla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Isla entronque Cárdenas Dos - Cactus Switcheo	115	2	2.0	abr-26	abr-26	Oriental
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

Cuadro 9.6.3.2. Obras de transformación del proyecto La Isla Banco 1

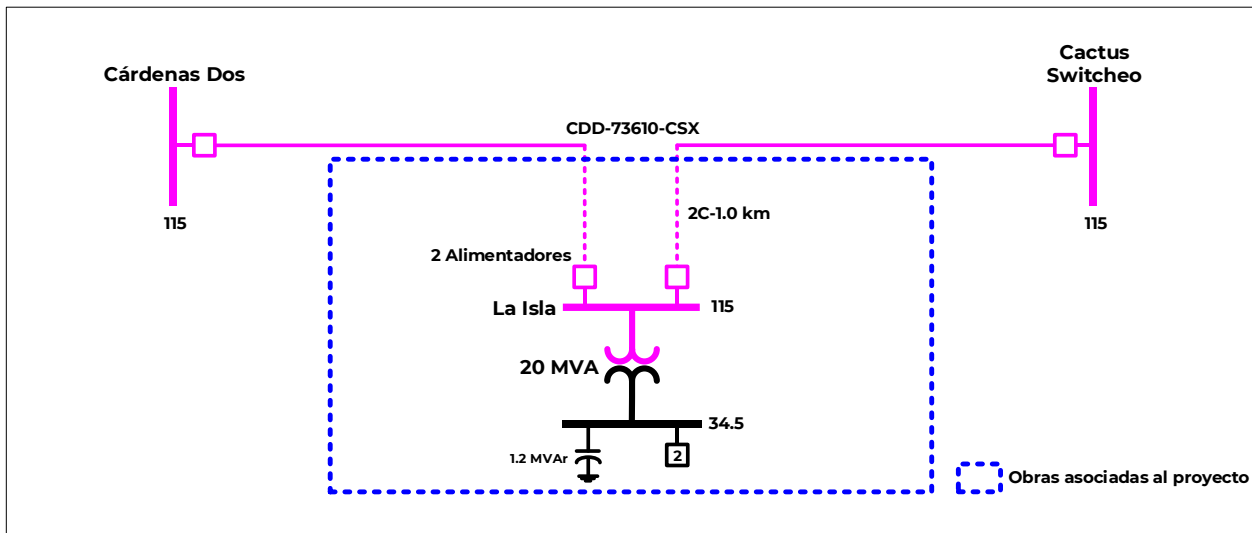
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Isla Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.3.3. Obras de compensación del proyecto La Isla Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Isla MVAr	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-26	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

Figura 9.6.3.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto La Isla Banco 1



## GCR Occidental

### D21-OC1 El Pedregal Banco 1

#### Diagnóstico

La SE San Luis Poniente se encuentra localizada en la zona de distribución San Luis Potosí perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente a la región poniente de la ciudad de San Luis Potosí, San Luis Potosí. Actualmente, la SE San Luis Poniente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de la SE San Luis Poniente tienen una carga de 13.6 MW y 18.8 MW respectivamente, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.5 MW y 28.2 MW, lo que representa un 100.0 % y 98.9 % 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 la SE San Luis Poniente.

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 San Luis Poniente.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **224.8 millones de pesos de 2020** (10.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT aérea-subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.24 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en su tramo aéreo y de 2.4 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP en su tramo subterráneo, para entroncar la LT San Luis Potosí – 73820 – Tangamanga en la SE El Pedregal.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada El Pedregal 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 y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Tangamanga II, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **381.7 millones de pesos de 2020** (17.8 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **El Pedregal 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.47**, un Valor Presente Neto (VPN) de **907.9 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **36.10 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.35**, un VPN de **742.3 millones de pesos** y una TIR de **25.36 %**.

Cuadro 9.6.4.1. Obras de transmisión del proyecto El Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Pedregal entronque San Luis Potosí - Tangamanga /12	115	2	7.3	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>7.3</b>			

12/ Circuito con cable subterráneo

Cuadro 9.6.4.2. Obras de transformación del proyecto El Pedregal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Pedregal Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

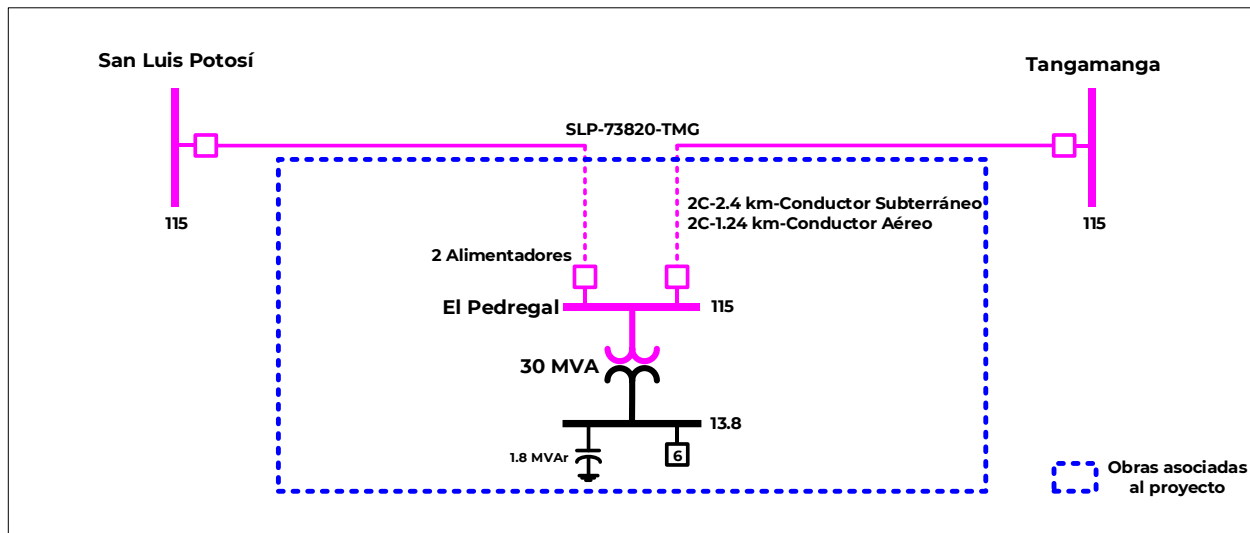
T. Transformador

Cuadro 9.6.4.3. Obras de compensación del proyecto El Pedregal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Pedregal MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			



Figura 9.6.4.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto El Pedregal Banco 1



D21-OC2    Matehuala    Banco    2  
Sustitución

Problemática que resolver

### Diagnóstico

La SE Matehuala se encuentra localizada en la zona de distribución Matehuala perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente al área rural de las poblaciones de Vanegas, Cedral, Santo Domingo, Catorce y Villa de Guadalupe, San Luis Potosí. Actualmente, la SE Matehuala cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV y 115/34.5 kV, respectivamente. Sin embargo, solo el banco 115/34.5 kV atiende a la zona de influencia.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Matehuala.

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 Matehuala.

El banco de la SE Matehuala tiene una carga de 24.9 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.5 MW, lo que representa un 100.0 % de la capacidad del banco.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **24.5 millones de pesos de 2020** (1.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Sustitución del banco de transformación de 30 MVA en la SE Matehuala por un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAR de capacidad en 34.5 kV.

### Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Matehuala, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Matehuala, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 9.375 MVA de capacidad. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **26.3 millones de pesos de 2020** (1.2 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Matehuala Banco 2 (Sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.56**, un Valor Presente Neto (VPN) de **275.9 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **47.46 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.55** un VPN de **269.6 millones de pesos** y una TIR de **46.40 %**.

Cuadro 9.6.5.1. Obras de transformación del proyecto Matehuala Banco 2 (Sustitución)

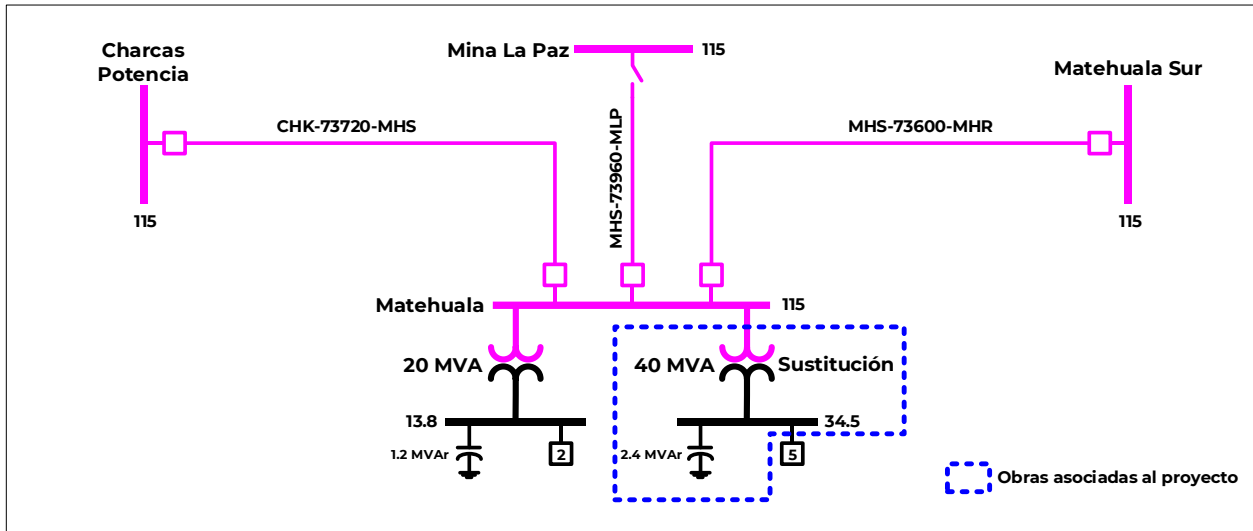
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matehuala Banco 2 (Sustitución)	1	T	40.0	115/34.5	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.5.2. Obras de compensación del proyecto Matehuala Banco 2 (Sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matehuala MVar	Capacitor	34.5	2.4	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.5.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Matehuala Banco 2 (Sustitución)



#### D21-OC4 San Pedro Banco 2

#### Diagnóstico

La SE San Pedro se encuentra localizada en la zona de distribución San Luis Potosí perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente a los municipios de Soledad de Graciano Sánchez y Cerro de San Pedro, San Luis Potosí. Actualmente, la SE San Pedro 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 San Pedro tiene una carga de 26.9 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 30.3 MW, lo que representa un 106.3 % 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 San Pedro.

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 San Pedro.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **61.3 millones de pesos de 2020** (2.9 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE San Pedro con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 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 SE, esto con red 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 Rioverde, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **174.3 millones de pesos de 2020** (8.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **San Pedro 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.57**, un Valor Presente Neto (VPN) de **734.0 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **51.66 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.43**, un VPN de **547.2 millones de pesos** y una TIR de **27.28 %**.

Cuadro 9.6.6.1. Obras de transformación del proyecto San Pedro Banco 2

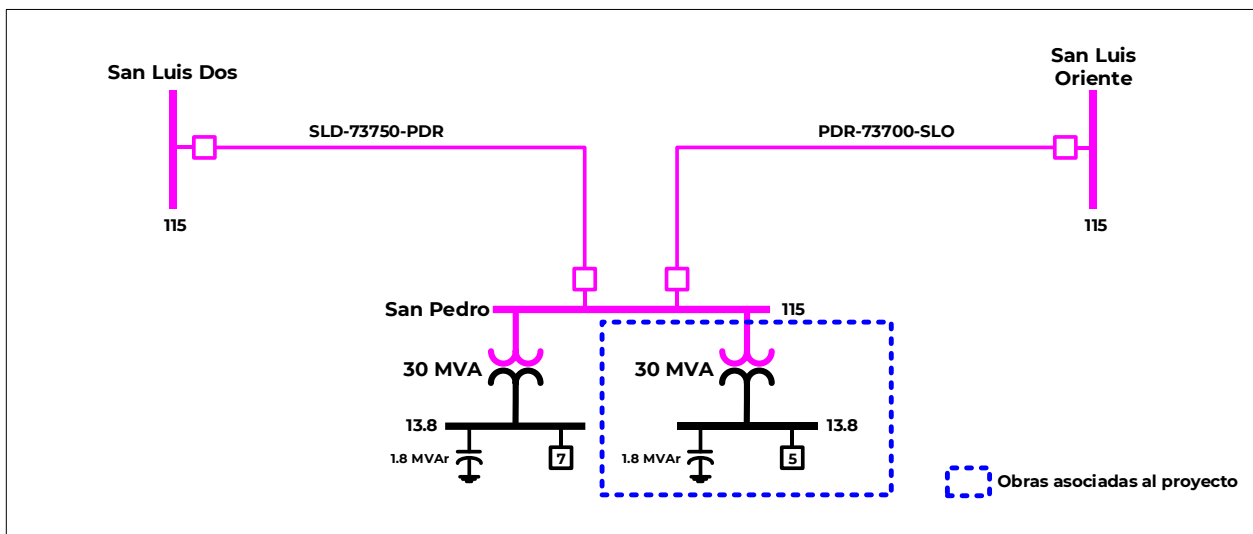
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Pedro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.6.2. Obras de compensación del proyecto San Pedro Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Pedro MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.6.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Pedro Banco 2



## D21-OC5 Santiago Banco 2

### Diagnóstico

La SE Santiago se encuentra localizada en la zona de distribución San Luis Potosí perteneciente a la GCR Occidental y atiende eléctricamente a la región norte de la ciudad de San Luis Potosí, San Luis Potosí. Actualmente, la SE Santiago 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 Santiago tiene una carga de 23.6 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de

acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 32.6 MW, para el banco en la SE Santiago, lo que representa un 114.4 % 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 Santiago.

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 Santiago.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **58.6 millones de pesos de 2020** (2.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Santiago con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 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 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 Zapata, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **256.3 millones de pesos de 2020** (11.9 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Santiago 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.59**, un Valor Presente Neto (VPN) de **969.8 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **72.76%**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.40**, un VPN de

670.9 millones de pesos y una TIR de 27.45 %.

Cuadro 9.6.7.1. Obras de transformación del proyecto Santiago Banco 2

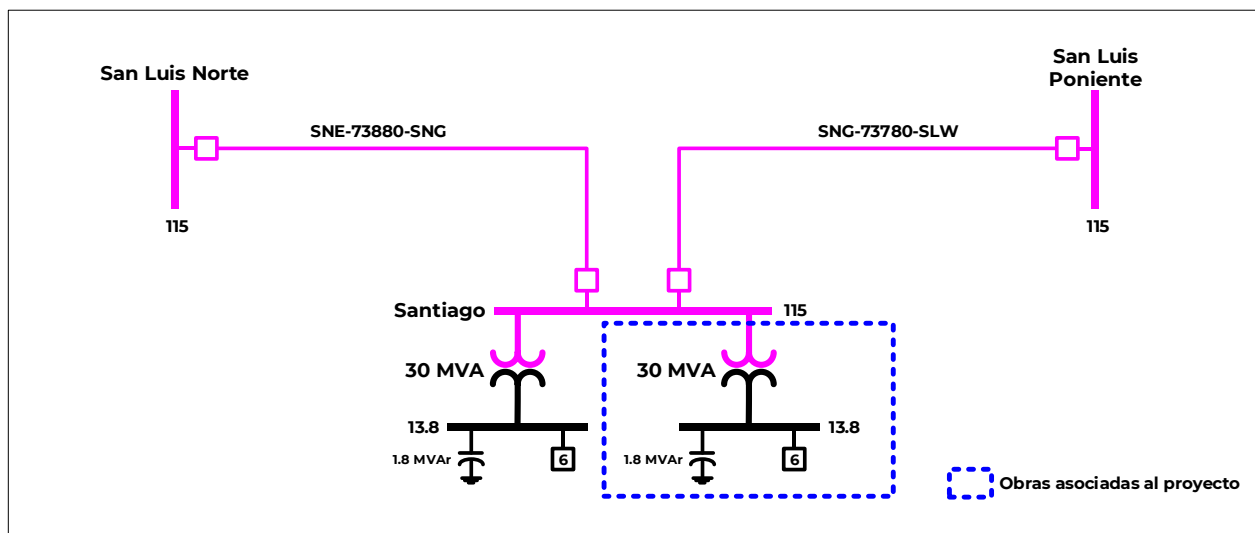
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.7.2. Obras de compensación del proyecto Santiago Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.7.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Santiago Banco 2



## GCR Noroeste

### D21-NO1 Villa Mercedes Banco 1

#### Diagnóstico

Las SE Hermosillo Misión, Ladrilleras y Quiroga se encuentran localizadas en la zona de distribución Hermosillo perteneciente a la GCR Noroeste y atienden eléctricamente a la región poniente de la ciudad de Hermosillo, Sonora. Actualmente, la SE Hermosillo Misión cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV. De igual forma, la SE Ladrilleras cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, sin embargo, solo el Banco 1 atiende a la zona de influencia. Finalmente, la SE Quiroga cuenta con un banco de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Para 2022 se espera, mediante recursos propios de la División de Distribución Noroeste, la sustitución del banco de transformación en la SE Quiroga por uno de 40 MVA de capacidad motivado por los incrementos en la carga del área que atiende el transformador.

Los bancos de la SE Hermosillo Misión tienen una carga de 39.0 MW y 41.8 MW, mientras que el banco de la SE Ladrilleras tiene una carga de 35.0 MW y el banco de la SE Quiroga tiene una carga de 13.4 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 39.4 MW (103.7 %) y 40.2 MW (105.8 %) para los bancos en la SE Hermosillo Misión, de

40.6 MW (106.8 %) para el banco en la SE Ladrilleras y de 35.8 MW (94.2 %) para el banco en la SE Quiroga.

Adicionalmente, cabe mencionar que para que el proyecto que se propone a continuación se realice es necesario que esté en operación la LT Hermosillo Loma – Quiroga asociada al proyecto “P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo” el cual tiene una fecha de entrada en operación factible de abril de 2024.

#### 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 Hermosillo Misión y Ladrilleras.

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 las SE Hermosillo Misión y Ladrilleras y la operación cercana a su capacidad nominal de la SE Quiroga.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **140.2 millones de pesos de 2020** (6.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.



- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4.4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Hermosillo Loma – 73NO0 – Quiroga en la SE Villa Mercedes.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Villa Mercedes 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 y 8 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Hermosillo, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Quiroga, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **120.1 millones de pesos de 2020** (5.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Villa Mercedes 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.39**, un Valor Presente Neto (VPN) de **832.7 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **50.41 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.35**, un VPN de **821.4 millones de pesos** y una TIR de **51.65 %**.

Cuadro 9.6.8.1. Obras de transmisión del proyecto Villa Mercedes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes entronque Hermosillo Loma - Quiroga	115	2	8.8	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>8.8</b>			

Cuadro 9.6.8.2. Obras de transformación del proyecto Villa Mercedes Banco 1

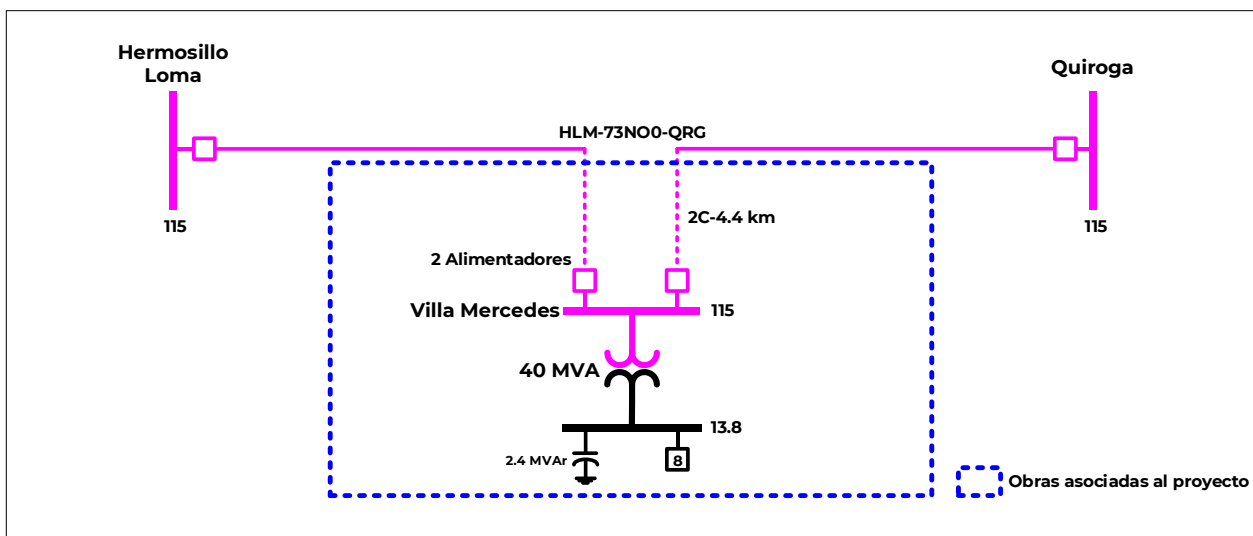
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.8.3. Obras de compensación del proyecto Villa Mercedes Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villa Mercedes MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.8.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Villa Mercedes Banco 1



D21-NO2 Rolando García Urrea Banco 2

### Diagnóstico

Las SE Rolando García Urrea y Hermosillo Ocho se encuentran localizadas en la zona de distribución Hermosillo perteneciente a la GCR Noroeste y atienden eléctricamente a la parte sur de la ciudad de Hermosillo, Sonora. Actualmente, la SE Rolando García Urrea cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de

transformación 115/13.8 kV. La SE Hermosillo Ocho cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Se espera que en 2021 el banco de transformación de 30 MVA en la SE Rolando García Urrea sea sustituido por un banco de transformación de 40 MVA mediante recursos propios de la División de Distribución Noroeste. Esta obra permitirá normalizar las áreas de

influencia de las SE Rolando García Urrea y Hermosillo Ocho.

El banco de la SE Rolando García Urrea tiene una carga de 33.8 MW, mientras que los bancos de la SE Hermosillo Ocho tienen una carga de 36.2 MW y 34.3 MW, respectivamente, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 39.0 MW (102.6 %), para el banco en la SE Rolando García Urrea y de 32.5 MW (85.0 %) y 36.3 MW (95.5 %) para los dos bancos en la SE Hermosillo Ocho.

#### 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 Rolando García Urrea y cercanos a su saturación los bancos de transformación de la SE Hermosillo Ocho.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura de transformación esperada 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 Rolando García Urrea y la operación cercana a su capacidad nominal de la SE Hermosillo Ocho.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **80.3 millones de pesos de 2020** (3.7 millones de dólares de 2020

considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Rolando García Urrea con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 8 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 las SE, esto con red 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 Hermosillo, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Parque Ecológico, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **128.3 millones de pesos de 2020** (6.0 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Rolando García Urrea Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Es importante mencionar que se tienen limitantes en LT con Cables de Potencia Subterráneos en la zona Hermosillo y

mediante el proyecto “P19-NO2 Solución a la capacidad de transmisión de líneas subterráneas que presentan sobrecargas en el ámbito de la GCR Noroeste”, que fue instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización y construcción en 2024, se soluciona la problemática de sobrecarga los enlaces de transmisión que alimentan a la SE Rolando García Urrea. Por tanto, dichas obras requieren ser realizadas previo a la construcción del proyecto propuesto.

## Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.38**, un Valor Presente Neto (VPN) de **643.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **68.40 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.33**, un VPN de **532.3 millones de pesos** y una TIR de **45.67 %**.

**Cuadro 9.6.9.1. Obras de transformación del proyecto Rolando García Urrea Banco 2**

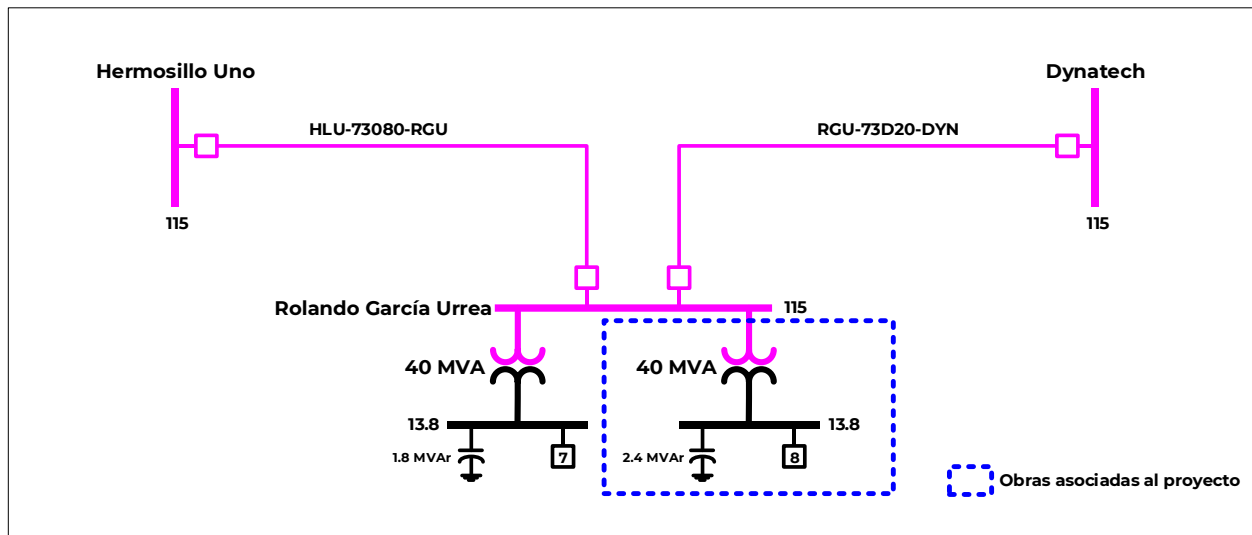
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rolando García Urrea Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

**Cuadro 9.6.9.2. Obras de compensación del proyecto Rolando García Urrea Banco 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rolando García Urrea MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.9.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Rolando García Urrea Banco 2



D21-NO3 Culiacán Centro Banco 2

### Diagnóstico

Las SE Culiacán Centro y Culiacán Dos se encuentran localizadas en la zona de distribución Culiacán perteneciente a la GCR Noroeste y atienden eléctricamente a la región central de la ciudad de Culiacán, Sinaloa. Actualmente, la SE Culiacán Centro cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Culiacán Dos, cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MW y relación de transformación de 115/13.8 kV, cada uno. Sin embargo, solo el Banco 2 atiende a la zona de influencia.

El banco de la SE Culiacán Centro tiene una carga de 28.7 MW, mientras que el Banco 2 de la SE Culiacán Dos tiene una carga de 26.9 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 40.2 MW (105.8 %) para el banco en la SE Culiacán Centro y

de 37.8 MW (99.5 %) para el banco en la SE Culiacán Dos.

### 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 Culiacán Centro.

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 Culiacán Centro y la operación cercana a su capacidad del Banco 2 en la SE Culiacán Dos.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **77.6 millones de pesos de 2020** (3.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856

pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Culiacán Centro con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 8 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 las SE, esto con red 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 Culiacán, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Tecnológico, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **208.6 millones de pesos de 2020** (9.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Culiacán Centro Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Es importante mencionar que se tienen limitantes en LT con Cables de Potencia Subterráneos en la zona Culiacán y mediante el proyecto "P19-NO2 Solución a la capacidad de transmisión de líneas subterráneas que presentan sobrecargas en el ámbito de la GCR Noroeste", que fue instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización y construcción con fecha estimada de entrada en operación de 2024, se soluciona la problemática de sobrecarga en los enlaces de transmisión que alimentan a la SE Culiacán Centro. Por tanto, dichas obras requieren ser realizadas previo a la construcción del proyecto propuesto.

### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación

Beneficio/Costo (B/C) de **1.37**, un Valor Presente Neto (VPN) de **630.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **53.52 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.26**, un VPN de **435.9 millones de pesos** y una TIR de **27.08 %**.

Cuadro 9.6.10.1. Obras de transformación del proyecto Culiacán Centro Banco 2

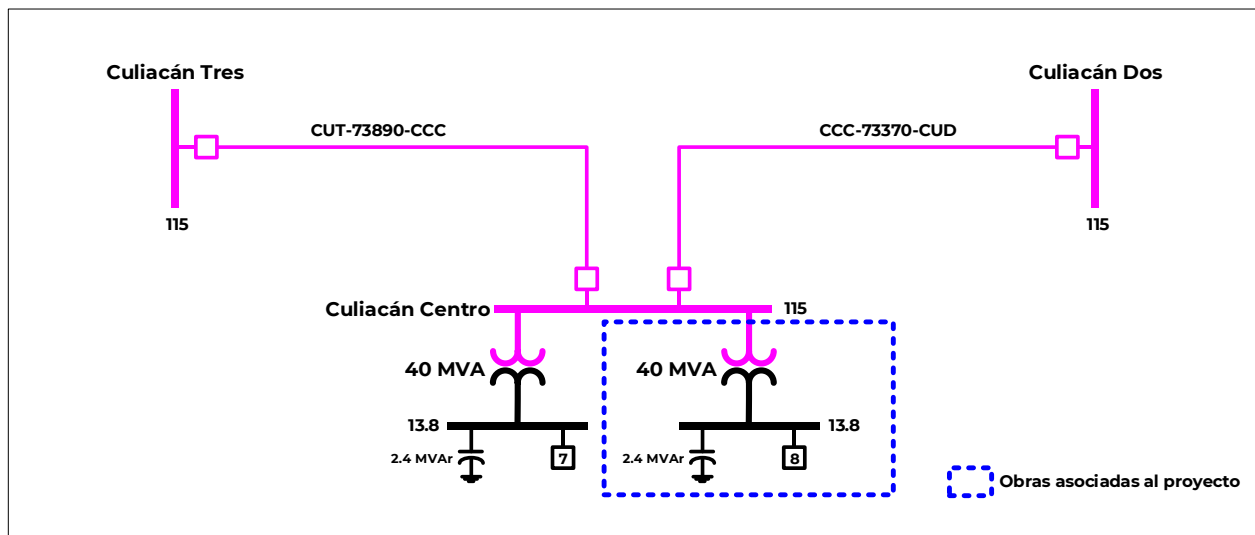
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán Centro Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.10.2. Obras de compensación del proyecto Culiacán Centro Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán Centro MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.10.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Culiacán Centro Banco 2



## D21-NO4 Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

### Diagnóstico

Las SE Del Mar, Mazatlán Tecnológico, Mazatlán Oriente y Mazatlán Uno se encuentran localizadas en la zona de distribución Mazatlán perteneciente a la GCR Noroeste y atienden eléctricamente al polo de desarrollo centro-sur de la ciudad de Mazatlán, Sinaloa.

Actualmente, la SE Del Mar cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA, y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Mazatlán Tecnológico cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Mazatlán Oriente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Mazatlán Uno cuenta dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Se espera que en enero de 2022 entre en operación el proyecto instruido “D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2”, el cual contará con un banco de transformación con una capacidad de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. Este banco de transformación permitirá aliviar las sobrecargas existentes en la infraestructura de transformación con relación de tensión de 115/13.8 kV que actualmente se presenta en la zona Mazatlán.

El banco de la SE Del Mar tiene una carga de 28.7 MW, mientras que el banco de la SE Mazatlán Tecnológico tiene una carga de 38.1 MW, por otro lado, el banco de la SE Mazatlán Oriente tienen una carga de

39.0 MW y los bancos de la SE Mazatlán Uno tienen una carga de 26.4 MW y 29.0 MW, respectivamente, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 40.9 MW (107.6 %) para el banco en la SE Del Mar, de 36.6 MW (96.3 %) para el banco en la SE Mazatlán Tecnológico, de 35.1 MW (92.3 %) y 32.0 MW (84.2 %) para los bancos de la SE Mazatlán Oriente y de 29.3 MW (102.8 %) y 29.6 MW (103.9 %) para los bancos de la SE Mazatlán Uno.

Es importante mencionar, que se tienen limitaciones en LT que cuentan con tramos de Cable de Potencia Subterráneo y cuya problemática de sobrecarga se solucionará en el mediano plazo con los proyectos “P19-NO2 “Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste” y “P20-NO7 Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán”, que han sido instruidos por la Secretaría de Energía a CFE Transmisión para su realización y construcción, los cuales tienen una fecha estimada de realización en verano de 2024. Sin embargo, se pueden presentar diferimientos, cancelaciones o modificaciones, por lo que la entrada del proyecto de transformación Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1 quedará condicionado a que se concluya la obra que soluciona la restricción en el tramo subterráneo de la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico en 115 kV y que incrementaría la capacidad de transmisión a la capacidad del conductor aéreo, mediante la construcción del proyecto “P21-NO4 Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en



115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico” en abril de 2025.

### 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 Del Mar y Mazatlán Uno.

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 las SE Del Mar y Mazatlán Uno y la operación cercana a su capacidad nominal de las SE Mazatlán Tecnológico y Mazatlán Oriente.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **123.8 millones de pesos de 2020** (5.8 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2.4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Mazatlán Dos – 73990 – Mazatlán

Oriente en la SE Mazatlán Emiliano Zapata.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Mazatlán Emiliano Zapata 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 y 8 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 las SE, esto con red 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 Mazatlán, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Del Mar, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **87.8 millones de pesos de 2020** (4.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Mazatlán Emiliano Zapata 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.43**, un Valor Presente Neto (VPN) de **639.7 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **37.34 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.34**, un VPN de **527.5 millones de pesos** y una TIR de **34.39 %**.

Cuadro 9.6.11.1. Obras de transmisión del proyecto Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata entronque Mazatlán Dos - Mazatlán Oriente	115	2	4.8	abr-26	abr-26	Noroeste
<b>Total</b>			<b>4.8</b>			

Cuadro 9.6.11.2. Obras de transformación del proyecto Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

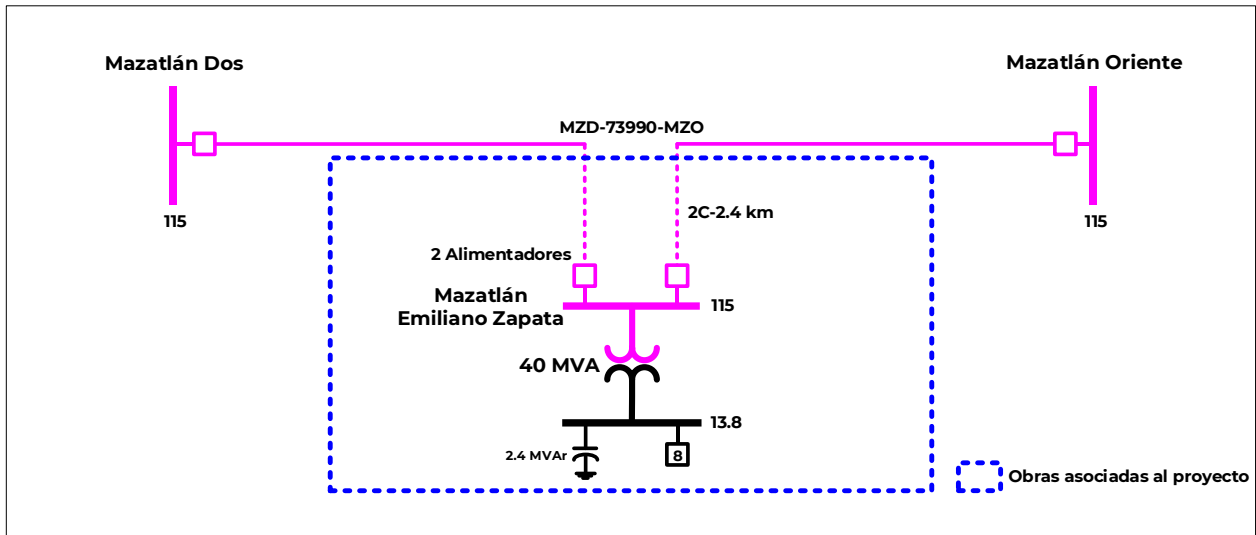
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noroeste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.11.3. Obras de compensación del proyecto Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Emiliano Zapata MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-26	abr-26	Noroeste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.11.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1



## GCR Norte

### D21-NTI Meoqui Banco 1 (Sustitución)

#### Diagnóstico

La SE Meoqui se encuentra localizada en la zona de distribución Delicias perteneciente a la GCR Norte y atiende eléctricamente a la región noreste de la ciudad de Meoqui, Chihuahua. Actualmente, la SE Meoqui cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE Meoqui tiene una carga de 16.8 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial y agrícola. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 19.0 MW, lo que representa un 100.0 % 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 Meoqui.

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 Meoqui.

## Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **26.6 millones de pesos de 2020** (1.2 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Sustitución del banco de transformación de 20 MVA en la SE Meoqui por 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 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 SE, esto con red completa. 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 Delicias, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Meoqui, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **31.2 millones de pesos de 2020** (1.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Meoqui Banco 1 (Sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

#### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.27**, un Valor Presente Neto (VPN) de **96.2 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **29.27 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.22**, un VPN de **87.0 millones de pesos** y una TIR de **23.30 %**.

Cuadro 9.6.12.1. Obras de transformación del proyecto Meoqui Banco 1 (Sustitución)

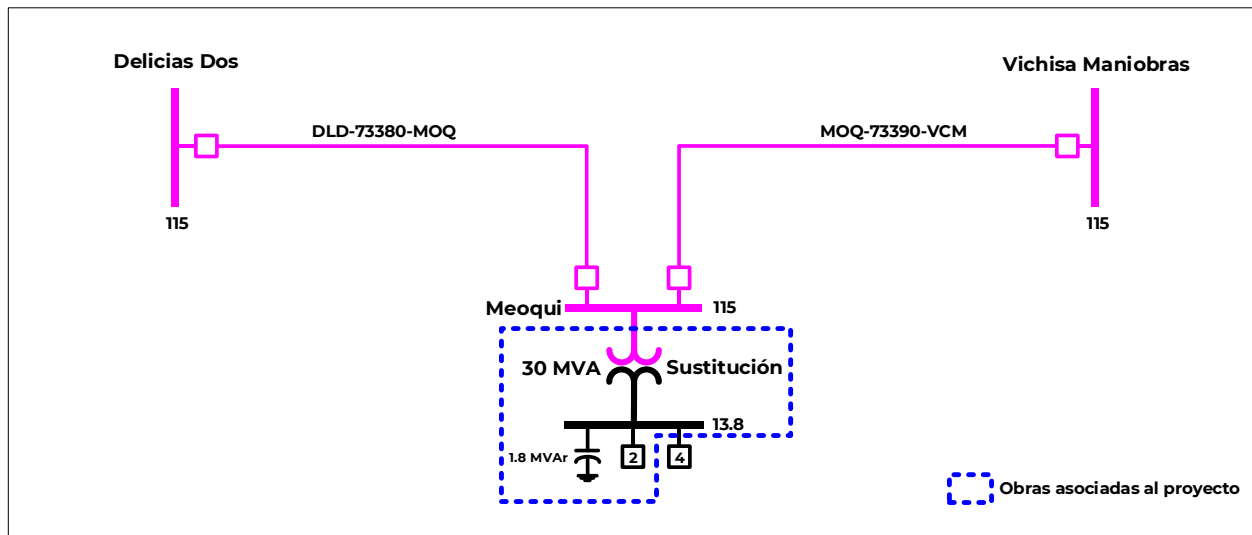
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Meoqui Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Norte
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.12.2. Obras de compensación del proyecto Meoqui Banco 1 (Sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Meoqui MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.12.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Meoqui Banco 1 (Sustitución)



## D21-NT3 Saucito Banco 2

### Diagnóstico

La SE Saucito se encuentra localizada en la zona de distribución Chihuahua perteneciente a la GCR Norte y atiende eléctricamente a la región norponiente de la ciudad de Chihuahua, Chihuahua. Actualmente, la SE Saucito cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/23.8 kV.

El banco de la SE Saucito tiene una carga de 20 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.6 MW, lo que representa un 100.4 % de la cargabilidad 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 Saucito.

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 Saucito.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **38.9 millones de pesos de 2020** (1.8 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Saucito con un banco de transformación de 30 MVA de

capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.

- **Compensación:** Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en 23.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 23.8 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 23.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con red 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 Chihuahua, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de la SE Américas, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 23.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **46.0 millones de pesos de 2020** (2.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Sin embargo, **Saucito 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.40**, un Valor Presente Neto (VPN) de **641.5 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **77.48 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.39**, un VPN de **633.3 millones de pesos** y una TIR de **69.23 %**.

Cuadro 9.6.13.1. Obras de transformación del proyecto Saucito Banco 2

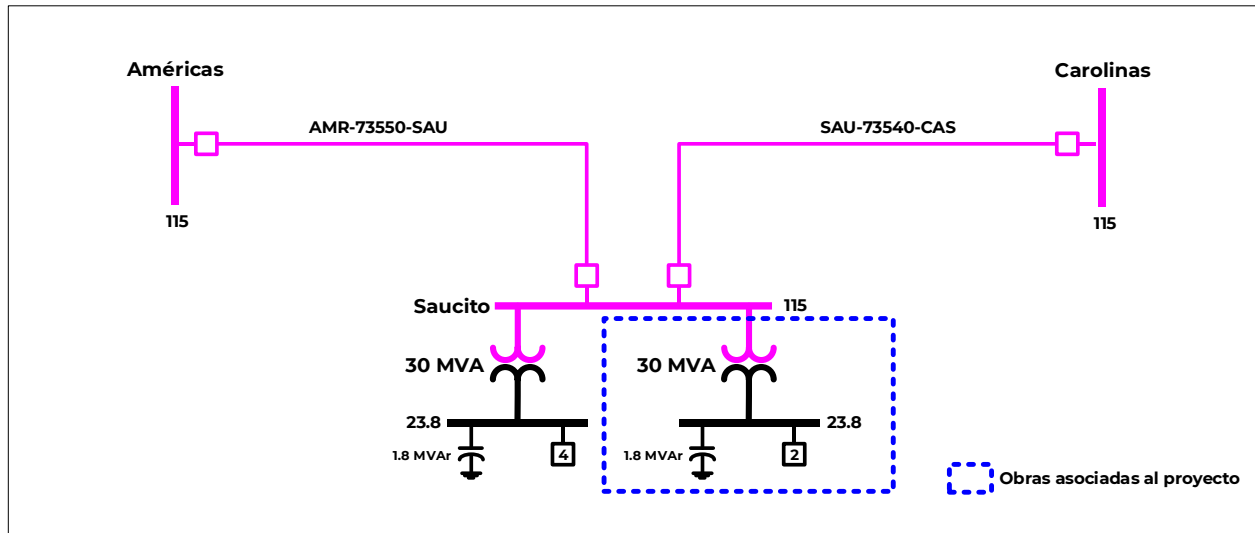
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Saucito Banco 2	1	T	30.0	115/23.8	abr-25	abr-25	Norte
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.13.2. Obras de compensación del proyecto Saucito Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Saucito MVar	Capacitor	23.8	1.8	abr-25	abr-25	Norte
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.13.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Saucito Banco 2





## GCR Noreste

### D21-NE1 Tamalín Banco 1

#### Diagnóstico

La SE Naranjos se encuentra localizada en la zona de distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a los municipios de Naranjos, Tamalín, Citlaltepec y Chontla del estado de Veracruz. Actualmente, la SE Naranjos cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El banco de la SE Naranjos tiene una carga de 16.0 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial, industrial y agrícola. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 19.3 MW, lo que representa un 101.6 % 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 Naranjos.

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 Naranjos.

## Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **82.2 millones de pesos de 2020** (3.8 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ozuluama – 73860 – Naranjos en la SE Tamalín.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Tamalín mediante la instalación de un banco de transformación de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 0.8 MVar de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 3 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 las SE, esto con red 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 Tampico, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Citlaltepec, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como

red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **109.3 millones de pesos de 2020** (5.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Tamalín 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.69**, un Valor Presente Neto (VPN) de **387.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **38.53 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.42**, un VPN de **282.9 millones de pesos** y una TIR de **24.21 %**.

**Cuadro 9.6.14.1. Obras de transmisión del proyecto Tamalín Banco 1**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín entronque Ozuluama - Naranjos	115	2	0.4	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>0.4</b>			

**Cuadro 9.6.14.2. Obras de transformación del proyecto Tamalín Banco 1**

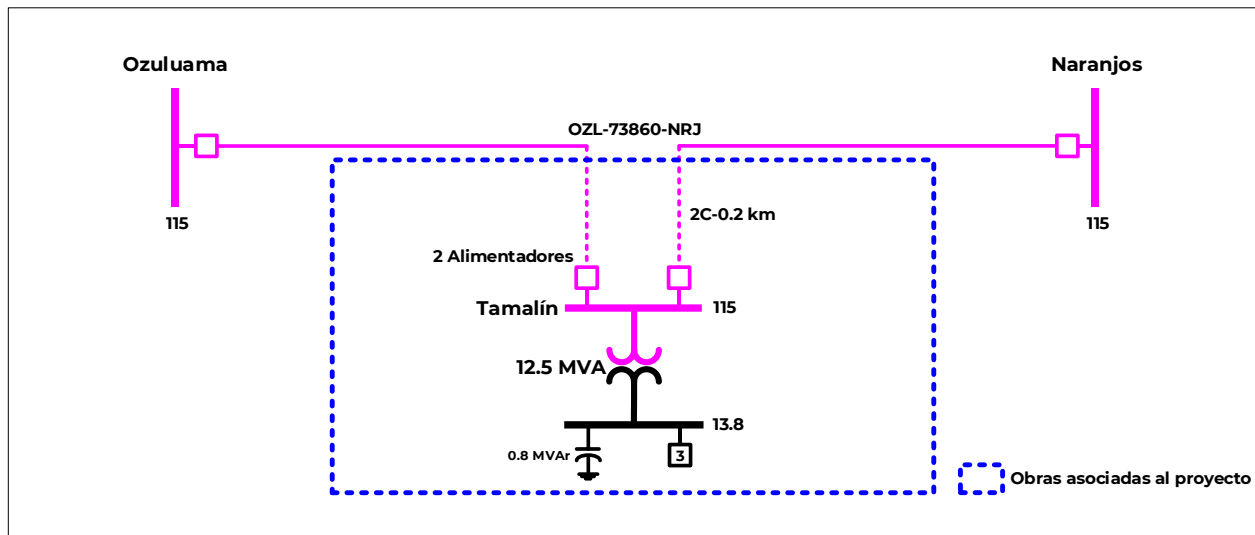
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>12.5</b>				

T. Transformador

**Cuadro 9.6.14.3. Obras de compensación del proyecto Tamalín Banco 1**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín MVar	Capacitor	13.8	0.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>0.8</b>			

Figura 9.6.14.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tamalín Banco 1



### D21-NE2 Miramar II Banco 1

#### Diagnóstico

La SE Textileras se encuentra localizada en la zona de distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente al municipio de Altamira, Tamaulipas. Actualmente, la SE Textileras cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV. Adicionalmente, un circuito en 34.5 kV que parte de la SE Textileras hacia la SE Miramar, la cual cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 12.5 MVA y 6.25 MVA, respectivamente y relación de transformación 34.5/13.8 kV.

El banco de la SE Textileras tiene una carga de 24.1 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.6 MW, lo que representa un 100.4 % 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 Textileras.

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 Confabilidad 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 Textileras.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **301.6 millones de pesos de 2020** (14.0 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Santa Amalia – 73K10 – Laguna del Conejo en la SE Miramar II.
- Transformación: Construcción de una nueva SE, encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), denominada Miramar II 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 y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Tampico, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Centro, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **309.9 millones de pesos de 2020** (14.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Miramar II 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.23**, un Valor Presente Neto (VPN) de **249.6 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **16.40 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.17**, un VPN de **165.0 millones de pesos** y una TIR de **14.97 %**.

Cuadro 9.6.15.1. Obras de transmisión del proyecto Miramar II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miramar II entronque Santa Amalia - Laguna del Conejo /12	115	2	6.0	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>6.0</b>			

12/ Circuito con cable subterráneo

Cuadro 9.6.15.2. Obras de transformación del proyecto Miramar II Banco 1

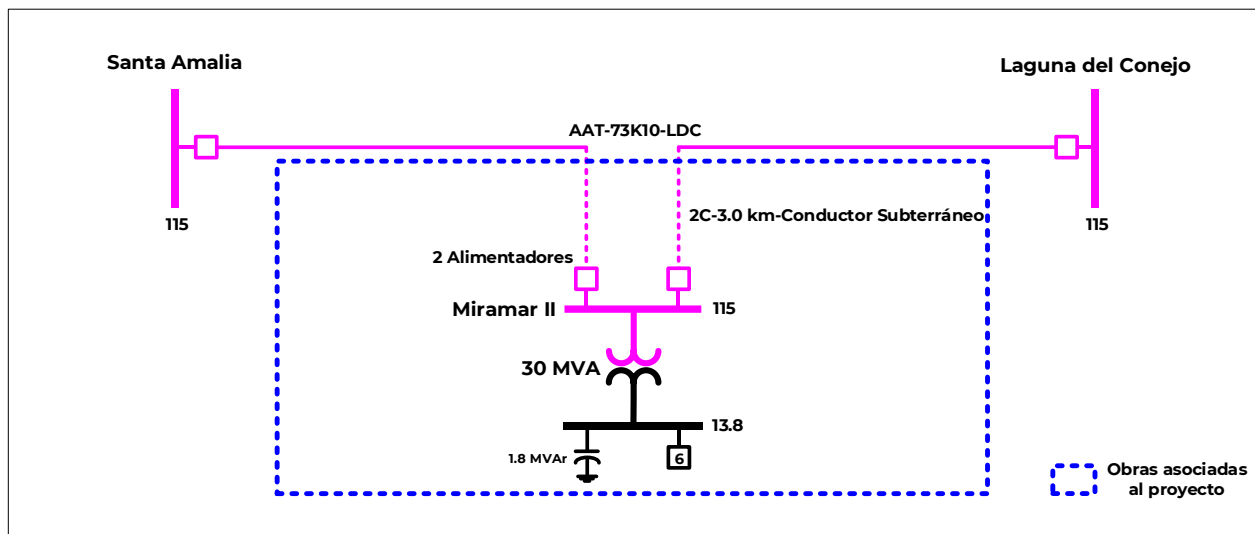
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miramar II Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.15.3. Obras de compensación del proyecto Miramar II Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Miramar II MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.15.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Miramar II Banco 1



## D21-NE1 Molino Banco 1

### Diagnóstico

La SE Pánuco se encuentra localizada en la zona de distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente al municipio de Pánuco, Veracruz. Actualmente, la SE Pánuco cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA cada uno y relación de transformación 115/34.5 kV y 115/13.8 kV, respectivamente. Sin embargo, solo el banco de transformación 115/34.5 kV forma parte del área de influencia ya que atiende a las cargas rurales del municipio.

El Banco 1 de la SE Pánuco tiene una carga de 13.4 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 19.2 MW, lo que representa un 101.1 % 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 Pánuco.

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 Pánuco.

## Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **120.3 millones de pesos de 2020** (5.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Pánuco – 73880 – Higo Dos en la SE Molino.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Molino 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 de capacidad en 34.5 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas en 34.5 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 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Tampico, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Moneque, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como

red asociada en 115 kV y 34.5 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **117.3 millones de pesos de 2020** (5.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Molino 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.46**, un Valor Presente Neto (VPN) de **416.9 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **26.77 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.44**, un VPN de **341.3 millones de pesos** y una TIR de **26.56 %**.

**Cuadro 9.6.16.1. Obras de transmisión del proyecto Molino Banco 1**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino entronque Pánuco - Higo Dos	115	2	8.0	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>8.0</b>			

**Cuadro 9.6.16.2. Obras de transformación del proyecto Molino Banco 1**

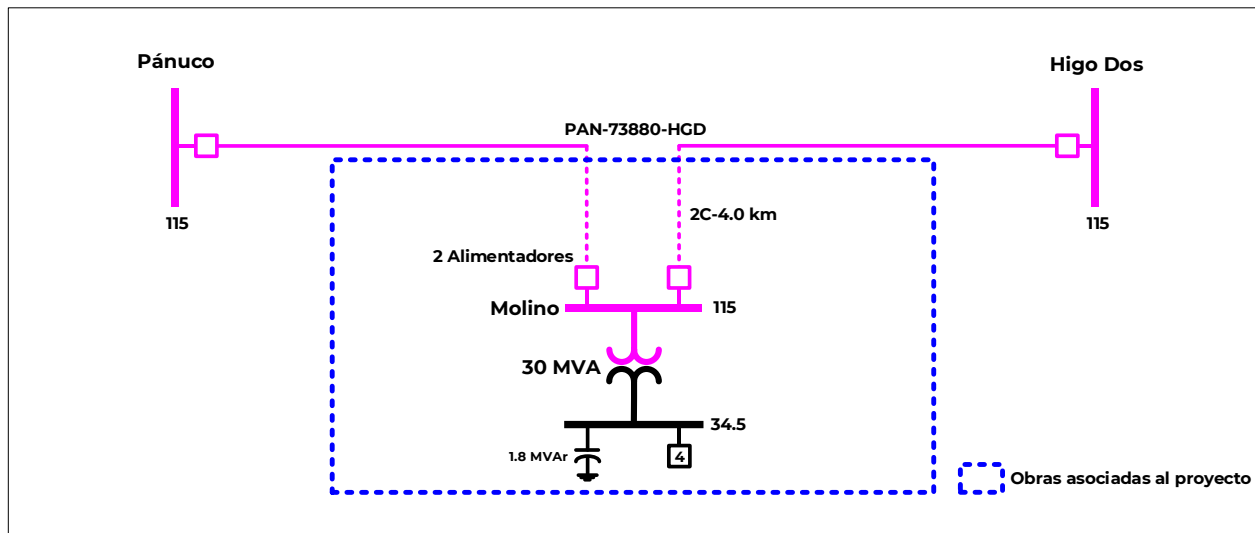
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

**Cuadro 9.6.16.3. Obras de compensación del proyecto Molino Banco 1**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Molino MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.16.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Molino Banco 1



#### D21-NE4 Ahuacatlán Banco 1

#### Diagnóstico

La SE Axtla se encuentra localizada en la zona de distribución Valles perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a los municipios de Xilitla y Axtla, San Luis Potosí. Actualmente, la SE Axtla cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

El banco de la SE Axtla tiene una carga de 15.4 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 19.3, lo que representa un 101.6 % 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 Axtla.

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 Axtla.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **226.3 millones de pesos de 2020** (10.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT de un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 23 km y un



conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, para conectar la SE Axtla con la SE Ahuacatlán.

- **Transformación:** Construcción de una nueva SE denominada Ahuacatlán mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- **Compensación:** Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAR de capacidad en 34.5 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 2 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas en 34.5 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 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Valles, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada El Lobo, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 34.5 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **293.3 millones de pesos de 2020** (13.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Ahuacatlán 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.24**, un Valor Presente Neto (VPN) de **206.2 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **16.66 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.15**, un VPN de **138.4 millones de pesos** y una TIR de **14.29 %**.

Cuadro 9.6.17.1. Obras de transmisión del proyecto Ahuacatlán Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Axtla - Ahuacatlán	115	1	23.0	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>23.0</b>			

Cuadro 9.6.17.2. Obras de transformación del proyecto Ahuacatlán Banco 1

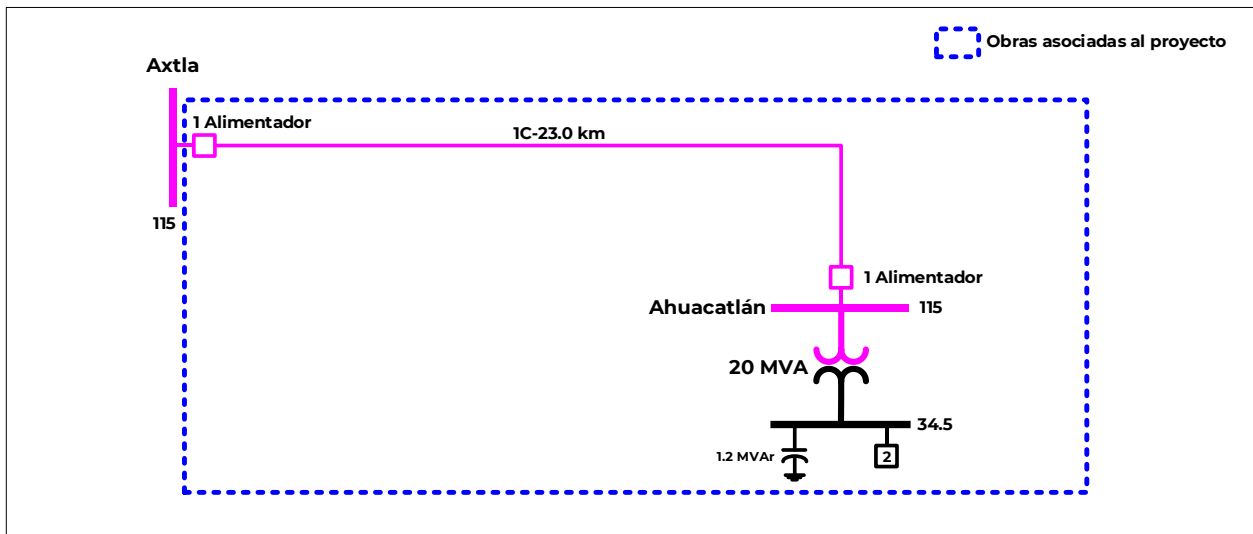
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ahuacatlán Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.17.3. Obras de compensación del proyecto Ahuacatlán Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ahuacatlán MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

Figura 9.6.17.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Ahuacatlán Banco 1



D21-NE5 Las Palmas Banco 1

### Diagnóstico

Las SE Victoria, Libertad y Olivo se encuentran localizadas en la zona de distribución Victoria perteneciente a la GCR Noreste y atienden eléctricamente a la región centro y norte de Ciudad Victoria, Tamaulipas. Actualmente, la SE Victoria cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, la SE Libertad cuenta con dos bancos de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV (solo el Banco 2 atiende a la zona de influencia), mientras la SE Olivo cuenta con dos bancos de transformación de 20

MVA y 30 MVA, cada uno y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Los bancos de la SE Victoria tienen una carga de 23.6 MW y 21.7 MW, el Banco 2 de la SE Libertad tiene una carga de 20.6 MW y los bancos de la SE Olivo tienen una carga de 14.5 MW y 23.7 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 28.4 MW (99.6 %) y 29.2 MW (102.5 %) para los bancos en la SE Victoria, de 28.4 MW (99.6 %) para el banco en la SE Libertad y de 18.7 MW (98.4 %) y 29.2 MW (102.5 %) para los bancos en la SE Olivo.

## Problemática que resolver

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 las SE Victoria, Libertad y Olivo.

## Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **253.4 millones de pesos de 2020** (11.8 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT aérea-subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.75 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en su tramo aéreo y de 1.75 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP en su tramo subterráneo, para entroncar la LT Olivo – 73530 – Bicentenario en la SE Las Palmas.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Las Palmas 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 y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Victoria, se revisó una opción alterna que consiste en la misma SE denominada Las Palmas, pero conectada de forma radial a la SE Olivo, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **265.9 millones de pesos de 2020** (12.4

millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Las Palmas Banco 1 conectada mediante un entronque a la LT Olivo – Bicentenario** 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.47**, un Valor Presente Neto (VPN) de **771.6 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **32.75 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.46**, un VPN de **758.8 millones de pesos** y una TIR de **31.74 %**.

Cuadro 9.6.18.1. Obras de transmisión del proyecto Las Palmas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas entronque Olivo - Bicentenario /12	115	2	7.0	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>7.0</b>			

12/ Circuito con cable subterráneo

Cuadro 9.6.18.2. Obras de transformación del proyecto Las Palmas Banco 1

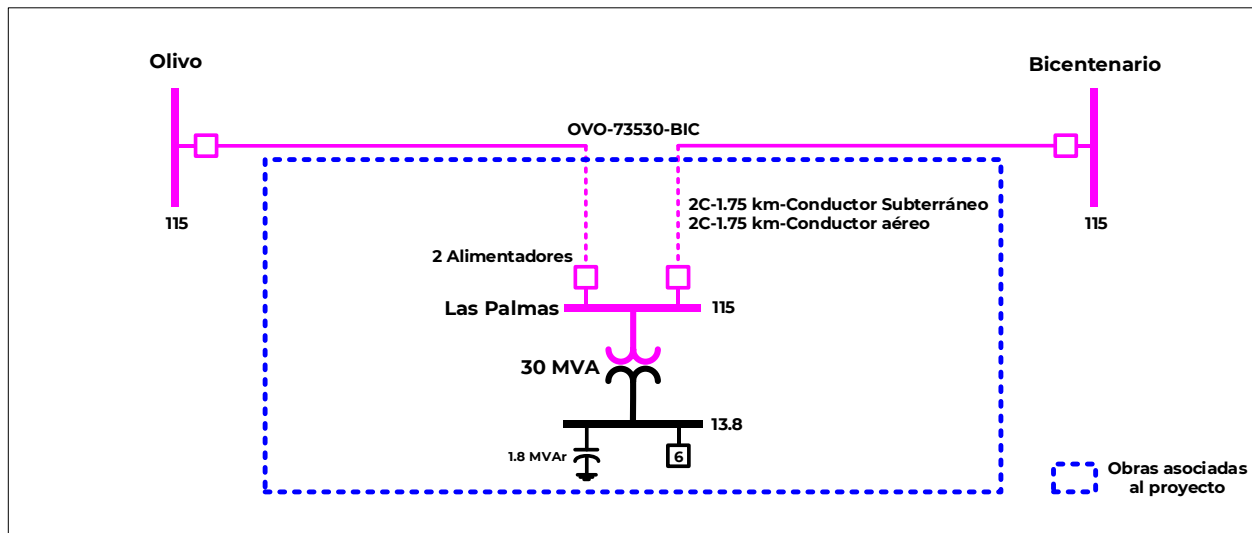
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.18.3. Obras de compensación del proyecto Las Palmas Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.18.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Las Palmas Banco 1



## D21-NE6 Hidalgo Banco 1

### Diagnóstico

La SE Infonavit se encuentra localizada en la zona de distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a la región poniente de la ciudad de Tampico, Tamaulipas. Actualmente, la SE Infonavit 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 Infonavit tiene una carga de 17.6 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 28.7 MW, lo que representa un 100.7 % 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 Infonavit.

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 Infonavit.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **201.8 millones de pesos de 2020** (9.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1

km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Infonavit – 73350 – Chairel en la SE Hidalgo.

- **Transformación:** Construcción de una nueva SE, encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), denominada Hidalgo 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 y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Tampico, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Comercio, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **299.7 millones de pesos de 2020** (13.9 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Hidalgo 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.50**, un Valor Presente Neto (VPN) de **674.6 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **31.12 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.36**, un VPN de **574.2 millones de pesos** y una TIR de **23.74 %**.

Cuadro 9.6.19.1. Obras de transmisión del proyecto Hidalgo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo entronque Infonavit - Chairel / 12	115	2	2.0	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

12/ Circuito con cable subterráneo

Cuadro 9.6.19.2. Obras de transformación del proyecto Hidalgo Banco 1

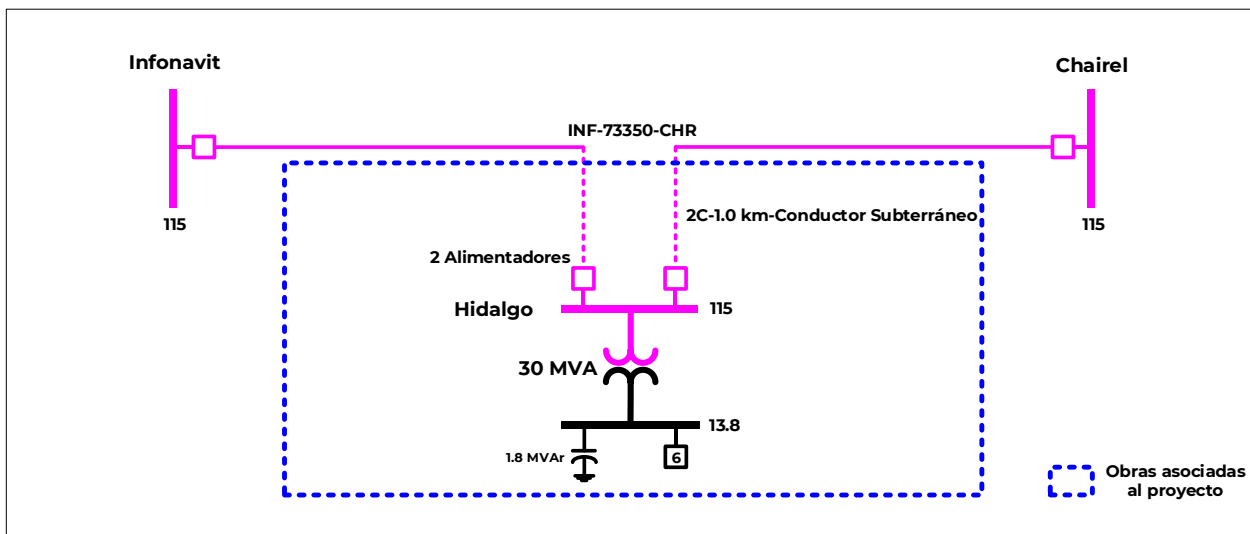
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.19.3. Obras de compensación del proyecto Hidalgo Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hidalgo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.19.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Hidalgo Banco 1



## D21-NE7 Laguna Banco 1

### Diagnóstico

La SE Valles se encuentra localizada en la zona de distribución Valles perteneciente a la GCR Noreste y atiende eléctricamente a los municipios de Ciudad Valles, Tamuín, Ébano, Aquismón, San Vicente, Tanquian, Tancanhuitz, San Luis Potosí. Actualmente, la SE Valles cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 12.5 MVA y 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV y 115/13.8 kV, respectivamente. Para 2021 se espera la sustitución del banco de transformación de 12.5 MVA por uno de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV mediante recursos de aportaciones de la División de Distribución Golfo Centro.

El banco 115/34.5 kV de la SE Valles tiene una carga de 13.2 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial y agrícola. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2026 se espera una carga de 19.2 MW, lo que representa un 101.1 % 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 Valles.

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 Valles.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **84.0 millones de pesos de 2020** (3.9 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 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 una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ingenio San Miguel el Naranjo – 73040 – Valle Alto en la SE Laguna.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Laguna mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAR de capacidad en 34.5 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 2 alimentadores con sus respectivas salidas aéreas en 34.5 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 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Valles, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada

Lajilla, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 34.5 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **98.7 millones de pesos de 2020** (4.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Laguna 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.54**, un Valor Presente Neto (VPN) de **634.6 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **52.13 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.52**, un VPN de **620.6 millones de pesos** y una TIR de **47.01 %**.

Cuadro 9.6.20.1. Obras de transmisión del proyecto Laguna Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna entronque Ingenio San Miguel el Naranjo - Valle Alto	115	2	0.2	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>0.2</b>			

Cuadro 9.6.20.2. Obras de transformación del proyecto Laguna Banco 1

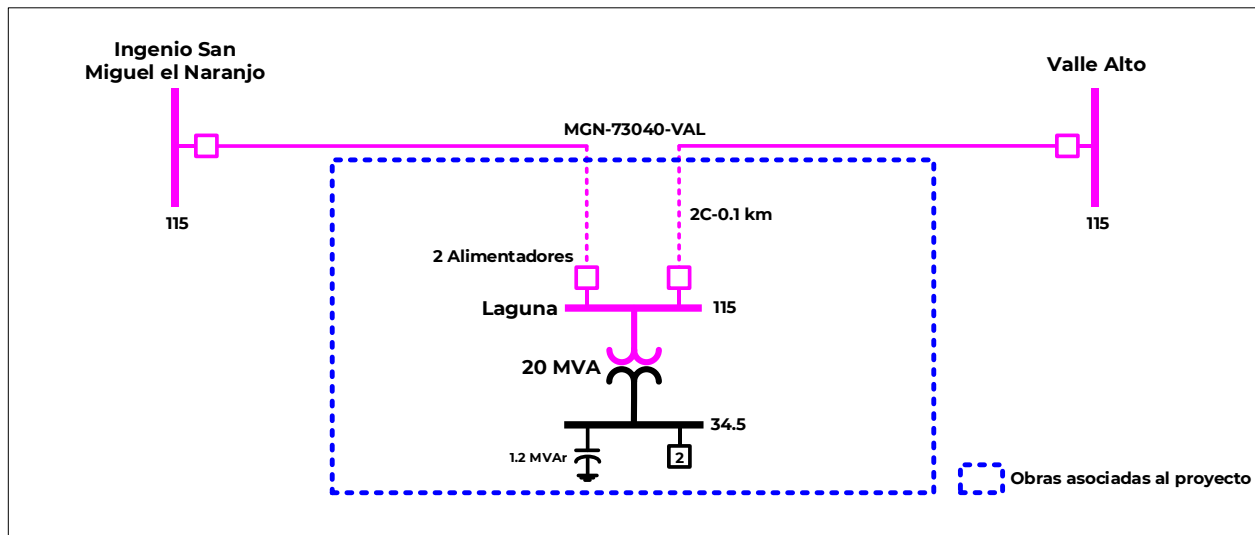
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.20.3. Obras de compensación del proyecto Laguna Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna MVar	Capacitor	34.5	1.2	abr-26	abr-26	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

Figura 9.6.20.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Laguna Banco 1



## D21-NE8 Sinaí Banco 1

### Diagnóstico

Las SE Parque Industrial del Norte, Aztlán y San Cristóbal se encuentran localizadas en la zona de distribución Reynosa perteneciente a la GCR Noreste y atienden eléctricamente a la región suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Actualmente, la SE Parque Industrial del Norte cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 138/13.8 kV. La SE Aztlán cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 138/13.8 kV, mientras que la SE San Cristóbal cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación de 138/13.8 kV.

El banco de la SE Parque Industrial del Norte tiene una carga de 28.7 MW y 31.3 MW, el banco de la SE Aztlán tiene una carga de 37.3 MW y el banco de la SE San Cristóbal tiene una carga de 31.7 MW, cuyo perfil se compone por Centros de

Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 26.8 MW (94.0 %) y 27.0 MW (94.7 %) para los bancos en la SE Parque Industrial del Norte, de 38.3 MW (100.8 %) para el banco de la SE Aztlán y de 29.8 MW (104.6 %) para el banco de la SE San Cristóbal.

### 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 Aztlán y San Cristóbal.

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 Confianza 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 Aztlán y San Cristóbal y la operación cercana a su

capacidad de la SE Parque Industrial del Norte.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **150.7 millones de pesos de 2020** (7.0 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 138 kV, con una longitud estimada de 3.68 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Jarachina – 83A50 – San Cristóbal en la SE Sinaí.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Sinaí mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 138 kV y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Reynosa, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Puerta del Sol, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 138/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 138 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **159.4 millones de pesos de 2020** (7.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Sinaí 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.47**, un Valor

Presente Neto (VPN) de **610.3 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **29.15 %**. La Alternativa 2 tiene

una relación B/C de **1.46**, un VPN de **599.7 millones de pesos** y una TIR de **28.31 %**.

Cuadro 9.6.21.1. Obras de transmisión del proyecto Sinaí Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí entronque Jarachina - San Cristóbal	138	2	7.36	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>7.36</b>			

Cuadro 9.6.21.2. Obras de transformación del proyecto Sinaí Banco 1

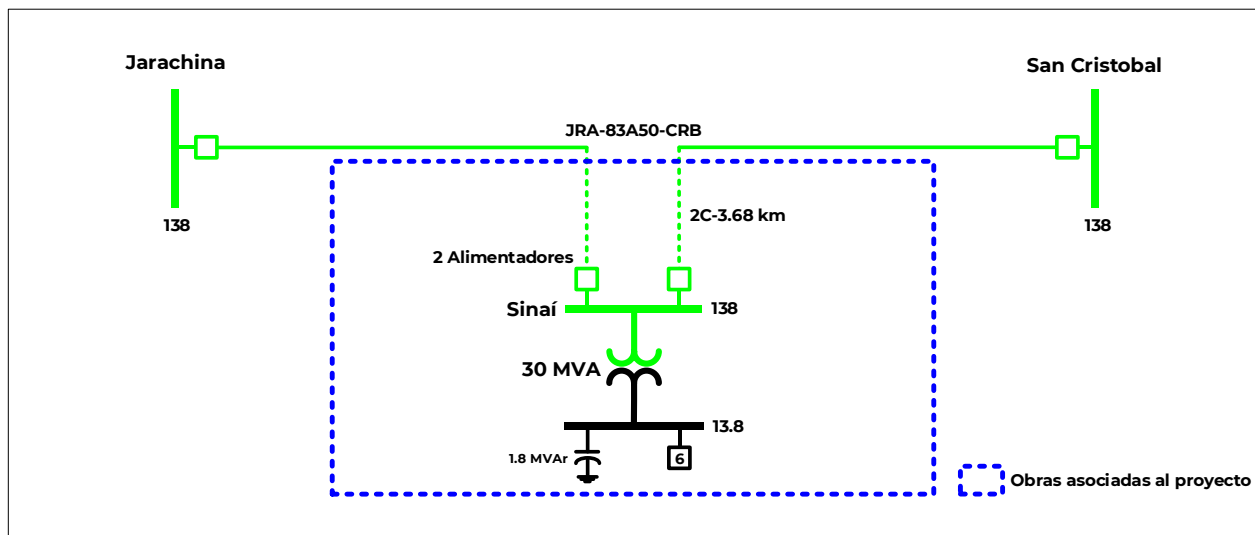
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.21.3. Obras de compensación del proyecto Sinaí Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sinaí MVar	Capacitor	138	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.21.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Sinaí Banco 1



## D21-NE9 Fomerrey 22 Banco 2

### Diagnóstico

Las SE Santa Catarina y Fomerrey 22 se encuentran localizadas en la zona de distribución Monterrey Poniente perteneciente a la GCR Noreste y atienden eléctricamente a la región oriente del municipio de Santa Catarina, Nuevo León. Actualmente, la SE Santa Catarina cuenta con tres bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV, mientras que la SE Fomerrey 22 cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de la SE Santa Catarina tienen una carga de 25.3 MW, 21.7 MW y 23.9 MW, respectivamente y el banco de la SE Fomerrey 22 tiene una carga de 22.9 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 30.7 MW (107.7 %), 26.3 MW (92.3 %) y 28.9 MW (101.4 %) para los bancos en la SE Santa Catarina y de 29.1 MW (102.1 %) para el banco en la SE Fomerrey 22.

### 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 Santa Catarina y Fomerrey 22.

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 las SE Santa Catarina y Fomerrey 22.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **56.0 millones de pesos de 2020** (2.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Fomerrey con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVar de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 8 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Monterrey Poniente, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada La Fama, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La

Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **125.9 millones de pesos de 2020** (5.9 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Fomerrey 22 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.62**, un Valor Presente Neto (VPN) de **1,319.5 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **83.70 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.55**, un VPN de **1,104.3 millones de pesos** y una TIR de **49.99 %**.

Cuadro 9.6.22.1. Obras de transformación del proyecto Fomerrey 22 Banco 2

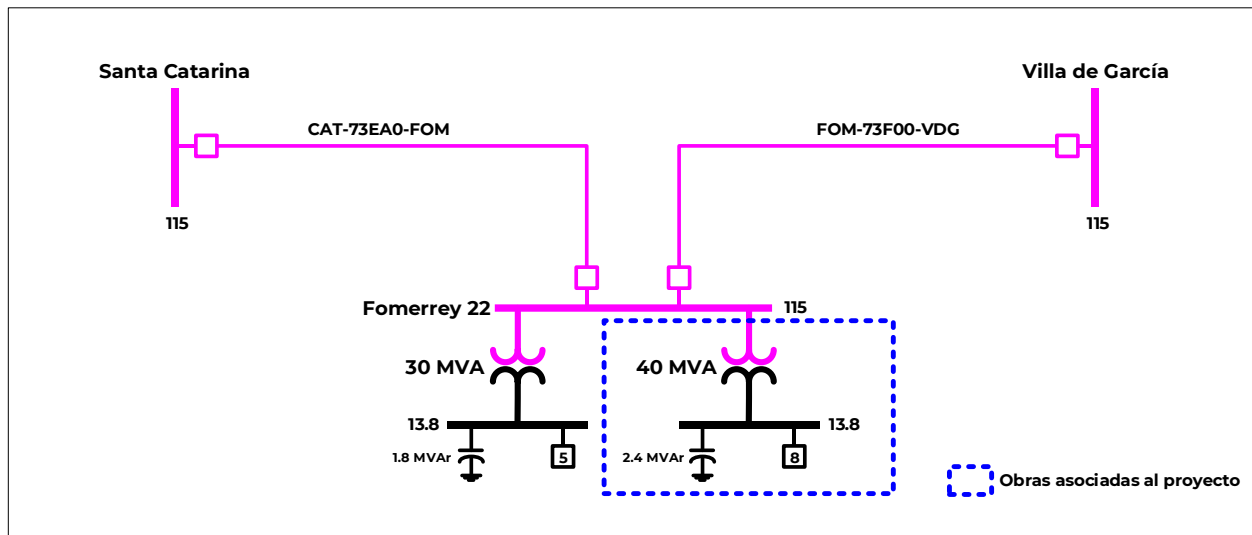
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fomerrey 22 Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.22.2. Obras de compensación del proyecto Fomerrey 22 Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fomerrey 22 MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.221. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Fomerrey 22 Banco 2



D21-NE10 Playa Banco 1

### Diagnóstico

Las SE Tampico y Refinería Madero se encuentran localizadas en la zona de distribución Tampico perteneciente a la GCR Noreste y atienden eléctricamente a la región oriente de la ciudad de Tampico, Tamaulipas. Actualmente, la SE Tampico cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno, y relación de transformación 115/13.8 kV. Anteriormente existía un banco de transformación 115/34.5 kV, el cual se encuentra fuera de operación. De igual forma, la SE Refinería Madero 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, solo el Banco 3 en la SE Tampico y el Banco 1 en la SE Refinería Madero atienden la zona de influencia.

El banco de la SE Tampico tiene una carga de 27.8 MW, mientras que el banco de la SE Refinería Madero tiene una carga de 21.1 MW, cuyo perfil se

compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 29.5 MW, para el banco en la SE Tampico y de 24.8 MW, para el banco en la SE Refinería Madero, lo que representa un 103.5 % y 87.0 % de la capacidad de los bancos, respectivamente.

Como se puede observar, la SE Refinería Madero tiene capacidad disponible en el banco de transformación, sin embargo, no es factible transferir más carga a este debido a que se presentarían sobrecargas y altas pérdidas eléctricas en los circuitos de media tensión y se tendría un perfil de tensión que incumpliría con el Código de Red.

### 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 Tampico.

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 Tampico y la operación cercana a su capacidad nominal de la SE Refinería Madero.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **221.0 millones de pesos de 2020** (10.3 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Flex América – 73110 – Refinería Madero en la SE Playa.
- Transformación: Construcción de una nueva SE, encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), denominada Playa 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 y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Tampico, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Fundadores, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **282.0 millones de pesos de 2020** (13.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).



Sin embargo, **Playa 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.56**, un Valor Presente Neto (VPN) de **561.8 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **26.18 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.44**, un VPN de **412.6 millones de pesos** y una TIR de **21.85 %**.

Cuadro 9.6.23.1. Obras de transmisión del proyecto Playa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa entronque Flex América - Refinería Madero /12	115	2	3.0	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>3.0</b>			

12/ Circuito con cable subterráneo

Cuadro 9.6.23.2. Obras de transformación del proyecto Playa Banco 1

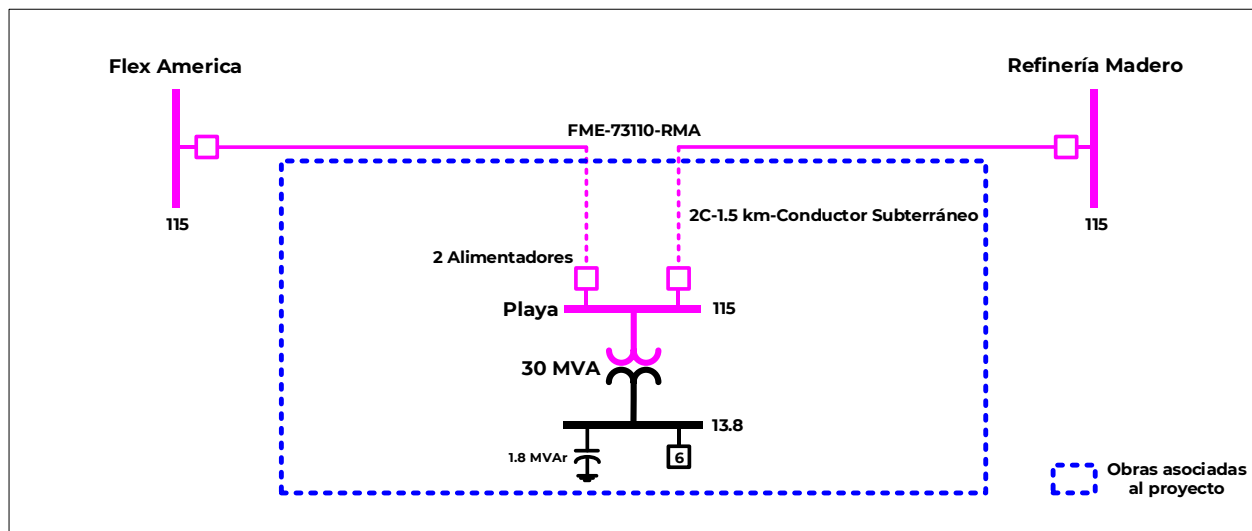
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.23.3. Obras de compensación del proyecto Playa Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.23.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Playa Banco 1



## GCR Peninsular

### D21-PEI Punta Sam Banco 2

#### Diagnóstico

Las SE Punta Sam y Puerto Juárez se encuentran localizadas en la zona de distribución Cancún perteneciente a la GCR Peninsular y atienden eléctricamente a la región nororiente de la ciudad de Cancún, Quintana Roo. Actualmente, la SE Punta Sam cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Puerto Juárez cuenta con dos bancos de transformación de 40 MVA y 30 MVA, respectivamente y relación de transformación de 115/13.8 kV, sin embargo, solo el Banco 2 atiende a la zona de influencia.

El banco de la SE Punta Sam tiene una carga de 29.5 MW, mientras que el Banco 2 de la SE Puerto Juárez tiene una carga de 27.2 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 30.0 MW y 28.1 MW, lo que representa un 105.3 % y 98.6 % de la capacidad de los bancos, respectivamente. Lo anterior considerando una transferencia de carga de 3 MW adicional a otras SE de la ciudad de Cancún para evitar mayores sobrecargas, siendo una solución temporal.

#### 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 Punta Sam y Puerto Juárez.

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 las SE Punta Sam y SE Puerto Juárez y en los circuitos de media tensión.

#### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **52.4 millones de pesos de 2020** (2.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Punta Sam con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 las SE, esto con red 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 Cancún, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE

denominada Xib, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **118.0 millones de pesos de 2020** (5.5 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Punta Sam 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.64**, un Valor Presente Neto (VPN) de **442.9 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **31.69 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.44**, un VPN de **273.1 millones de pesos** y una TIR de **20.26 %**.

**Cuadro 9.624.1. Obras de transformación del proyecto Punta Sam Banco 2**

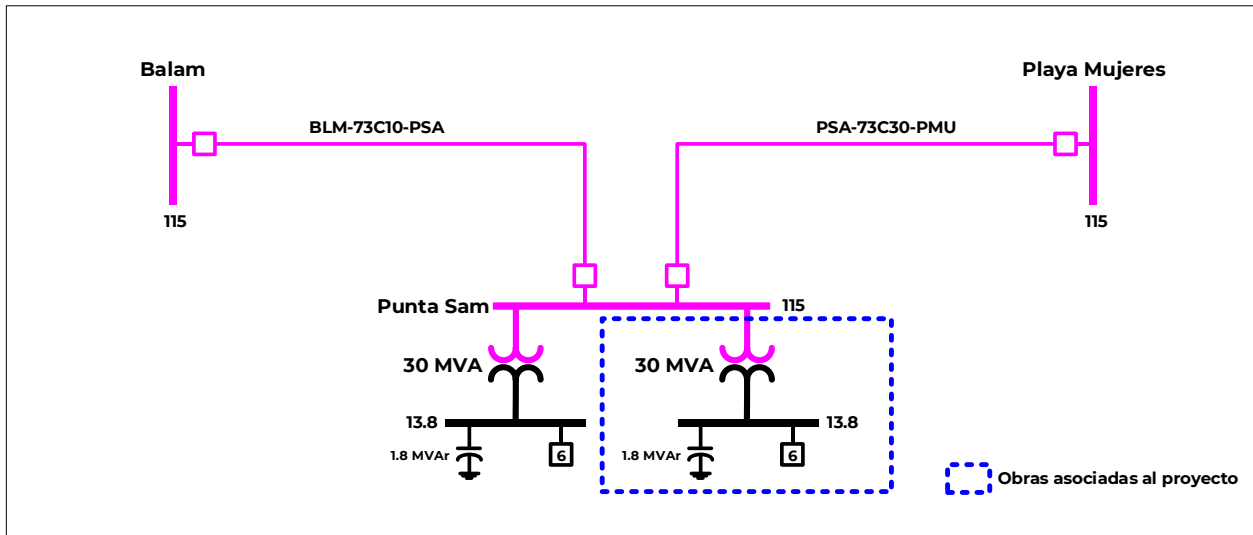
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Sam Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-25	Peninsular
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

**Cuadro 9.624.2. Obras de compensación del proyecto Punta Sam Banco 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Sam MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-25	Peninsular
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.24.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Punta Sam Banco 2



## GCR Baja California

### D21-BC1 Valle Potencia Banco 1

#### Diagnóstico

Las SE Ruiz Cortines y Parque Industrial se encuentran localizadas en la zona de distribución San Luis Río Colorado, perteneciente a la GCR Baja California y atienden eléctricamente a la región oeste de San Luis Río Colorado, Sonora. Actualmente, la SE Ruiz Cortines cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 75 MVA cada uno y relación de transformación 161/34.5 kV. La SE Parque Industrial cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 50 MVA y 40 MVA y relación de transformación 230/34.5 kV y 161/13.8 kV, respectivamente.

Sin embargo, solo el Banco 2 en la SE Ruiz Cortines y el Banco 1 (230/34.5 kV) en la SE Parque Industrial alimentan la carga de la zona de influencia.

En 2020, el Banco 2 de la SE Ruiz Cortines registró una carga de 70.6 MW, mientras que el Banco 1 de la SE Parque Industrial tiene una carga de 38.5 MW, su perfil de carga se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial, industrial y agrícola. De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 73.0 MW para el Banco 2 en la SE Ruiz Cortines, lo que representa un 102.5 % de la capacidad del banco. Para el Banco 1 en la SE Parque Industrial se espera una carga de 41.0 MW, lo que representa un 86.3 % de la capacidad del banco.

También, la carga residencial y comercial es provista en media tensión a través de la SE Valle, con un banco de

transformación de 20 MVA y relación de transformación 34.5/13.8 kV mientras que la carga agrícola es alimentada en media tensión a través de la SE Grullitas con un banco de transformación de 5 MVA y relación de transformación 34.5/13.8 kV.

Debido a lo expuesto anteriormente, el balanceo de la carga entre ambos bancos de transformación de media tensión se dificulta porque cada uno de los circuitos en 34.5 kV de la SE Ruiz Cortines alimenta importantes cantidades de energía, esto origina que no se puedan realizar optimizaciones de la red de media tensión. Adicionalmente, la SE Ruiz Cortines no cuenta con el espacio disponible para construir circuitos adicionales en media tensión.

Es importante mencionar que, debido a la interconexión a la RNT de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado en 2024, se llevará a cabo el cambio de tensión de la red eléctrica en la zona San Luis Río Colorado de 161 kV a 230 kV, por lo cual la infraestructura propuesta en este proyecto está aislada y operada en 230 kV. En caso de cancelación o diferimiento del proyecto de cambio de tensión a 230 kV en la zona San Luis Río Colorado, será necesario modificar la relación de transformación de la SE Valle Potencia, para interconectarlo de manera temporal en el nivel de tensión de 161 kV. Por lo tanto, si hay incertidumbre en la fecha de entrada en operación para la realización del proyecto C.C. San Luis Río Colorado o bien se modifica la capacidad del mismo, requiriéndose ajustar las Obras de Interconexión y/o Refuerzo, será necesario, previo a la licitación del proyecto "D21-BC1 Valle Potencia Banco 1" verificar si es conveniente considerar una doble relación de transformación

en el nivel de alta tensión para disponer de tensiones en 230 kV y 161 kV y no depender de las obras asociadas a la realización del proyecto de generación.

### 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 Ruiz Cortines.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura de transformación que se tendría en 2025. Todo esto repercutirá en una baja Confiabilidad y Calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga y la imposibilidad de realizar nuevos circuitos en 34.5 kV debido a las sobrecargas que se presentarían en la transformación de la SE Ruiz Cortines y la operación cercana a su capacidad nominal de la SE Parque Industrial.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **166.2 millones de pesos de 2020** (7.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 230 kV, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil, tipo ACSR, para entroncar la LT

Ruiz Cortines – 93BC0 – Parque Industrial en la SE Valle Potencia.

- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Valle Potencia mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 2 alimentadores en 230 kV y 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 34.5 kV y 13.8 kV ante el incremento esperado de la demanda en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Río Colorado, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Aeropuerto, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 230 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **178.4 millones de pesos de 2020** (8.3 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Valle Potencia 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.29**, un Valor Presente Neto (VPN) de **270.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **20.10 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.27**, un VPN de **255.9 millones de pesos** y una TIR de **19.19 %**.

Cuadro 9.6.25.1. Obras de transmisión del proyecto Valle Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial	230	2	1.0	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.0</b>			

Cuadro 9.6.25.2. Obras de transformación del proyecto Valle Potencia Banco 1

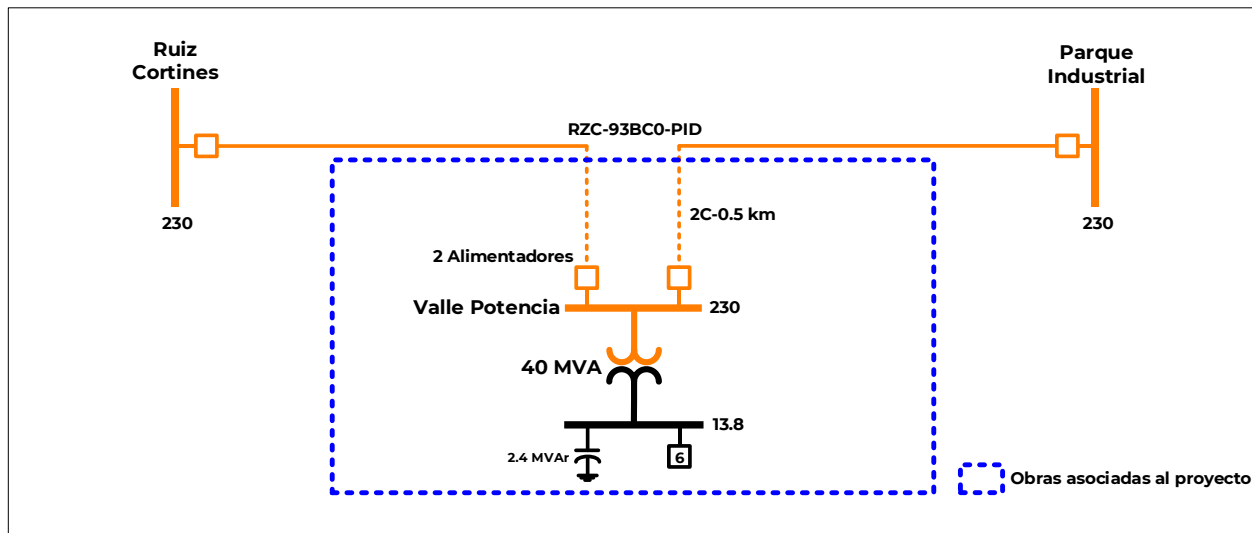
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.25.3. Obras de compensación del proyecto Valle Potencia Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Potencia MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.6.25.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Valle Potencia Banco 1



## D21-BC2 Valle Dorado Banco 1

### Diagnóstico

Las SE Ciprés y Gallo se encuentran localizadas en la zona de distribución Ensenada perteneciente a la GCR Baja California y atienden eléctricamente a la región urbana de la ciudad Ensenada, Baja California. Actualmente, la SE Ciprés cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. La SE Gallo 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, solo el Banco 1 atiende a la zona de influencia del proyecto.

El banco de la SE Ciprés tiene una carga de 24.1 MW, y el Banco 1 de la SE Gallo tiene una carga de 20.7 MW, cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 32.2 MW para el banco en la SE Ciprés, lo que representa

un 113.0 % de la capacidad del banco de transformación. Para el Banco 1 en la SE Gallo se espera una carga de 23.1 MW, lo que representa un 81.1 % de la capacidad del banco.

Como se puede observar, la SE Gallo tiene capacidad disponible en el banco de transformación, sin embargo, no es factible transferir más carga a este transformador debido a que se presentarían sobrecargas y altas pérdidas eléctricas en los circuitos de media tensión existentes y se tendría un perfil de tensión que incumpliría con el Código de Red. Adicionalmente, no se tiene posibilidad de ampliar con circuitos en media tensión de la SE Gallo para descargar la SE Ciprés debido a la saturación de vialidades y la distancia a los centros de consumo.

### 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 Ciprés.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años,



se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura de transformación esperada 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 Ciprés y en los circuitos de media tensión asociados a la SE Gallo.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **111.9 millones de pesos de 2020** (5.2 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transmisión: Construcción de una LT de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ciprés – 73210 – Cementos California en la SE Valle Dorado.
- Transformación: Construcción de una nueva SE denominada Valle Dorado 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 y 4 alimentadores con sus

respectivas salidas 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 esperada en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Ensenada, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Loma Dorada, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **173.7 millones de pesos de 2020** (8.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Valle Dorado 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.64**, un Valor Presente Neto (VPN) de **760.0 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **35.30 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.56**, un VPN de **694.4 millones de pesos** y una TIR de **28.59 %**.

Cuadro 9.6.26.1. Obras de transmisión del proyecto Valle Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado entronque Ciprés - Cementos California	115	2	2.0	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.0</b>			

Cuadro 9.6.26.2. Obras de transformación del proyecto Valle Dorado Banco 1

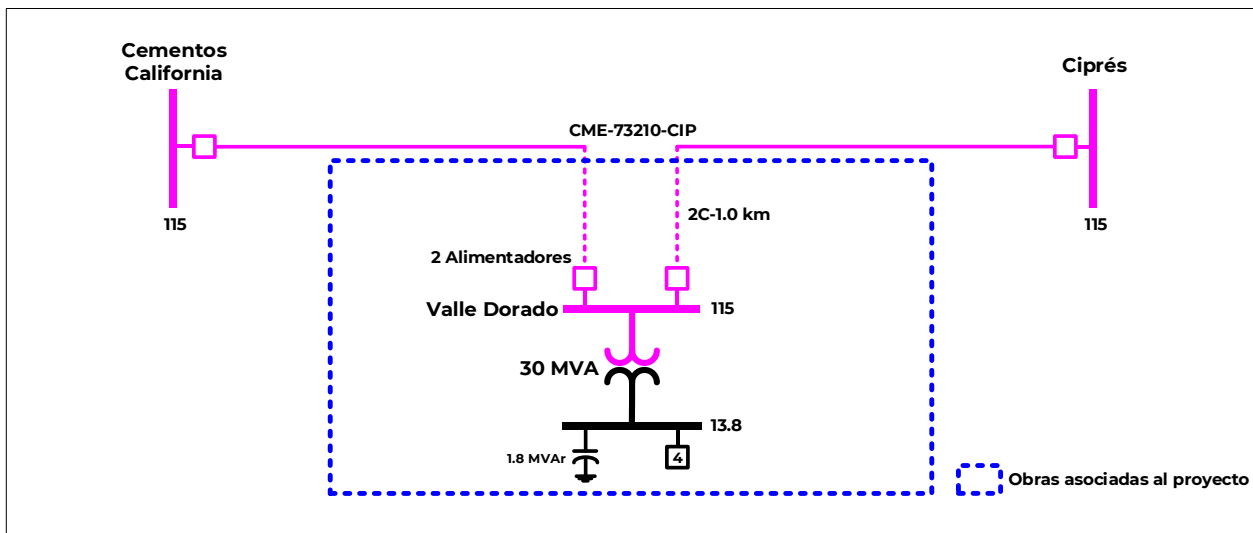
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Dorado Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.6.26.3. 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	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.26.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Valle Dorado Banco 1



## D21-BC3 Seminario Banco 2

### Diagnóstico

Las SE Seminario, Lago y La Mesa se encuentran localizadas en la zona de distribución Tijuana perteneciente a la GCR Baja California y atienden eléctricamente a la parte oriente de la ciudad de Tijuana, Baja California. Actualmente, la SE Seminario cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 69/13.8 kV. La SE La Mesa cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 69/13.8 kV. De igual forma, la SE Lago cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 69/13.8 kV.

El banco de la SE Seminario tiene una carga de 27 MW, mientras que los bancos de la SE La Mesa tienen una carga de 26.9 MW y 27.0 MW, respectivamente y los bancos de la SE Lago tienen una carga de 29.2 MW y 28.5 MW, respectivamente, el área de influencia se encuentra inmersa dentro del área urbana de la zona Tijuana, densamente poblada y con múltiples servicios de tipo comercial.

De acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 28.0 MW (98.2 %), para el banco en la SE Seminario, de 28.9 MW (101.4 %) y 29.3 MW (102.8 %) para los dos bancos en la SE La Mesa y de 28.4 MW (99.6 %) y 27.8 MW (97.5 %) para los dos bancos en la SE Lago.

### 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 Mesa con altos flujos de transmisión en los bancos de transformación de las SE Seminario y Lago que saturan la capacidad de suministrar carga en el área de influencia.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con la infraestructura de transformación 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 la saturación en los equipos de transformación de la SE La Mesa, SE Seminario y SE Lago.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **70.3 millones de pesos de 2020** (3.3 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Seminario con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69/13.8 kV, que operará inicialmente en 69/13.8 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 media tensión de 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 las SE, esto con red 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 Tijuana, se revisó una opción alterna que consiste en una nueva SE denominada Insurgentes, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/69/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 kV (operación inicial en 69 kV) y 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **137.3 millones de pesos de 2020** (6.4 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Seminario 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.76**, un Valor Presente Neto (VPN) de **937.7 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **59.90 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.66**, un VPN de **772.4 millones de pesos** y una TIR de **36.77 %**.

Cuadro 9.6.27.1. Obras de transformación del proyecto Seminario Banco 2

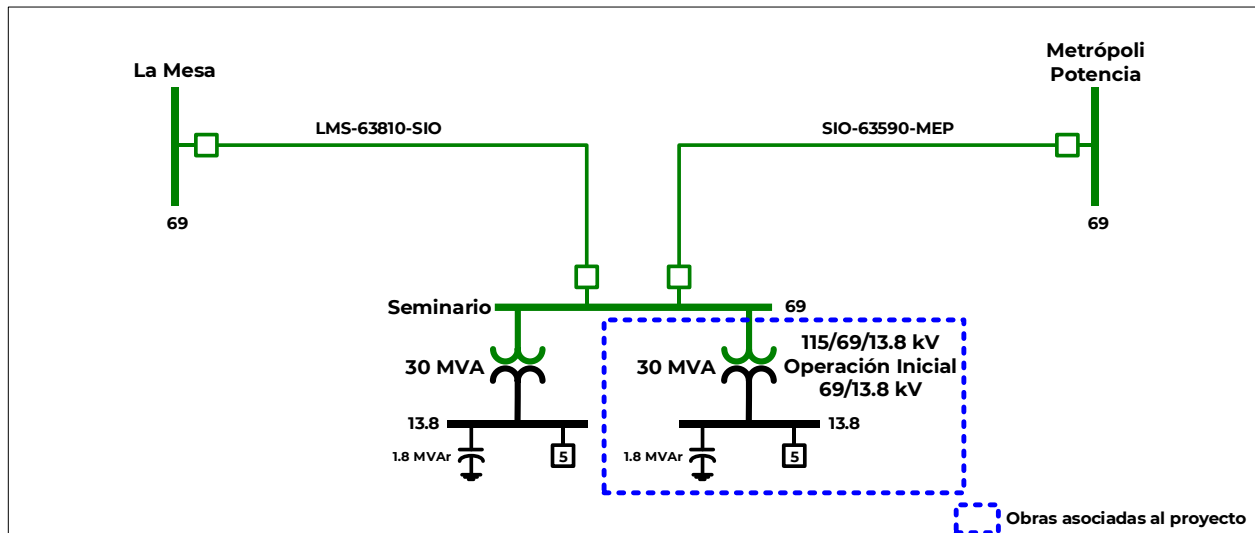
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seminario Banco 2 / 28	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador  
28/ Operación inicial en 69/13.8 kV

Cuadro 9.6.27.2. Obras de compensación del proyecto Seminario Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seminario MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

Figura 9.6.27.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Seminario Banco 2



D21-BC4 Centenario Banco 2

### Diagnóstico

Las SE Centenario, Wisteria y Xochimilco se encuentran localizadas en la zona de distribución Mexicali perteneciente a la GCR Baja California y atienden eléctricamente a la parte poniente y sur de la ciudad de Mexicali, Baja California. Actualmente, la SE Centenario cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 230/13.8 kV. La SE Wisteria cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 230/13.8 kV. Finalmente, la SE Xochimilco cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y 50 MVA, y relación de transformación de 230/13.8 kV.

El banco de la SE Centenario tiene una carga de 38.4 MW, mientras el banco de

la SE Wisteria tienen una carga de 37.4 MW y los bancos de la SE Xochimilco tienen una carga de 38.8 MW y 43.5 MW, respectivamente con Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2025 se espera una carga de 37.8 MW (99.5 %) para el banco en la SE Centenario, 38.3 MW (100.8 %) para el banco de la SE Wisteria, 37.3 MW (98.2 %) y 47.5 MW (100.0 %) para los bancos en la SE Xochimilco, respectivamente.

### 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 Centenario, Wisteria y Xochimilco.

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 las SE Centenario Wisteria y Xochimilco.

### Características del Proyecto

El proyecto tiene un costo de inversión de **77.0 millones de pesos de 2020** (3.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar) y consiste en las siguientes metas físicas.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.
- Transformación: Ampliación de la SE Centenario con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

El proyecto contempla 6 alimentadores con sus respectivas salidas 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 esperada en la zona de influencia de las SE, esto con red 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 Mexicali, se revisó una opción alterna que consiste en nuevo banco en la SE denominada Wisteria, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV. La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **87.7 millones de pesos de 2020** (4.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, **Centenario 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 Beneficio/Costo (B/C) de **1.71**, un Valor Presente Neto (VPN) de **531.8 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **40.05 %**. La Alternativa 2 tiene

una relación B/C de 1.66, un VPN de 505.6 millones de pesos y una TIR de 35.89 %.

Cuadro 9.628.1. Obras de transformación del proyecto Centenario Banco 2

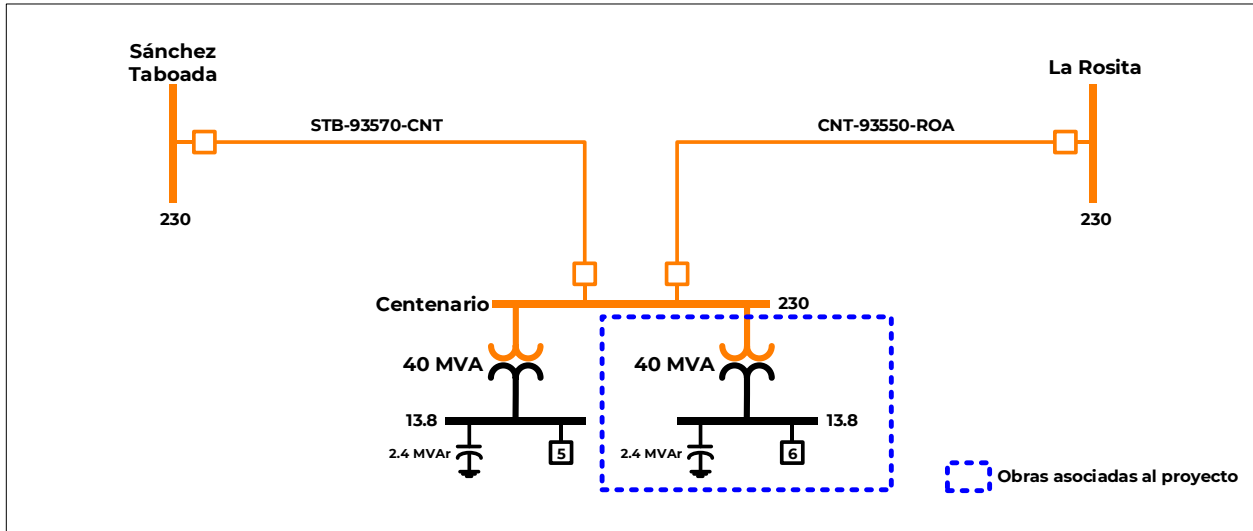
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centenario Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>40.0</b>				

T. Transformador

Cuadro 9.628.2. Obras de compensación del proyecto Centenario Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centenario MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-25	abr-25	Baja California
<b>Total</b>			<b>2.4</b>			

Figura 9.628.1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Centenario Banco 2



## **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 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 constituyen un total de 1,209.8 km-c de Líneas de Transmisión, sin embargo, para 659.5 km-c no se tiene una fecha precisa de entrada en operación debido a las problemáticas sociales de los proyectos “OPF-718 LT Ixtapa Potencia – Pie de la Cuesta” y “RP-1655 LT Victoria – Nochistongo”. También, para el proyecto “OPF-1805 LT Huasteca – Monterrey” el concurso está suspendido y en proceso de auditoría por parte de la CFE.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Guerrero una vez se solventen las problemáticas antes descritas. 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 706.3 km-c, de los cuales 649.5 km-c aún no tienen fecha de entrada en operación, en 230 kV se adicionarán 91.5 km-c y de 161 a 69 kV 412.0 km-c.

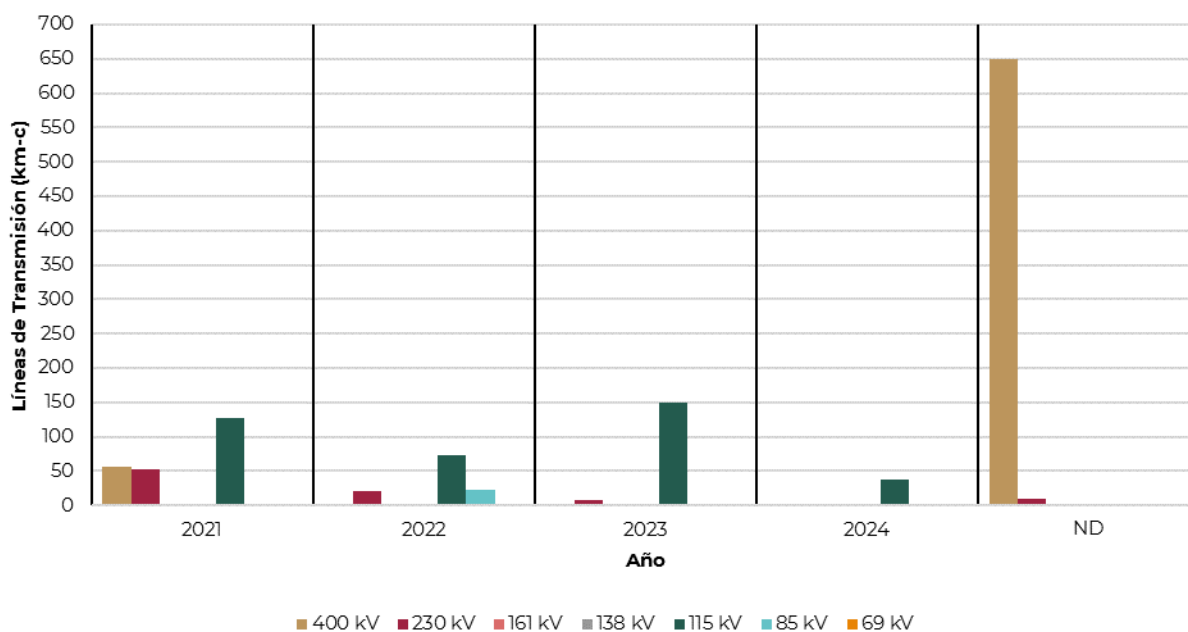
En cuanto a compensación de potencia reactiva de adicionarán 195.3 MVar correspondientes a los reactores asociados al proyecto “OPF-1805 LT Huasteca – Monterrey”.



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 1,160.0 MVA de capacidad de transformación en la RNT, de los cuales 500 MVA (SE Regiomontano) se instalarán en el estado de Nuevo León y 660 MVA en el Estado de México (SE Lago). En la Figura 9.7.3 se puede

observar el detalle por Entidad Federativa.

Se espera que dichos bancos de transformación se instalen en 2021 con relación de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV, respectivamente.

**Figura 9.7.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de la RNT legados por Entidad Federativa**



Los proyectos legados de ampliación de las RGD del MEM representan 1,239.4 MVA de capacidad adicional de transformación. La mayor contribución provendrá de la Ciudad de México, seguida por los estados de Sinaloa, Estado de México y Sonora. En la Figura 9.7.4 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

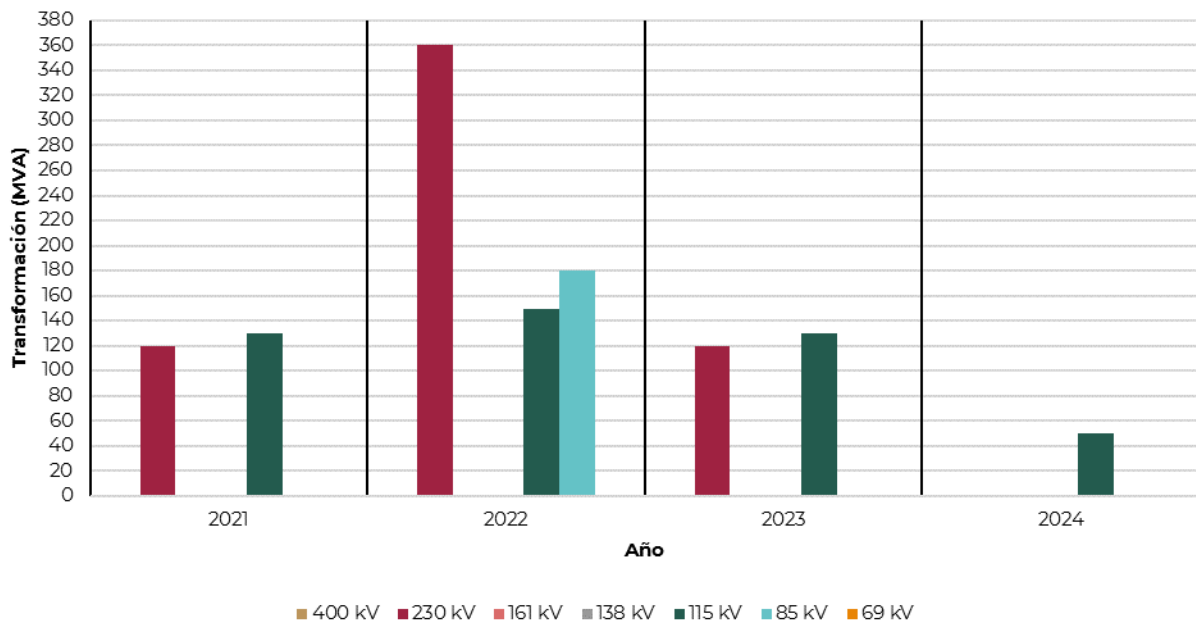
de las RGD del MEM por año y nivel de tensión. En 2022 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 689.4 MVA, seguido por 2021 y 2023, los cuales incrementarán 250.0 MVA, cada uno. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 230 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 600.0 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 115 kV, con 459.4 MVA y finalmente los bancos de transformación de 85 kV, con 180.0 MVA.

En la Figura 9.7.5 se presentan las adiciones de Bancos de Transformación

Figura 9.7.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM legados por Entidad Federativa



Figura 9.7.5. 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 (Indefinido por problemáticas sociales)

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	ND	Oriental
<b>Total</b>				<b>207.7</b>			

4/ Tendido del segundo circuito

### OPF-1116D (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3740)	400	2	27.4	may-16	abr-21	Noreste
E4R	Regiomontano - Cadereyta / 3	115	2	7.6	may-16	abr-21	Noreste
E4R	Regiomontano - San Roque	115	2	40.8	may-16	abr-21	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Tecnológico	115	2	22.0	may-16	abr-21	Noreste
<b>Total</b>				<b>97.8</b>			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E4R	Regiomontano Banco 1	4	T	500.0	400/115	may-16	abr-21	Noreste
<b>Total</b>				<b>500.0</b>				

T. Transformador

### OPF-1603 (En proceso de rescisión de contrato)

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	jul-21	Central
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 12	230	2	45.6	nov-15	jul-21	Central
<b>Total</b>				<b>75.0</b>			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación	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
<b>Total</b>				<b>660.0</b>				

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
<b>Total</b>				<b>83.8</b>			

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
<b>Total</b>				<b>441.8</b>			

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
<b>Total</b>				<b>195.3</b>			

### Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Distribución

#### RP-1653 (En construcción)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo	115	2	4.6	jun-13	abr-21	Baja California Sur
<b>Total</b>				<b>4.6</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-13	abr-21	Baja California Sur
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S53	Monte Real MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	abr-21	Baja California Sur
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

#### 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	jun-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>40.6</b>			

PEM	Subestación	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	jun-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

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	jun-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

#### OPF-1212J (Por licitarse)

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	ago-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>27.0</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/138	dic-21	ago-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>9.4</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RL5	Río Grande MVar	Capacitor	138	0.6	dic-21	ago-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>0.6</b>			

### 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	feb-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>39.6</b>			

PEM	Subestación	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	feb-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

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	feb-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-1320F (Por licitarse)

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	nov-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>30.5</b>			

### OPF-1620B (Por licitarse)

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	sep-22	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	sep-22	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	sep-22	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>26.2</b>			

PEM	Subestación	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	sep-22	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	sep-22	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	sep-22	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>420.0</b>				

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	sep-22	Central
LAF	Pensador Mexicano MVar	Capacitor	23	18.0	ago-13	sep-22	Central
LAK	Moctezuma MVar	Capacitor	23	25.2	ago-13	sep-22	Central
LAU	Pachuca MVar	Capacitor	23	12.6	dic-18	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>73.8</b>			

### OPF-1621E (Proyecto Terminado)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	El Castillo - Naolinco	115	1	12.0	abr-19	mar-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>12.0</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	Naolinco Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	mar-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	Naolinco MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	mar-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-1720B (Por licitarse)

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	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>17.4</b>			

PEM	Subestación	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	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>120.0</b>				

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	sep-22	Central
<b>Total</b>				<b>18.0</b>			

### OPF-1721F (Por licitarse)

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
<b>Total</b>				<b>11.3</b>			

PEM	Subestación	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
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

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
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-1721G (Por licitarse)

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-24	Noroeste
<b>Total</b>				<b>8.6</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/138	may-24	nov-24	Noroeste
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OA1	Los Algodones MVar	Capacitor	138	1.2	may-24	nov-24	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-1821G (Por licitarse)

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	sep-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>0.1</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María Banco 1	1	T	20.0	115/138	may-21	sep-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María MVar	Capacitor	138	1.2	may-21	sep-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-1821L (Por licitarse)

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
<b>Total</b>				<b>7.7</b>			

PEM	Subestación	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	115/138	may-24	ago-24	Noroeste
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2B	Lomas de Anza MVar	Capacitor	138	1.8	may-24	ago-24	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-1821M (Por licitarse)

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
<b>Total</b>				<b>21.8</b>			

### OPF-1920H (Por licitarse)

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 Punto P	115	2	1.2	mar-22	oct-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			



PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	40.0	115/138	mar-22	oct-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>40.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga MVar	Capacitor	138	2.4	mar-22	oct-22	Noroeste
<b>Total</b>				<b>2.4</b>			

### OPF-2020C (Por licitarse)

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	ago-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>15.7</b>			

### OPF-2020D (Proyecto Terminado)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio entronque Veracruz II - Jardín	115	2	0.2	abr-19	feb-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>0.2</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio Banco 1	1	T	30.0	115/138	abr-19	feb-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBL	Aluminio MVar	Capacitor	138	1.8	abr-19	feb-21	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-2020E (Por licitarse)

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-23	Oriental
<b>Total</b>				<b>24.0</b>			

### OPF-2020H (Por licitarse)

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	nov-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>6.0</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/138	abr-21	nov-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBN	Pakal-Na MVar	Capacitor	138	1.2	abr-21	nov-22	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-2020I (Por licitarse)

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
<b>Total</b>				<b>46.0</b>			

### OPF-2020J (Proyecto Terminado)

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIG	Mayakobá Banco 2	1	T	30.0	115/138	abr-19	ene-21	Peninsular
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIG	Mayakobá MVar	Capacitor	138	1.8	abr-19	ene-21	Peninsular
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-2020K (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	feb-22	sep-23	Peninsular
<b>Total</b>				<b>0.4</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/138	feb-22	sep-23	Peninsular
<b>Total</b>				<b>20.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PIF	Isla de Tris MVar	Capacitor	138	1.2	feb-22	sep-23	Peninsular
<b>Total</b>				<b>1.2</b>			

### OPF-2020L (Por licitarse)

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	mar-23	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.0</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/138	dic-21	mar-23	Oriental
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBM	Gaviotas MVar	Capacitor	138	1.8	dic-21	mar-23	Oriental
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-2020M (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OIR	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	15.6	abr-21	may-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>15.6</b>			

PEM	Subestación	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	may-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

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	may-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-2120 (Cancelada)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L78	Juandhó - Actopan	85	2	80.6	dic-16	ND	Central
L78	Juandhó - Apasco	85	2	60.6	dic-16	ND	Central
<b>Total</b>				<b>141.2</b>			

### OPF-2120B (Por licitarse)

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LBB	Fisica entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-21	ago-23	Central
<b>Total</b>				<b>7.6</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisica Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	nov-21	ago-23	Central
<b>Total</b>				<b>120.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisica MVar	Capacitor	23	18.0	nov-21	ago-23	Central
<b>Total</b>				<b>18.0</b>			

### 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	mar-21	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	mar-21	Central
<b>Total</b>				<b>7.9</b>			

PEM	Subestación	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	mar-21	Central
<b>Total</b>				<b>120.0</b>				

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	mar-21	Central
<b>Total</b>				<b>18.0</b>			

### OPF-2120D (Por licitarse)

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
<b>Total</b>				<b>4.5</b>			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/138	jun-22	jun-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O5K	Évora MVar	Capacitor	138	1.8	jun-22	jun-23	Noroeste
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

### OPF-2120E (Por licitarse)

PEM	Subestación	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	115/138	abr-19	oct-22	Peninsular
<b>Total</b>				<b>30.0</b>				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0H	Ah Kim Pech MVar	Capacitor	138	1.8	abr-19	oct-22	Peninsular
<b>Total</b>				<b>1.8</b>			

## **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 demanda a suministrar en el corto plazo por parte de usuarios con montos solicitados considerables 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 fue definido con un esquema por aportaciones del cliente o clientes que requiere 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 entren 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 343.6 km-c de Líneas de Transmisión.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Chiapas, Chihuahua y Jalisco. 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 9.4 km-c y de 161 a 69 kV 334.2 km-c.

Los proyectos con recursos por aportaciones constituyen de un total de 6,694.7 MVA de capacidad de transformación en las RGD del MEM, de los cuales las mayores adiciones se presentarán en los estados de Chihuahua, Tamaulipas, Jalisco y Querétaro. 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 2,797.6 MVA, seguido por 2021 y 2023, los cuales incrementarán 2,302.1 MVA y 825.0 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 5,330.3 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV y 138 kV, con 480.0 MVA, cada uno, después los bancos de transformación de 69 kV, con 244.4 MVA y finalmente los bancos de transformación de 85 kV, con 160.0 MVA.

Figura 9.8.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

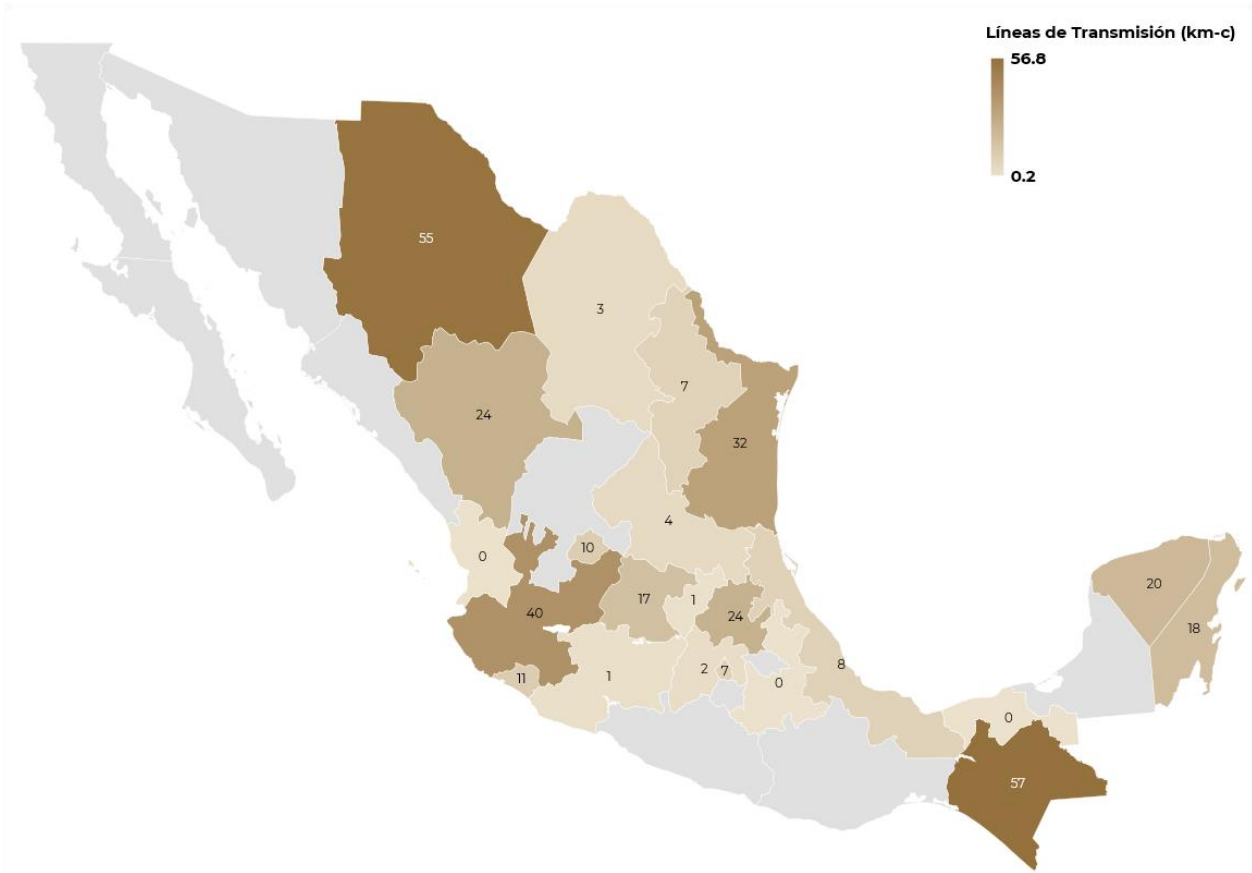


Figura 9.8.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión

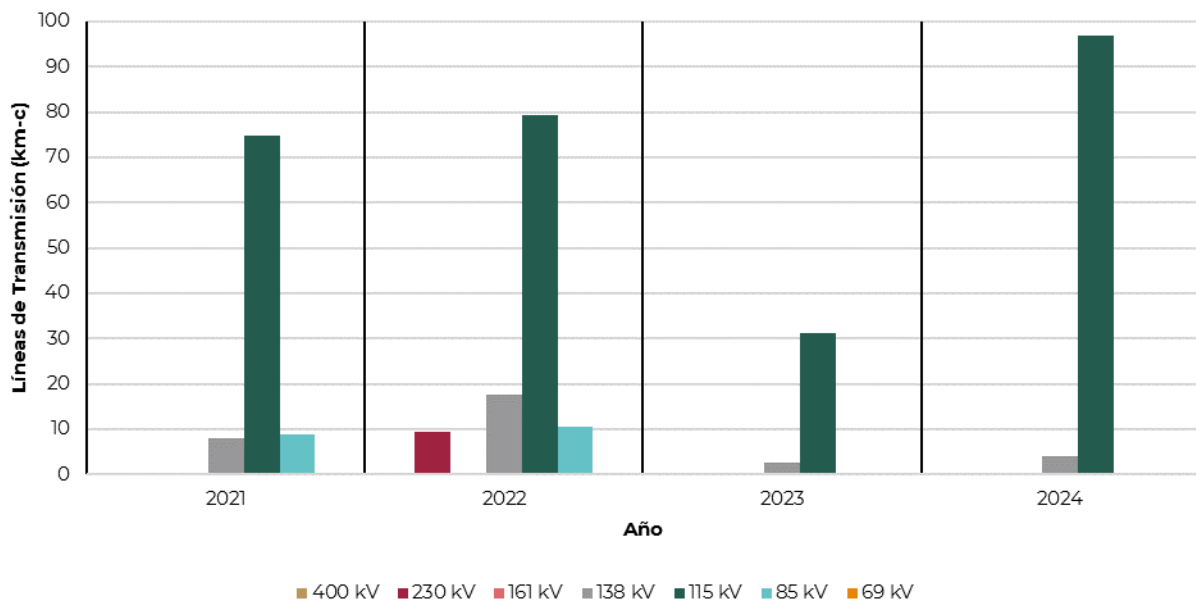


Figura 9.8.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por Entidad Federativa

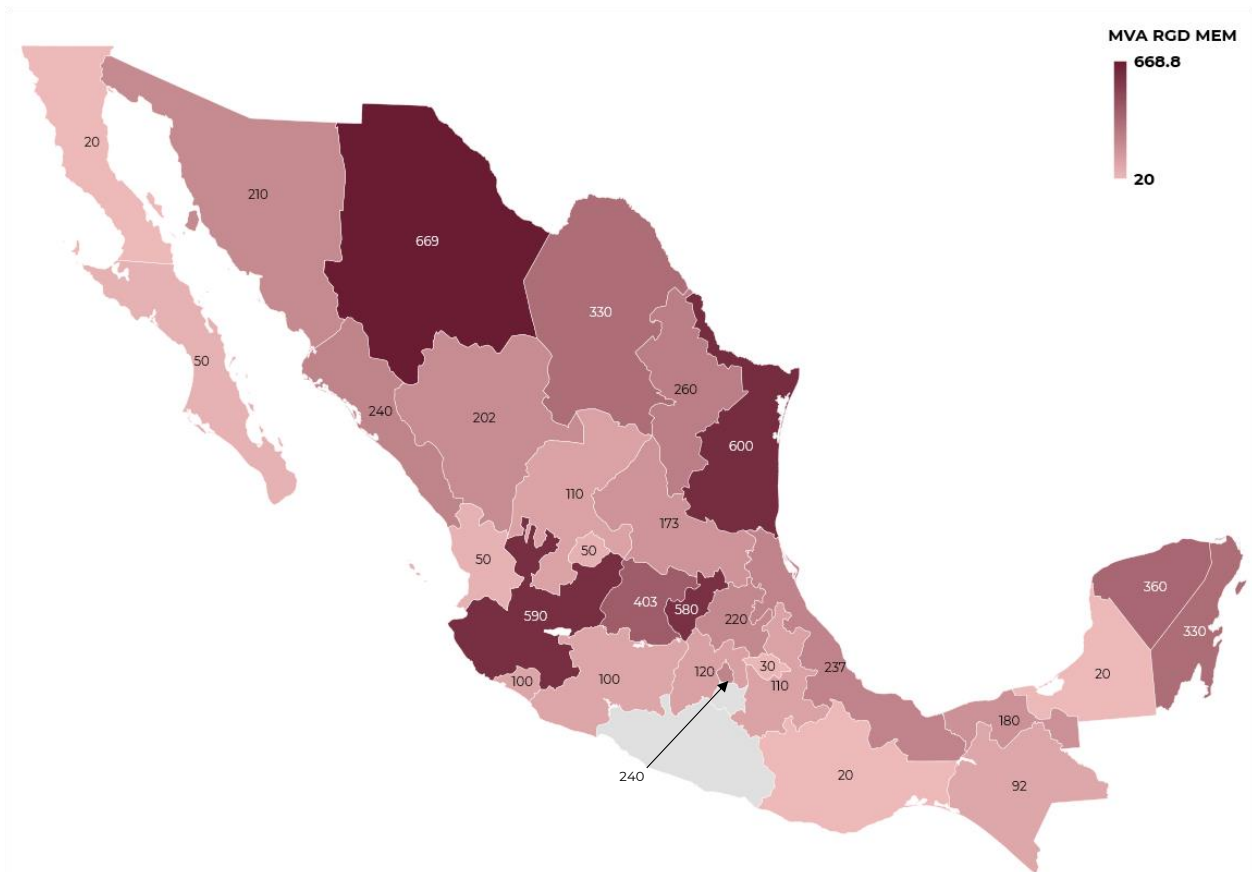
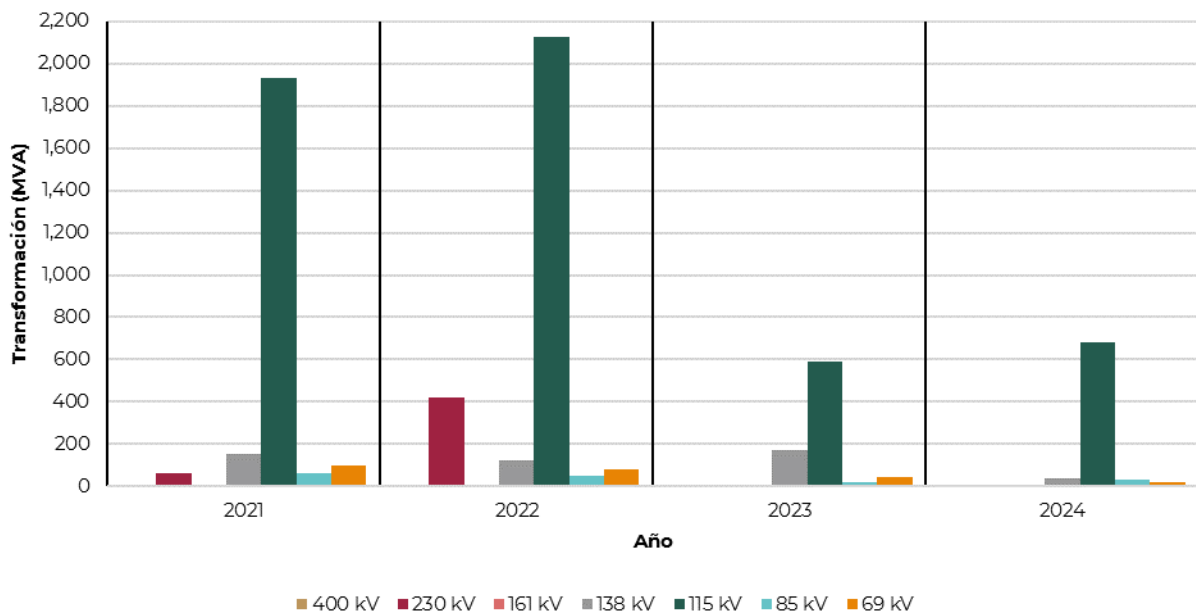


Figura 9.8.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM con recursos por aportaciones por año de entrada en operación y nivel de tensión



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 Gerencia de Control Regional.

**Cuadro 9.8.1. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Central 2021 - 2024**

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	Hidalgo Banco 1	LBM	2021	Hidalgo	7.8	30	1.8
Valle de México Norte	Cubitos Banco 1	LBN	2021	Hidalgo	1.0	30	1.8
Valle de México Centro	Contadero Banco 3 (habilitación)	A20-CE3	2021	Ciudad de México		60	
Valle de México Norte	Matilde Banco 1	A18-CE1	2022	Hidalgo	10.6	30	1.8
Valle de México Norte	El Carmen Banco 1 (sustitución)	A19-CE1	2022	Hidalgo		20	
Valle de México Norte	Valle San Pedro Banco 1	A18-CE5	2022	Estado de México	2.0	60	9.0
Valle de México Norte	Ciudad Bicentenario Banco 1	A18-CE7	2022	Hidalgo	4.5	30	9.0
Valle de México Sur	Arco 57 Soyaniquilpan Banco 1	A20-CE2	2022	Estado de México		60	
Valle de México Sur	Santa Fe Bancos 1, 2 y 3	A18-CE4	2022	Ciudad de México	7.4	180	27.0
Valle de México Norte	El Carmen Banco 2 (sustitución)	A19-CE1	2023	Hidalgo		20	
Valle de México Norte	Parque Industrial Reforma Banco 3 (modernización)	A19-CE3	2023	Hidalgo			
Valle de México Norte	Dos Carlos Banco 1 (modernización)	A19-CE5	2024	Hidalgo	0.2	30	1.8

**Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Oriente	Vega de Alatorre Banco 1 (traslado)	A18-OR5	2021	Veracruz		9.4	
Oriente	Capilla Banco 1	A18-OR8	2021	Veracruz	8.0	9.4	0.6
Oriente	Cardel Banco 1 (traslado)	A18-OR18	2021	Veracruz		20	
Oriente	Agua Dulce II Banco 2 (sustitución)	A18-OR15	2021	Veracruz		20	
Oriente	Punta Limón Banco 1 (traslado)	A18-OR19	2021	Veracruz		9.4	
Oriente	Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución)	A18-OR13	2021	Veracruz		20	
Oriente	Nuevo Morelos Banco 2	A20-OR1	2021	Veracruz		20	
Oriente	Uxpanapa III Banco 1 (traslado)	A18-OR16	2021	Veracruz		9.4	
Oriente	Tuxtepec II Banco 1 (traslado)	A18-OR12	2021	Veracruz		20	
Centro Oriente	Atencingo II Banco 2 (sustitución)	A20-OR11	2021	Puebla		20	
Oriente	San Andrés II Banco 2 (sustitución)	A20-OR14	2021	Veracruz		20	
Oriente	Potrero II Banco 2	A20-OR16	2021	Veracruz		9.4	
Oriente	Las Matas Banco 2 (traslado)	A20-OR2	2021	Veracruz		20	
Sureste	Tehuantepec Banco 1 (sustitución)	A20-OR4	2021	Oaxaca		20	
Oriente	Altotonga Banco 1 (sustitución)	A20-OR8	2021	Puebla		20	



... Continuación

**Cuadro 9.8.2. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Oriental 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Centro Oriente	Coapan Banco 2 (sustitución)	PDS-OR14	2021	Puebla		20	1.2
Sureste	Arriaga Banco 2 (sustitución)	A20-OR12	2021	Chiapas		9.4	
Sureste	Peñitas II Banco 1 (sustitución)	P19-OR26	2021	Chiapas		12.5	0.6
Sureste	Api Banco 1	A18-OR43	2021	Tabasco	0.3	20	1.2
Sureste	LT Trinitaria - Frontera Comalapa	A18-OR54	2021	Chiapas	56.8		
Centro Oriente	Chignahuapan Banco 2	PDS-OR56	2021	Puebla		20	
Oriente	Gabino Barreda Banco 1 (sustitución)	A18-OR11	2021	Veracruz		30	
Sureste	Villahermosa Centro Banco 2	PDS-OR60	2022	Tabasco		30	1.8
Sureste	Macultepec Banco 2	A20-OR5	2022	Tabasco		30	
Sureste	Tapachula Banco 2	A18-OR33	2022	Chiapas		20	1.2
Centro Oriente	Apizaco II Banco 2	A20-OR9	2022	Tlaxcala		30	
Sureste	Huimanguillo Banco 1 (sustitución)	A18-OR27	2022	Tabasco		30	
Sureste	Tonalá Banco 1 (sustitución)	A20-OR17	2022	Chiapas		30	
Sureste	Tacotalpa Banco 1 (sustitución)	A20-OR7	2022	Tabasco		20	
Sureste	Cecilio del Valle Banco 1 (sustitución)	A18-OR29	2023	Chiapas		20	
Centro Oriente	Xoxtla-Coronango Banco 1	A18-OR3	2023	Puebla	0.2	30	1.8
Sureste	Cunduacán II Banco 2	D18-OR11	2024	Tabasco		20	1.2
Sureste	Comalcalco Banco 2 (sustitución)	A20-OR19	2024	Tabasco		30	

**Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2021 - 2024**

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	2021	Querétaro		20	1.2
Centro Occidente	Atotonilco Banco 3 (Sustitución)	PDS19-OC6	2021	Jalisco		9.4	0.6
Bajío	Celaya II (Atc) Banco 2	A19-OC11	2021	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Condémaro Banco 1 (Sustitución)	PDS19-OC3	2021	Michoacán		20	1.2
Bajío	Estadio Banco 2	A18-OC55	2021	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Guayabitos Banco 1	A18-OC11	2021	Nayarit		20	1.2
Bajío	Industrial San Francisco Banco 2	A18-OC62	2021	Aguascalientes		20	1.2
Jalisco	Jalostotitlán Banco 2 (Sustitución)	PDS18-OC19	2021	Jalisco		20	1.2
Bajío	Jaral del Progreso Banco 2	A18-OC61	2021	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Jurica Banco 1 (Sustitución)	A19-OC22	2021	Querétaro		30	1.8
Bajío	Jurica Banco 2 (Sustitución)	A19-OC23	2021	Querétaro		30	1.8

... Continuación

**Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Jalisco	La Barca Banco 2	PDS18-OC6	2021	Jalisco		30	1.8
Bajo	Laguna Seca Banco 1 (Sustitución)	A18-OC73	2021	Zacatecas		20	1.2
Centro Occidente	Lagunillas Banco 1 (Sustitución)	A21-OC1	2021	Michoacán		20	1.2
Bajo	Las Fajas Banco 1 (Sustitución)	A18-OC67	2021	Zacatecas		20	1.2
Bajo	Parque Innovación Banco 2	PDS19-OC55	2021	Querétaro		20	1.2
Bajo	Parque Innovación Banco 3	PDS18-OC28	2021	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Pinar Banco 2	A18-OC12	2021	Jalisco		20	1.2
Centro Occidente	Puerta Grande Banco 1	A18-OC32	2021	Michoacán	1.0	20	1.2
Bajo	Querétaro Industrial Banco 2	A18-OC79	2021	Querétaro	0.8	30	1.8
Bajo	Querétaro Sur Banco 1 (Sustitución)	A18-OC80	2021	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Quinceo Banco 1	A18-OC30	2021	Michoacán	0.2	20	1.2
Centro Occidente	Salahua Banco 2	A21-OC2	2021	Colima		20	1.2
Bajo	Salinas Banco 1 (Sustitución)	A18-OC71	2021	San Luis Potosí		12.5	0.9
Jalisco	San Agustín Banco 1	PDS18-OC4	2021	Jalisco		40	2.4
Bajo	San Francisco del Rincón Banco 2 (Sustitución)	PDS19-OC57	2021	Guanajuato		30	1.8
Jalisco	San Jorge Banco 1 (Sustitución)	A21-OC3	2021	Jalisco		30	1.8
Bajo	San Juan del Río Oriente Banco 2	A18-OC81	2021	Querétaro		30	1.8
Bajo	Sendero Banco 1	CA6	2021	San Luis Potosí	3.6	30	1.8
Bajo	Tejeda Banco 2	A18-OC54	2021	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Volcanes Banco 1 (Sustitución)	A18-OC7	2021	Jalisco		9.4	0.6
Jalisco	Acueducto Banco 1	A21-OC4	2022	Jalisco		40	2.4
Bajo	Antea Banco 2	PDS19-OC37	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	Autlán Banco 2 (Sustitución)	A18-OC14	2022	Jalisco		30	1.8
Jalisco	Bugambilias Banco 2	A18-OC17	2022	Jalisco		40	2.4
Bajo	Campanario Banco 2	PDS19-OC45	2022	Querétaro		30	1.8
Bajo	Colinas de Lagos Banco 1	A20-OC4	2022	Jalisco	0.2	30	1.8
Centro Occidente	Comala Banco 1	A18-OC34	2022	Colima	4.6	20	1.2
Bajo	Conín Banco 1	PDS19-OC32	2022	Querétaro		20	1.2
Bajo	El Marqués Banco 3	A18-OC59	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	El Monteón Banco 1	A20-OC3	2022	Nayarit	0.4	30	1.8
Bajo	El Tepeyac Banco 1	PDS20-OC6	2022	Querétaro		20	1.2
Jalisco	Guadalajara Industrial Banco 2	A21-OC5	2022	Jalisco		60	3.6

... Continuación

**Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
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
Bajío	Las Colinas Banco 2	A18-OC43	2022	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Las Torres Banco 2	A19-OC20	2022	Guanajuato		30	1.8
Centro Occidente	Manzanillo Norte Banco 1	A18-OC36	2022	Colima	0.2	20	1.2
Bajío	Parque Piel Banco 2	PDS19-OC65	2022	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Parque Industrial Cuadritos Banco 1	A21-OC7	2022	Guanajuato		20	1.2
Bajío	Querétaro Oriente Banco 1 (Sustitución)	PDS19-OC35	2022	Querétaro		30	1.8
Centro Occidente	Salahua Banco 1 (Sustitución)	A21-OC8	2022	Colima		20	1.2
Bajío	San Juan del Río Banco 2 (Sustitución)	A19-OC13	2022	Querétaro		30	1.8
Bajío	San Juan Maniobras Banco 2 (Sustitución)	L19-OC3	2022	Querétaro		30	1.8
Jalisco	San Martín Banco 2	A18-OC23	2022	Jalisco		60	3.6
Bajío	San Miguel de Allende Sur Banco 2	A19-OC9	2022	Guanajuato		20	1.2
Bajío	San Roque Banco 2	PDS18-OC30	2022	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Santa Cruz Banco 2	A18-OC51	2022	Guanajuato		12.5	0.9
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 3 (Sustitución)	A21-OC9	2022	Jalisco		20	1.2
Jalisco	Servicios La Yesca Banco 2	L19-OC4	2022	Jalisco		6.25	0.4
Centro Occidente	Tecomán Sur Banco 1	A18-OC35	2022	Colima	6.0	20	1.2
Centro Occidente	Uruapan Oriente Banco 1	A20-OC2	2022	Michoacán	0.2	20	1.2
Jalisco	Chapala Banco 2	A18-OC24	2023	Jalisco		25	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

... Continuación

**Cuadro 9.8.3. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Occidental 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Bajío	Querétaro Sur Banco 2 (Sustitución)	A19-OC24	2023	Querétaro		30	1.8
Jalisco	San Andrés Banco 2	PDS18-OC7	2023	Jalisco		30	1.8
Bajío	Santa Fe IV Banco 1	PDS18-OC26	2023	Guanajuato	2.0	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	Hacienda Banco 2	A18-OC50	2024	Guanajuato		30	1.8
Bajío	Jesús María Banco 1	A18-OC65	2024	Aguascalientes	10.0	30	1.8
Bajío	Los Hernández Banco 1 (Sustitución)	A18-OC68	2024	San Luis Potosí		30	1.8
Bajío	Matamoros Banco 1	A18-OC64	2024	Jalisco	0.8	20	1.2
Jalisco	Teocuitatlán Banco 1	PDS18-OC21	2024	Jalisco	39.0	30	1.8

**Cuadro 9.8.4. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noroeste 2021 - 2024**

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	2021	Sonora		30	
Noroeste	Bizani Banco 1 (sustitución)	A21-NO2	2021	Sonora		20	
Noroeste	Los Mochis Uno Banco 3 (sustitución)	A19-NO1	2021	Sinaloa		20	
Noroeste	Carrizo Banco 1 (sustitución)	A19-NO1	2021	Sinaloa		30	
Noroeste	Ahome Banco 1 (sustitución)	A19-NO1	2021	Sinaloa		40	
Noroeste	Mochis Las Villas Banco 2	A21-NO3	2021	Sinaloa		30	
Noroeste	Marina Banco 2	A21-NO4	2021	Sinaloa		30	
Noroeste	Subestación Punto P Banco 1 (sustitución)	A21-NO5	2021	Sonora		30	
Noroeste	Roca Fuerte Banco 1	A18-NO2	2022	Sonora		30	1.8
Noroeste	Industrial San Carlos Banco 1 (sustitución)	A19-NO2	2022	Sonora		40	2.4
Noroeste	Empalme Banco 2 (sustitución)	A21-NO6	2022	Sonora		30	1.8
Noroeste	Juan José Ríos Banco 1 (sustitución)	A21-NO7	2022	Sinaloa		30	1.8
Noroeste	Leyva Solano Banco 1 (sustitución)	A21-NO8	2022	Sinaloa		40	2.4
Noroeste	Subestación Santa Inés Banco 1 (sustitución)	A21-NO9	2022	Sonora		30	1.8
Noroeste	CIP Teacapan Banco 1	A21-NO1	2023	Sinaloa		20	

**Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte 2021 – 2024**

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	2021	Chihuahua	0.8	30	1.8
Norte	Clid Banco 1	L19-NT1	2021	Durango		30	1.8
Norte	Durango II Banco 1 (Sustitución)	A19-NT8	2021	Durango		30	1.8
Norte	El Lucero Banco 1	T4R	2021	Durango		20	1.2
Norte	Francisco Zarco Banco 2 (Sustitución)	A19-NT6	2021	Durango		20	1.2
Norte	Guachochí Banco 1 (Sustitución)	A21-NT1	2021	Chihuahua		20	1.2
Norte	La Palma Banco 2	A19-NT4	2021	Chihuahua	0.2	30	1.8
Norte	Médanos Banco 2 (Sustitución)	PDS18-NT27	2021	Chihuahua		30	1.8
Norte	Ojinaga Banco 1 (Sustitución)	A21-NT2	2021	Chihuahua		9.4	0.6
Norte	Parras Banco 3	A18-NT8	2021	Coahuila		20	1.2
Norte	Puerto Justo Banco 1 (Sustitución)	A21-NT3	2021	Durango		12.5	0.6
Norte	San Jerónimo Banco 1	A18-NT30	2021	Chihuahua	3.2	20	1.2
Norte	Arenales Banco 2	PDS18-NT19	2022	Chihuahua		20	1.2
Norte	California Banco 1 (Sustitución)	A18-NT43	2022	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	La Unión Banco 1	A19-NT2	2022	Coahuila	2.4	30	1.8
Norte	Las Cuatas Banco 2	A19-NT9	2022	Chihuahua		20	1.2
Norte	Mapimí Banco 1	A19-NT7	2022	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
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	Bachíniva Banco 2	PDS18-NT22	2023	Chihuahua		30	1.8
Norte	Juárez Banco 1	A18-NT51	2023	Chihuahua	12.0	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	1.0	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

... Continuación

**Cuadro 9.8.5. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Norte 2021 – 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Norte	El Mimbres Banco 1	A18-NT13	2024	Chihuahua	28.0	30	1.8
Norte	El Vergel Banco 1 (Sustitución)	A19-NT1	2024	Durango		30	1.8
Norte	Felipe Pescador Banco 1	A18-NT52	2024	Durango	0.5	30	1.8
Norte	Mayrán Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NT1	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 2021 – 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAr)
Golfo Norte	Casa Blanca Banco 1	A18-NE16	2021	Tamaulipas	8.0	40	2.4
Golfo Norte	Cima Banco 2 (Sustitución)	A19-NE7	2021	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Centro	Cruces Banco 1 (Sustitución)	A20-NE3	2021	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Centro	El Salto Banco 3 (Sustitución)	A20-NE5	2021	San Luis Potosí		20	1.2
Golfo Norte	Finsa Laredo Banco 2	PDS18-NE42	2021	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Higo II Banco 2	PDS18-NE13	2021	Veracruz		20	1.2
Golfo Norte	Laredo Poniente Banco 2 (Sustitución)	EW1	2021	Tamaulipas		40	2.4
Golfo Centro	Manuel Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE14	2021	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Norte	Parque Monterrey Apodaca Banco 2	A19-NE1	2021	Nuevo León		30	1.8
Golfo Centro	Puerto Cinco Norte Banco 1	A20-NE2	2021	Tamaulipas		30	1.8
Golfo Centro	Valles Banco 3 (Sustitución)	A18-NE17	2021	San Luis Potosí		20	1.2
Golfo Centro	Victoria Banco 3 (Sustitución)	PDS19-NE43	2021	Tamaulipas		20	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	Capellania Banco 2	PDS18-NE2	2022	Coahuila		30	1.8
Golfo Norte	Concepción del Oro Banco 2 (Sustitución)	PDS19-NE44	2022	Zacatecas		20	1.2
Golfo Norte	Cosmópolis Banco 1	E2T	2022	Nuevo León	7.0	40	2.4
Golfo Norte	Cumbres Poniente Banco 2	E0Z	2022	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

... Continuación

**Cuadro 9.8.6. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Noreste 2021 – 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVar)
Golfo Norte	Santander Banco 1	E0X	2022	Tamaulipas	17.4	30	1.8
Golfo Norte	Silla Apodaca Banco 2	PDS19-NE1	2022	Nuevo León		40	2.4
Golfo Centro	Xicotécatl Banco 1 (Sustitución)	PDS20-NE7	2022	Tamaulipas		20	1.2
Golfo Norte	Lago Banco 2 (Sustitución)	A20-NE9	2023	Tamaulipas		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	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	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 Norte	Parque Industrial Linares Banco 1	A18-NE1	2024	Nuevo León	0.2	30	1.8
Golfo Centro	Rosita Banco 1 (Sustitución)	PDS18-NE17	2024	San Luis Potosí		30	1.8

**Cuadro 9.8.7. Listado de proyectos de aportaciones de la GCR Peninsular 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAR)
Peninsular	Hunucmá Banco 1 (sustitución)	A20-PE5	2021	Yucatán		40	2.4
Peninsular	Playa Mujeres Banco 1 (sustitución)	A20-PE8	2021	Quintana Roo		40	2.4
Peninsular	Bonfil Banco 2	A18-PE4	2021	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Akumal II Banco 2	A19-PE1	2021	Quintana Roo		30	1.8
Peninsular	Norte Banco 2 (sustitución)	A20-PE1	2021	Yucatán		40	2.4
Peninsular	Playa Mujeres Banco 2	A20-PE4	2021	Quintana Roo		20	1.2
Peninsular	Popolnáh Banco 2	A20-PE16	2021	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	Pescadores Banco 1 /1	A21-PE3	2023	Quintana Roo	15.0	30	1.8
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	Kekén Banco 2	A21-PE6	2024	Quintana Roo		40	2.4

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 2021 - 2024**

División de Distribución	Proyecto	PEM	Fecha Factible de Término	Estado	Longitud RNT (km-c)	Transformación RGD del MEM (MVA)	Compensación RGD (MVAR)
Baja California	San Quintín Banco 1 (sustitución)	A21-BS1	2021	Baja California		20	1.2
Baja California	Cabo del Sol Banco 2	A18-BS2	2022	Baja California Sur		30	1.8
Baja California	Santiago Banco 3	A21-BS1	2023	Baja California Sur		20	1.2



## Metas Físicas de los Proyectos considerados en el PAMRNT 2021 – 2035

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 6,671.1 km-c de Líneas de Transmisión en la RNT, para las cuales 659.5 km-c se encuentran indefinidos.

Las mayores adiciones provendrán de los estados de Sinaloa, Estado de México, Hidalgo, Tamaulipas y Baja California. 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 2,988.4 km-c, 230 kV 988.6 km-c y de 161 a 69 kV 2,694.0 km-c. Se encuentran indefinidos 649.5 km-c en 400 kV y 10.0 km-c en 230 kV. Por año, en 2024 se adicionarán 2,125.4 km-c, seguido por 2025 con 1,679.9 km-c y 2023 con 912.5 km-c.

En cuanto a la transformación, se adicionarán 30,488.9 MVA de capacidad, de los cuales 18,854.8 MVA corresponden a bancos de transformación de ampliación y modernización de la RNT y 11,634.1 MVA para la ampliación de las RGD del MEM.

Para la RNT, las mayores adiciones se presentarán en los estados de Nuevo León, Baja California, Jalisco, Estado de México y Chihuahua. 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 los estados de Chihuahua, Jalisco, Ciudad de México, Tamaulipas 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 2024 se tendrán las mayores adiciones, con un total de 9,044.5 MVA, seguido por 2022 y 2023, los cuales incrementarán 5,660.5 MVA y 4,714.8 MVA, respectivamente.

La mayor contribución provendrá de los bancos que tienen relaciones de transformación de 230 kV hacia niveles inferiores, con un total de 10,619.8 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 400 kV y 115 kV, con 9,735.0 MVA y 8,869.7 MVA, respectivamente.

Finalmente, para la compensación de potencia reactiva se adicionarán 11,082.1 MVAR para los cuales 195.3 MVAR tienen fecha indefinida.

La principal contribución provendrá de los estados de Oaxaca, Sinaloa, Quintana Roo, Chihuahua y Veracruz. 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 5,316.2 MVAR, seguido por 2024 y 2025, los cuales incrementarán 4,356.8 MVAR y 658.6 MVAR, respectivamente. Por nivel de tensión, en 400 kV se adicionarán 5,670.7 MVAR, en 230 kV 1,808.0 MVAR y en 115 kV 3,008.0 MVAR.

Figura 9.9.1. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión totales por Entidad Federativa

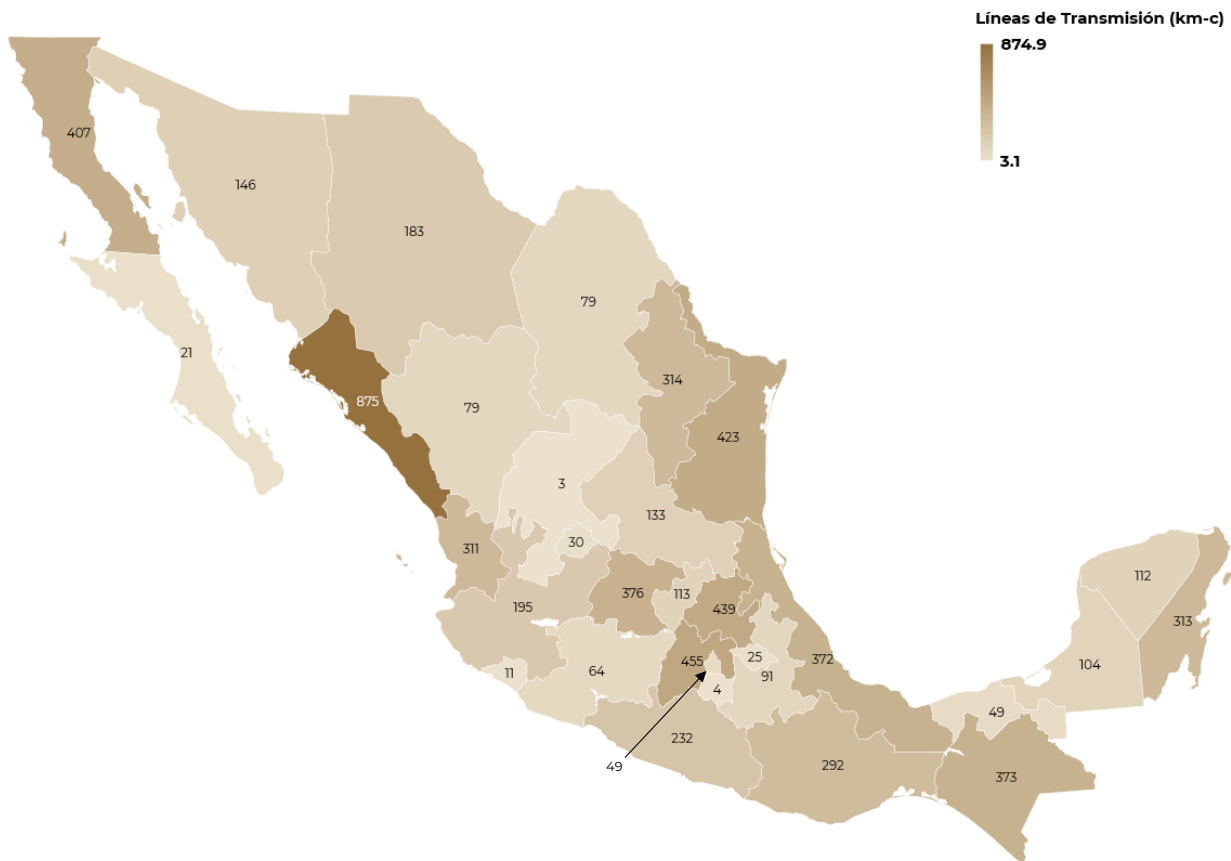


Figura 9.9.2. Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

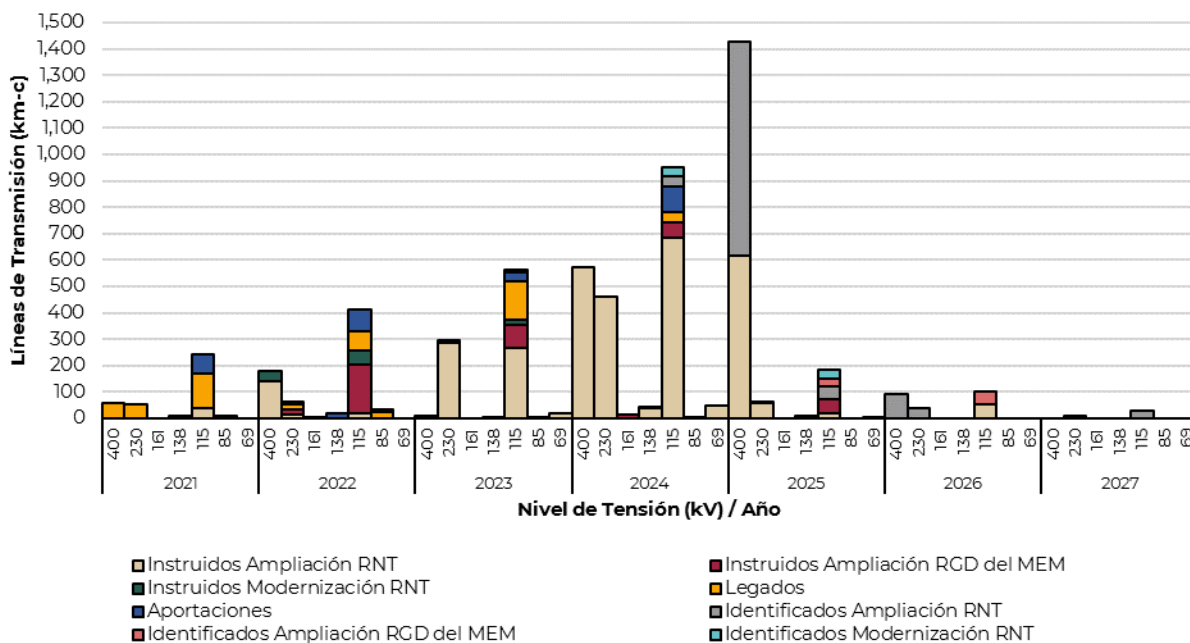


Figura 9.9.3. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de la RNT totales por Entidad Federativa

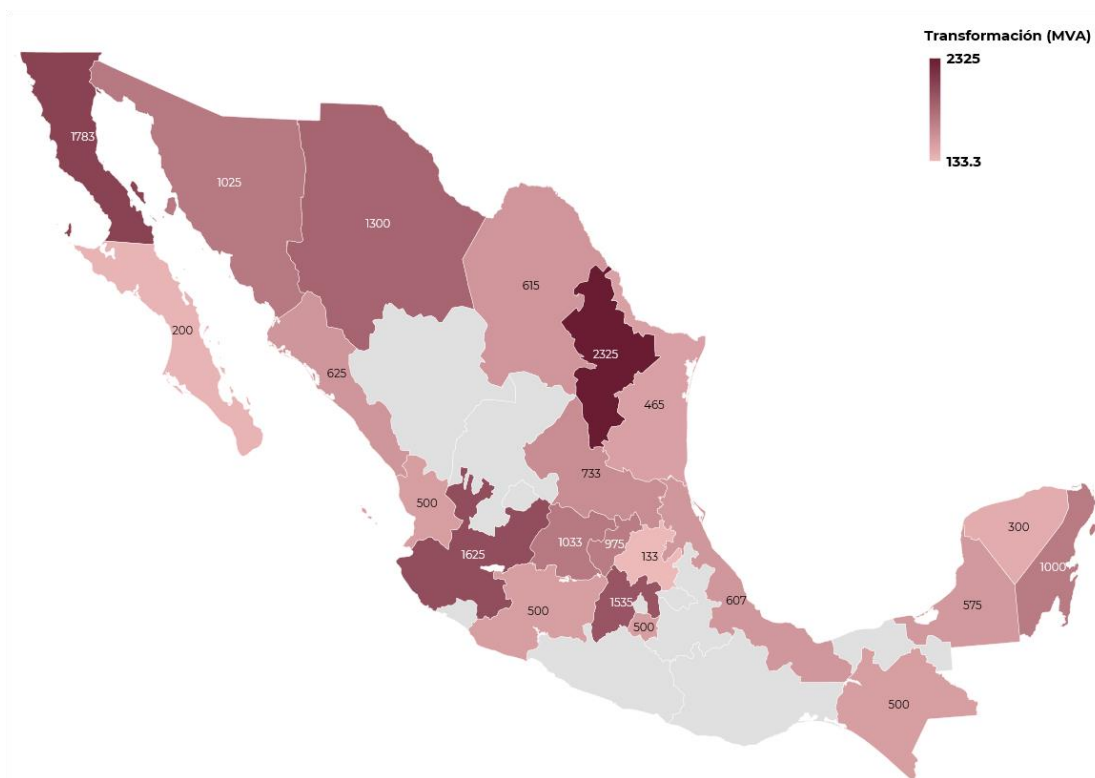


Figura 9.9.4. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de las RGD del MEM totales por Entidad Federativa

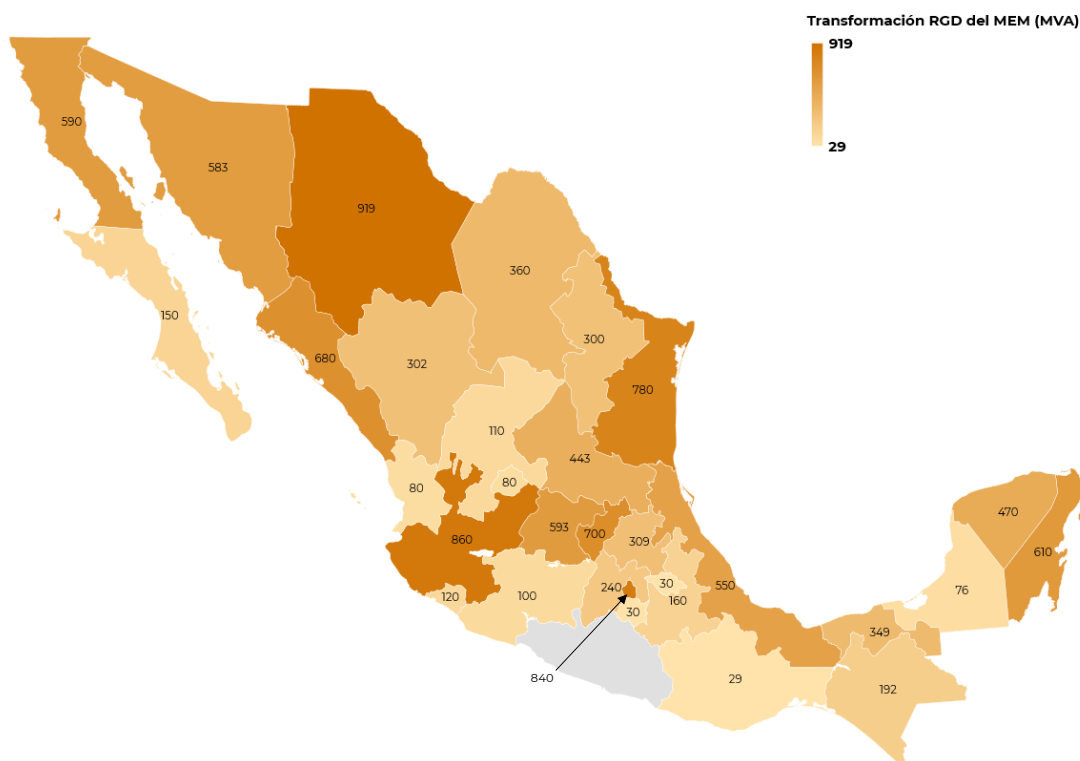


Figura 9.9.5. Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación totales por año de entrada en operación y nivel de tensión

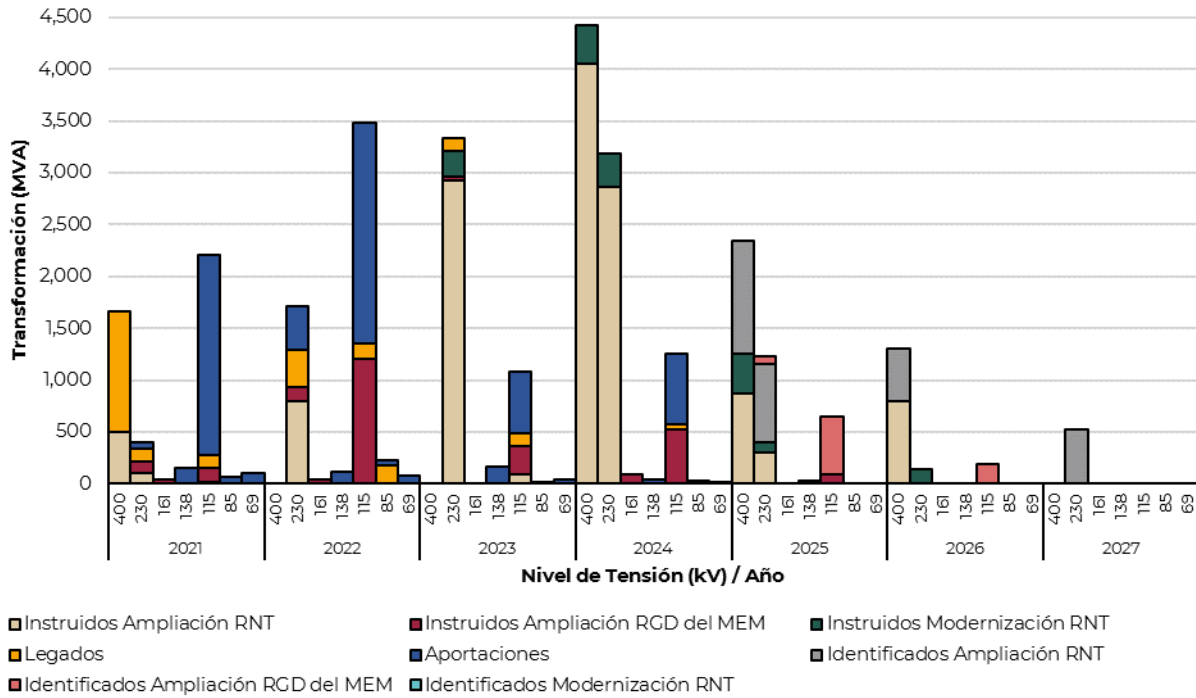


Figura 9.9.6. Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) totales por Entidad Federativa

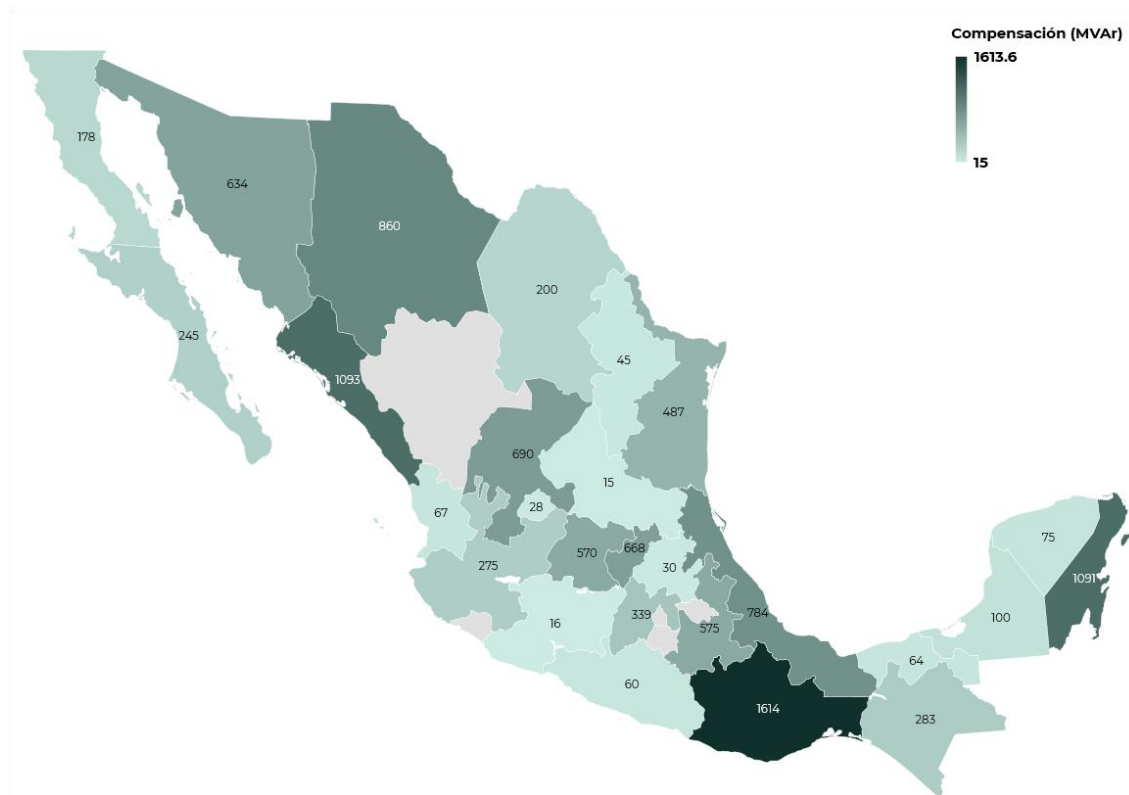
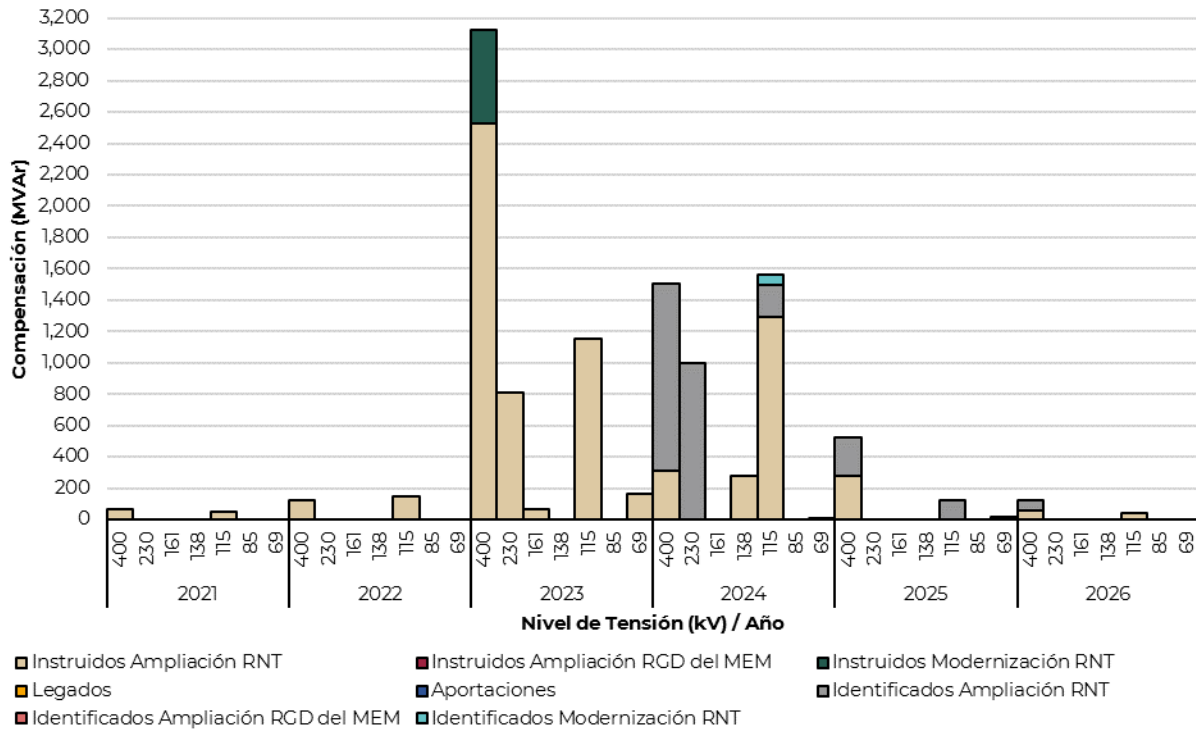
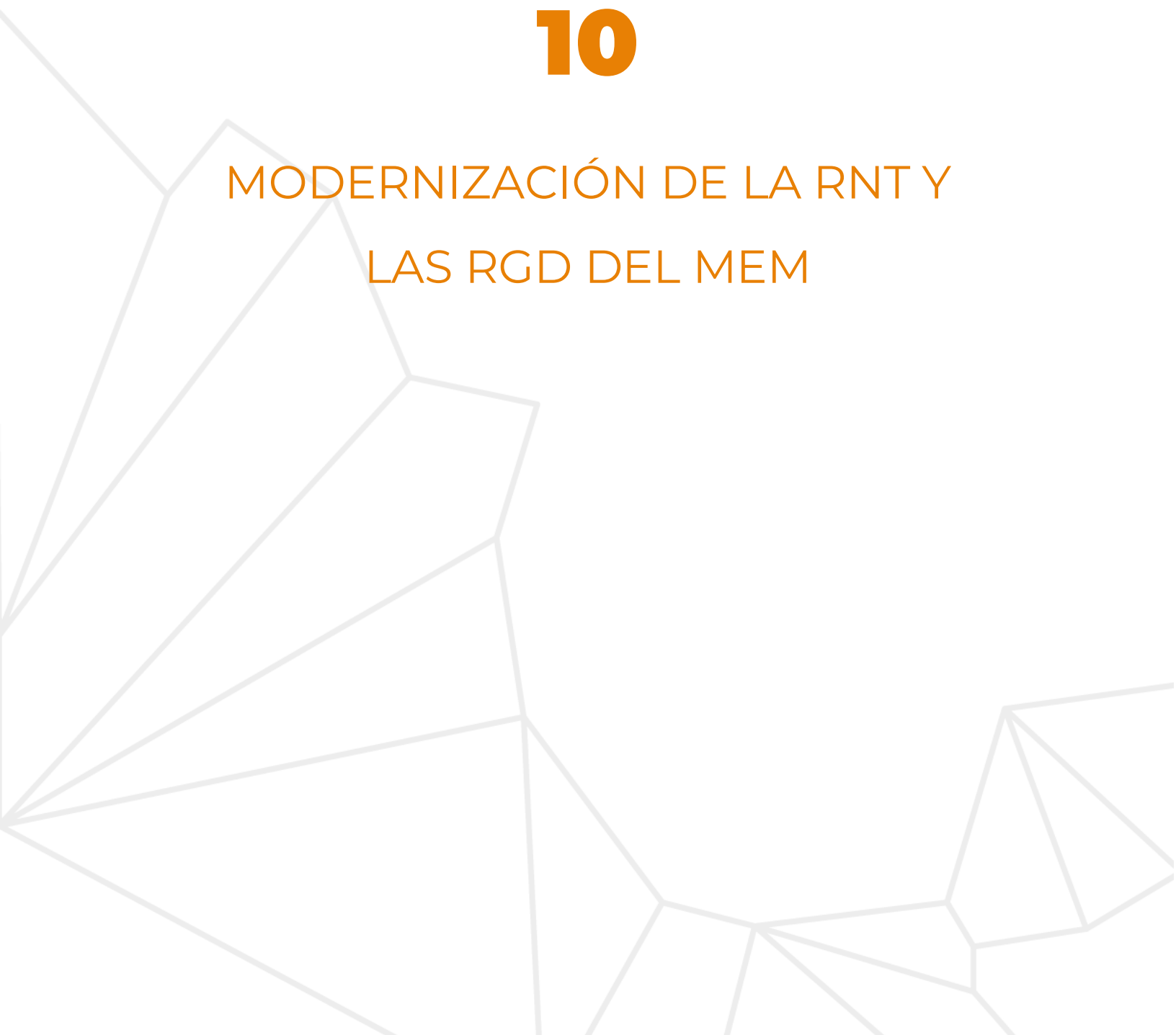


Figura 9.9.7. Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva totales por año de entrada en operación y nivel de tensión



# 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 discontinuación 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 hasta 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.

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 de modernización del Sistema Eléctrico

Nacional para el suministro de energía 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.

En el cuadro 10.2.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos de Modernización de la RNT por la SENER de 2017 a 2021, ordenados por la prioridad definida en el Capítulo VIII.

**Cuadro 10.2.1. 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	5	2017
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	M18-SIN1	dic-19	dic-23	En inicio de construcción	2018
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	M18-ORI	abr-19	nov-22	15	2018
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	M19-TC1	Varias	ago-24	Pendiente autorizar	2019
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	M18-PEI	ene-19	may-23	Aprobado Consejo CFE Transmisión	2018
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	M18-NO1	abr-19	may-23	Pendiente autorizar	2018
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (kA) (en zonas Juárez y Torreón)	M19-NT2	ene-19	may-23	Pendiente autorizar	2019
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	jun-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	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	jun-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	M19-BC1	ene-19	may-22	Pendiente autorizar	2019
Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	M20-BC2	abr-20	abr-22 y abr-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	M19-ORI	dic-18	may-23	Pendiente autorizar	2019



... Continuación

**Cuadro 10.2.1. 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 (%)	
Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	M20-NE2	abr-22	abr-23 a abr-29	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de subtransmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	M20-NE1	abr-21	abr-21 a abr-25	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	M20-OR1	dic-19	dic-24	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	M20-NT1	abr-20	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	M20-BC1	abr-20	abr-22	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	M18-NT1	abr-18	may-22	Pendiente autorizar	2018
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	M18-NO2	abr-19	may-22	Pendiente autorizar	2018
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	M19-NT1	abr-19	may-22	Pendiente autorizar	2019
Eliminar derivación de la Línea de Subtransmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamao	M20-NO1	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de la red de subtransmisión de la zona Durango	M20-NT2	mar-21	mar-22	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO2	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael	M20-NO3	abr-22	abr-23	Identificado PAMRNT 2020-2034	2021
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	M19-OR2	jun-22	abr-23	En revisión	2019
Sistema de Medición del MEM	M17-MEM	ene-19	jul-24	Inicia en 2021	2017

En la Figura 10.2.1 se presenta la ubicación geográfica y el nivel principal de tensión de los proyectos de modernización de la RNT 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 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 71.3 km-c en 115 kV en los estados de Veracruz, Puebla, Durango y Sinaloa.

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  $\pm 300$  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. 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 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 10.2.1. 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 la interacción CENACE – CFE Transmisión, CENACE considera solo aquellos proyectos que cumplen con los criterios descritos en la sección 10.1, para su justificación técnica y económica.

En el cuadro 10.3.1 se muestran los proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión.

**Cuadro 10.3.1. Proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión en PAMRNT 2021 – 2035**

Nombre del Proyecto	PEM	GRT CFE Transmisión	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	M21-CE1	Central	dic-21	sep-23	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 Nopala que tiene una capacidad de +300/-90 MVar y una tensión de conexión en 400 kV
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	M21-CE2	Central	dic-21	dic-23	d y f	Instalación de interruptor encapsulado en SF6 adicional al módulo de las SE existentes Hidalgo y Cubitos para completar arreglo en anillo y reemplazo de conductor subterráneo de entronque de la SE Hidalgo
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	M21-OR4	Central	feb-20	feb-24	b	Rehabilitación de la LT Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	M21-OR1	Oriente	dic-23	dic-26	b, d, e y f	Modernización de equipo eléctrico primario, equipo de protecciones y control, así como partición de barras en la SE Juile para seccionamiento
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	M21-OR2	Oriente	jun-23	dic-26	b, e y f	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la SE Tres Estrellas
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	M21-NO1	Noroeste	abr-22	abr-23	d	Normalizar la llegada de la Línea de Transmisión a la SE Sahuaro con una nueva bahía normalizada
Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam	M21-NO2	Noroeste	abr-22	abr-23	d	Normalizar las derivaciones de la LT que suministra a las SE Valle del Yaqui y Vícam para incrementar su Confiabilidad
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73130 - La Higuera que suministra la SE Navolato	M21-NO3	Noroeste	abr-22	abr-24	d	Normalizar la derivación de la LT que suministra a la SE Navolato para incrementar su Confiabilidad
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	M21-NT1	Norte	abr-21	abr-23	b y f	El proyecto consiste en recalibración o reemplazo del conductor de la LT Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros de Protección, Control y Medición	M21-NE1	Noreste	abr-21	abr-23	d	Cambio de arreglo de los buses en 115 kV de la SE Villa de García de Bus Principal y Bus de Transferencia a Bus 1, Bus 2 y Bus de Transferencia, así como la sustitución de 11 tableros de PCyM

### Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

## Proyectos identificados por CENACE para la modernización de la RNT

Adicionalmente a los proyectos propuestos por CFE Transmisión, CENACE identificó cuatro proyectos de modernización de la RNT. Los dos primeros tienen el objetivo de solventar las violaciones en el Nivel de Corto Circuito esperadas en las GCR Central y Baja California. El tercer proyecto

consiste en la modernización de bancos de capacitores en la Zona Los Cabos en Baja California Sur. El cuarto proyecto consiste en la modernización del arreglo de barras en la SE Santa Rosalía perteneciente al Sistema Interconectado Mulegé.

En el cuadro 10.3.2 se muestran los proyectos de modernización identificados por CENACE.

**Cuadro 10.3.2. Proyectos de modernización identificados por CENACE en PAMRNT 2021 – 2035**

Nombre del Proyecto	PEM	Gerencia de Control Regional	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	M21-CE3	Central	feb-21	a	Reemplazo de interruptores en las SE Texcoco, Teotihuacan, Tula y Remedios en los niveles de 400 y 230 kV
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	M21-BC1	Baja California	abr-21	a	El proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores de potencia por violación en su capacidad interruptiva con lo que se asegura la desconexión y restauración de las SE involucradas
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	M21-BS1	Baja California	abr-24	c	El proyecto consiste en la modernización de los bancos de capacitores en las SE Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y San José del Cabo para que proporcionen 22.5 MVar, respectivamente
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	M21-MU1	Baja California	abr-22	d	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV para aumentar la Confiabilidad del suministro en la zona Santa Rosalía

### Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

En la Figura 10.3.1 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 84.1 km-c de Líneas de Transmisión en 115 kV en los estados de Puebla, Sonora, Sinaloa y Chihuahua.

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 Nopala y se reemplazarán tres bancos de capacitores en la Zona Los Cabos, por un total de 67.5 MVar.

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 en los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora, Nuevo León, Hidalgo, Estado de México y Veracruz. 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 10.3.1. Proyectos identificados de modernización de la RNT



En el cuadro 10.3.3 se presentan los objetivos del proceso de planeación del

PAMRNT 2021 – 2035 que atiende cada proyecto de modernización de la RNT.

Cuadro 10.3.3. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2021 – 2035 para los proyectos identificados

Proyectos de Modernización de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento		✓	✓	✓	✓	✓
Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito			✓	✓	✓	✓
Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV			✓	✓	✓	✓
Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas			✓	✓	✓	✓

... Continuación

**Cuadro 10.3.3. Cumplimiento de los objetivos del PAMRNT 2021 – 2035 para los proyectos identificados**

Proyectos de Modernización de la RNT	Objetivos del PAMRNT					
	Eficiencia	Calidad	Confiabilidad	Continuidad	Seguridad	Sustentabilidad
Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV			✓	✓	✓	✓
Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bámuc - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vicam			✓	✓	✓	✓
Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato			✓	✓	✓	✓
Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros de Protección, Control y Medición			✓	✓	✓	✓
Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California			✓	✓	✓	✓
Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV			✓	✓	✓	✓

A continuación, se incluye una ficha de Información que describe las características principales de cada proyecto de modernización de la RNT,

tanto los propuestos por CFE Transmisión como los identificados por CENACE.

## GCR Central

### M21-CE1 Modernización parcial del CEV Nopala: Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento

#### Diagnóstico

La SE Nopala se encuentra instalada al poniente de la Ciudad de México y es un punto estratégico para la red eléctrica de la GCR Central, que se interconecta en el doble anillo de transmisión en 400 kV que rodea la Ciudad de México y abarca parte de la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM). Dicha SE cuenta con 3 bancos de transformación de 378 MVA de capacidad nominal y relación de transformación de 400/230 kV. Además, tiene instalado un elemento de compensación dinámica de potencia reactiva (CEV) que apoya a la capacidad de suministro de energía y permite realizar el control local de voltaje.

Por la condición geográfica, poblacional y de actividad económica, la ZMVM es una zona con alta deficiencia de fuentes de energía eléctrica locales. Por lo que, para satisfacer su demanda es necesaria la importación de energía por medio de enlaces de transmisión en 400 kV, desde otras Gerencias de Control Regional en puntos distantes (al menos 200 km).

La SE Nopala tiene la función de recibir la energía importada principalmente del Pacífico y transformarla a niveles de tensión que permitan su transmisión al interior de la zona urbana de la ZMVM.

Actualmente, el CEV se encuentra operando con problemas de Confiabilidad derivado de su alta recurrencia de salidas de operación provocadas por actividades de mantenimiento preventivo y en forma

recurrente a fallas en el equipo de control, así como la obsolescencia tecnológica de sus componentes principales.

Las correcciones de las fallas del equipo no han sido resueltas debido a que parte del refaccionamiento se ha descontinuado por obsolescencia declarada por el fabricante. Sin embargo, los equipos podrían ser reparados en la planta ubicada en Alemania, lo que implicaría altos costos y tiempos prolongados fuera de servicio.

El proyecto de modernización parcial del CEV permitirá prolongar su vida útil, con la compatibilidad tecnológica acorde al desarrollo de los últimos años y con ello, preservar la Confiabilidad para el Suministro Eléctrico en la ZMVM que aporta el CEV de Nopala, además permite el apoyo en la estabilidad del SIN y operación por los Centros de Control, minimizando el riesgo de colapso de voltaje ante condiciones de demanda máxima en la GCR Central.

El no contar con la modernización de este CEV representaría un riesgo en la Confiabilidad y el requerimiento de EAR para realizar cortes de carga masivos que permitan evitar posibles colapsos de voltaje en la ZMVM ante contingencia. Además, se limitaría la transferencia de energía eléctrica de la zona Pacífico hacia el Centro del País.

El CEV de la SE Nopala entró en servicio en marzo de 2007, y de acuerdo con el levantamiento de condiciones operativas del CEV realizado por especialistas del fabricante, se informó

que los componentes que conforman los sistemas de control, protecciones, válvulas de tiristores y sistema de enfriamiento se han declarado obsoletos.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Considerando la importancia de este equipo de compensación dinámica es necesario recuperar su disponibilidad para la operación Confiable del SIN y se han identificado alternativas de solución a la problemática existente. A continuación, se muestran dos propuestas factibles.

#### Alternativa 1

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Modernización del controlador y equipos asociados, protecciones,

Válvulas de Tiristores y Sistema de enfriamiento del CEV Nopala.

#### Alternativa 2

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

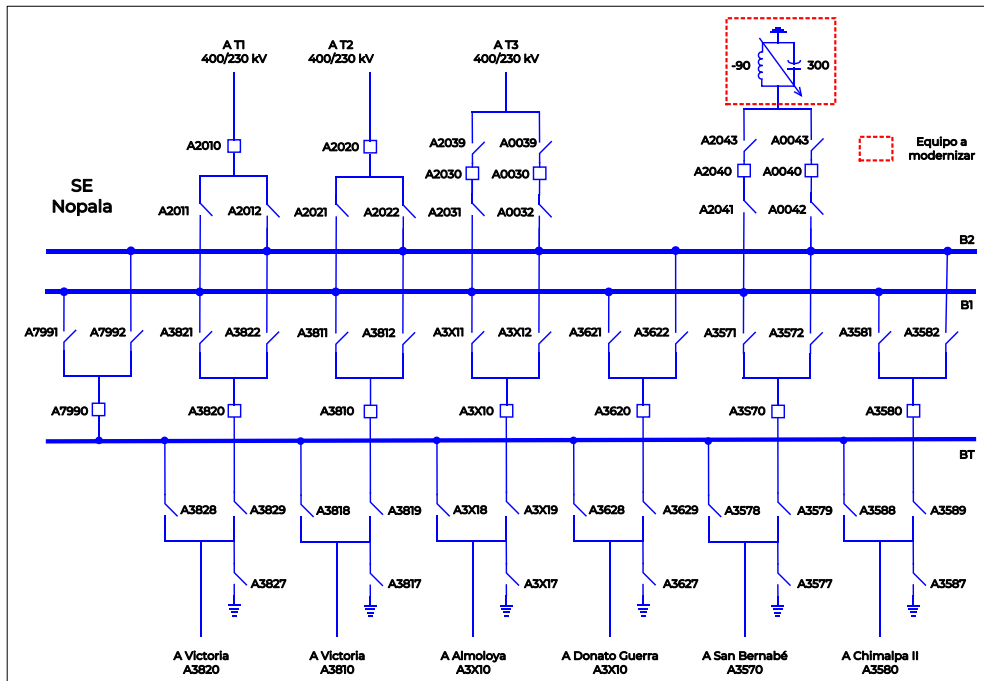
- Reemplazo del equipo existente por un nuevo CEV en la SE Nopala con una capacidad de -90/300 MVar.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: septiembre de 2023.

En la figura 10.3.1.1 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la conectividad del CEV y su ubicación en la SE Nopala. Para ambas alternativas se ubicará el proyecto en el mismo punto.

Figura 10.3.1.1. Diagrama unifilar simplificado de la SE Nopala y su conectividad (ambas alternativas)





## Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **195.9 millones de pesos de 2020** (9.1 millones de dólares considerando una

paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en el reemplazo de equipo obsoleto en la SE Nopala asociado al CEV.

El cuadro 10.3.1.1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

**Cuadro 10.3.1.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nopala	Control, Protección, Válvulas de tiristores y Sistema de Enfriamiento	1	400	dic-21	sep-23	195.9
<b>Total</b>						<b>195.9</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **557.5 millones de pesos de 2020** (26.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta de 390 MVar de compensación dinámica que son reemplazados del

equipo existente, es decir no se tiene incremento en compensación.

El cuadro 10.3.1.2 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 10.3.1.2. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Nopala CEV	CEV	400	300(Ind.) / 90(Cap.)	dic-21	sep-23	557.5
<b>Total</b>			<b>390.0</b>			<b>557.5</b>

Cap. Capacitivo  
Ind. Inductivo

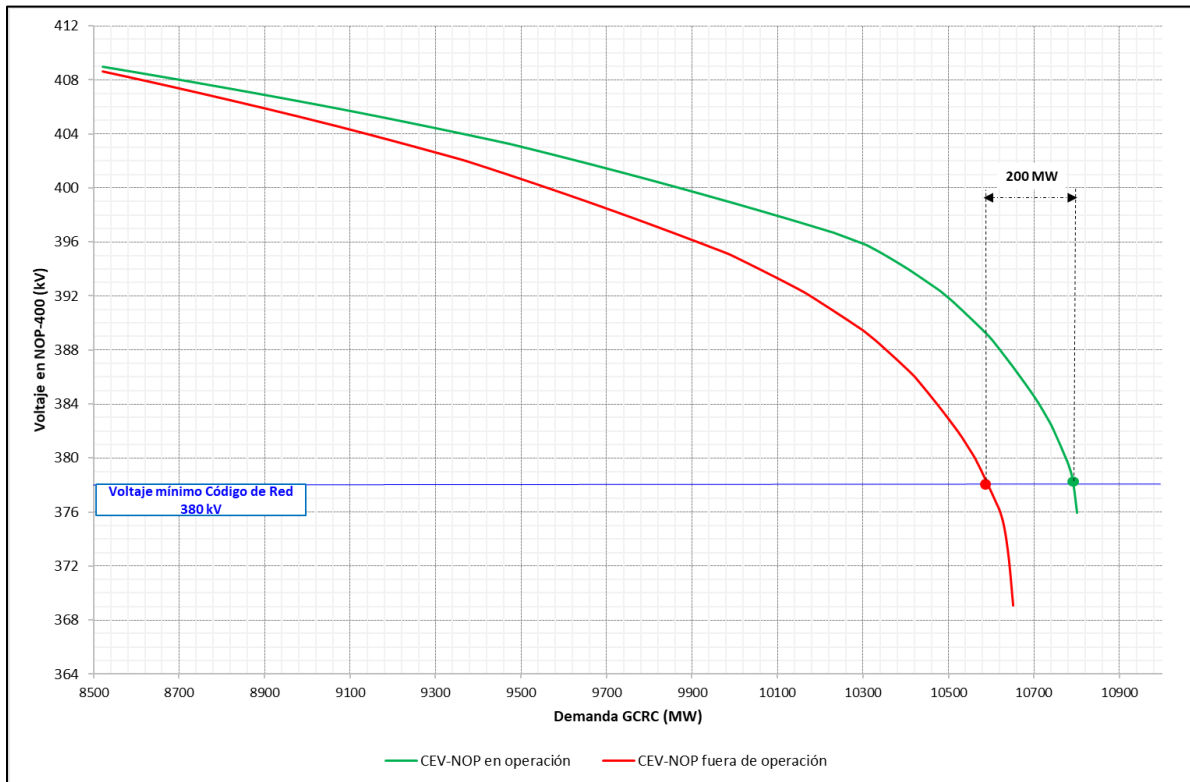
## Indicadores técnicos y económicos

En la figura 10.3.1.2 se muestra el comportamiento de voltaje en la SE Nopala con y sin equipo de compensación por medio de una curva característica Potencia-Voltaje (PV). En donde se observa que sin el CEV se tiene una reducción en la capacidad de recepción de energía eléctrica en la GCR Central, así como mayor riesgo de presentarse el fenómeno de colapso de voltaje en la región ante la ocurrencia de un disturbio.

En los cuadros 10.3.1.3 y 10.3.1.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación de CFE Transmisión.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión.

Figura 10.3.1.2. Curva Potencia-Voltaje en la SE Nopala sin y con compensación dinámica en operación



Cuadro 10.3.1.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
2,000.62	15.07	161.89	1,985.56	12.27

Cuadro 10.3.1.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
960.30	42.88	460.77	917.42	1.99

### Alternativa propuesta

El cuadro 10.3.1.5 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 Confiabilidad de operación del CEV en Nopala.

Cuadro 10.3.1.5. 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	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	195.9	557.5
Relación Beneficio/Costo	12.27	1.99

## M21-CE2 Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos

### Diagnóstico operativo

Actualmente, la zona de distribución Pachuca cuenta con las SE Pachuca, Actopan, Atotonilco, Parque Industrial Reforma, Dos Carlos y Cementos Fortaleza, que permiten el Suministro Eléctrico en la zona a Centros de Carga de tipo industrial, residencial y comercial.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la zona, se interconectan tres LT: Apasco – 73W00 – Pachuca, Apasco – 73W10 – Pachuca, Pachuca – 73T10 – Parque Industrial Reforma, dado que la carga depende del suministro por medio de estos enlaces. Por lo anterior, es importante mantener disponible la capacidad de transmisión de estos circuitos, y asegurar la Confiabilidad en su operación para evitar problemas de suministro en condiciones de red completa y ante una eventual contingencia sencilla, o en su caso, en condiciones de salida de algún elemento de transmisión durante mantenimiento.

Debido al crecimiento esperado en la zona que provoca la eventual saturación de los bancos de distribución asociados, se detectó el requerimiento de ampliación en la capacidad de transformación, por lo cual fueron

programados en su construcción dos proyectos que contemplan las nuevas SE denominadas Hidalgo y Cubitos, con lo cual se evita la saturación de carga en las SE actuales. Las SE Hidalgo y Cubitos han sido terminadas en su construcción y se encuentran listas para ser conectadas en la red de 85 kV como se mencionan a continuación.

La SE Hidalgo se conectará con la SE Apasco mediante la LT Apasco – 73W10 – Hidalgo, compuesta por 34.9 km de línea aérea y 706.3 m de cable de potencia subterráneo a la llegada de la SE Hidalgo. A su vez, está se conectará con la SE Pachuca mediante la LT Hidalgo – 73Q30 – Pachuca, compuesta por 5.6 km de línea aérea y 386.3 m de cable de potencia subterráneo a la llegada a la SE Hidalgo.

Por otra parte, la SE Cubitos estará conectada con la SE Parque Industrial Reforma mediante la LT Cubitos – 73Q70 – Parque Industrial Reforma, compuesta por 11.6 km de línea aérea y 386.3 m de cable de potencia subterráneo a la llegada de la SE Cubitos. Además, ésta se conectará con la SE Pachuca mediante la LT Pachuca – 73T10 – Cubitos, compuesta por 3.25 km de línea aérea y 386.3 m de cable de potencia subterráneo a la llegada de la SE Cubitos.

Debido a sus actuales características, las SE Hidalgo y Cubitos no han logrado ser incorporadas a la RNT, esto es debido a que en su diseño no cumple con la normativa actual del Código de Red en dos aspectos.

El primer aspecto considera los arreglos de barra en el nivel de 85 kV, que no garantizan el grado de Confiabilidad necesario al librar un banco, ya sea por esquema de protección o por maniobra de operación, es decir, si se requiere realizar mantenimiento en equipamiento de la SE, se requiere la desconexión del circuito asociado. La acción indicada reduce significativamente la flexibilidad operativa y la Confiabilidad del sistema, principalmente para soportar la contingencia sencilla.

El segundo aspecto, que imposibilita su integración a la RNT, es el tramo subterráneo de interconexión de la SE Hidalgo, el cual por las características técnicas del cable y la condición de instalación reduce la capacidad de transmisión de la LT actual, lo que imposibilita el crecimiento natural de la demanda, además de no garantizar que se soporte el flujo de potencia de la zona ante algún disturbio.

#### Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Debido al requerimiento de Suministro Eléctrico en la ciudad de Pachuca y poblaciones aledañas con la Confiabilidad y seguridad requeridas, se han identificado dos alternativas de solución, las cuales se muestran a continuación.

#### Alternativa 1

##### Transmisión:

- Reemplazo de conductor de tipo subterráneo en 85 kV que entronca la SE Hidalgo, asociado a los circuitos Apasco – 73W10 – Hidalgo e Hidalgo – 73Q30 – Pachuca, por conductor subterráneo de calibre 1600 mm<sup>2</sup>, tipo XLP-115-100 con un total de 1.1 km de longitud.

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Instalación de un interruptor encapsulado en Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>) en el módulo de la SE Hidalgo existente con el fin de completar el arreglo al de tipo anillo, considera la instalación de tableros de Protección, Control y Medición, así como equipo de medición para el MEM y REI.
- Instalación de un interruptor encapsulado en SF<sub>6</sub> en el módulo de la SE Cubitos existente con el fin de completar el arreglo al de tipo anillo, considera la instalación de tableros de Protección, Control y Medición, así como equipo de medición para el MEM y REI.

#### Alternativa 2

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Reemplazo de la actual SE Hidalgo encapsulada en 85 kV por nueva encapsulada y aislada en SF<sub>6</sub> en 85 kV con arreglo de barra principal y barra auxiliar con interruptor de amarre y/o transferencia.
- Reemplazo de la actual SE Cubitos encapsulada en 85 kV por nueva encapsulada y aislada en SF<sub>6</sub> en 85 kV con arreglo de barra principal y

barra auxiliar con interruptor de amarre y/o transferencia.

- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2021.

En las figuras 10.3.2.1 y 10.3.2.2 se muestra un diagrama unifilar simplificado con cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de ellas.

Figura 10.3.2.1. Diagrama Unifilar Simplificado de las SE Hidalgo y Cubitos con Alternativa 1

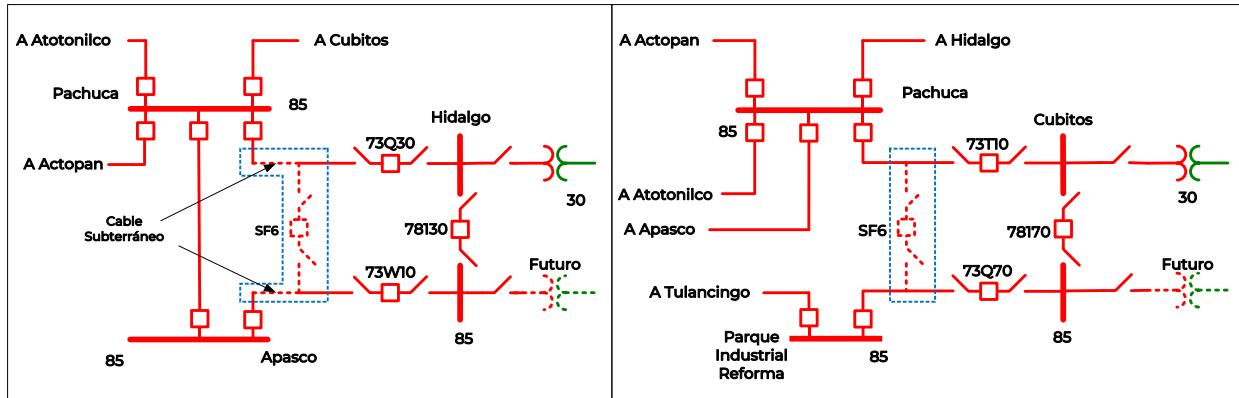
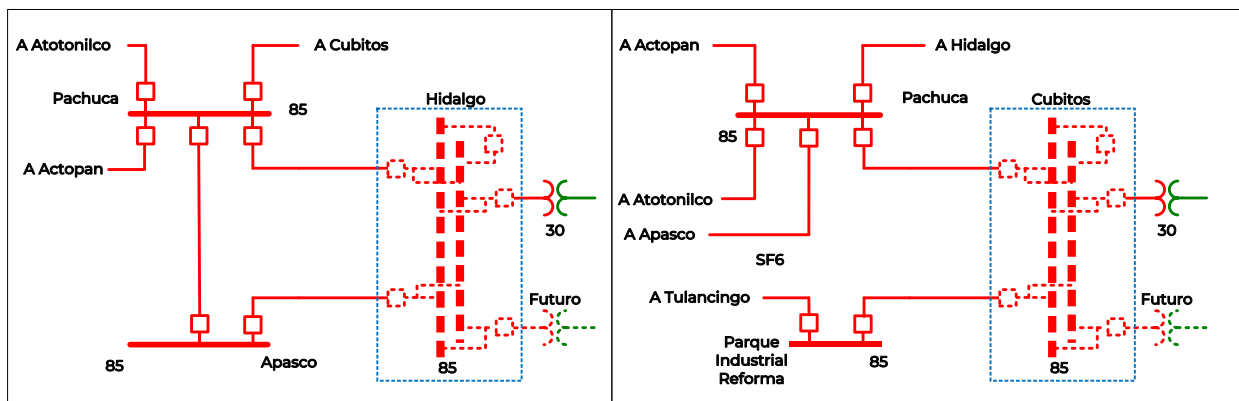


Figura 10.3.2.2. Diagrama Unifilar Simplificado de las SE Hidalgo y Cubitos con Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

pesos por dólar). Esta alternativa contiene 1.1 km-c de línea y equipamiento adicional en SE.

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **154.5 millones de pesos de 2020** (7.2 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856

Los cuadros 10.3.2.1 y 10.3.2.2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.3.2.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hidalgo entronque Apasco - Pachuca /12	85	2	1.1	dic-21	dic-24	34.5
<b>Total</b>			<b>1.1</b>			<b>34.5</b>

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 10.3.2.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hidalgo	Interruptor encapsulado en SF <sub>6</sub>	1	85	dic-21	dic-24	60.0
Cubitos	Interruptor encapsulado en SF <sub>6</sub>	1	85	dic-21	dic-24	60.0
<b>Total</b>						<b>120.0</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **600.2 millones de pesos de 2020** (27.9 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta

del reemplazo de la SE encapsulada existente por una nueva.

El cuadro 10.3.2.3 y muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.3.2.3. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Hidalgo	SE encapsulada en SF <sub>6</sub> con arreglo de barra principal, barra auxiliar con interruptor de amarre/transferencia	1	85	dic-21	dic-24	300.1
Cubitos	SE encapsulada en SF <sub>6</sub> con arreglo de barra principal, barra auxiliar con interruptor de amarre/transferencia	1	85	dic-21	dic-24	300.1
<b>Total</b>						<b>600.2</b>

### Indicadores técnicos y económicos

En la figura 10.3.2.3 se muestra el comportamiento eléctrico de la zona de carga Pachuca para la condición de demanda máxima de la zona en 2021 sin contingencia, y sin elementos que se encuentren fuera por mantenimiento.

En la figura 10.3.2.4 se muestra la condición en la cual puede estar en mantenimiento la SE Hidalgo, en cualquier elemento propio de la SE como pueden ser cuchillas, interruptores, banco, equipos de medición, etc., donde se requiere por su

arreglo desconectar la trayectoria completa desde Apasco hasta Pachuca, y ocurre una contingencia sencilla de la LT Parque Industrial Reforma – Cubitos, donde se observa que se requieren acciones de tiro de carga para evitar eventuales saturaciones de elementos.

Finalmente, en la figura 10.3.2.5 se muestra el comportamiento esperado en la condición donde está fuera la SE Cubitos por mantenimiento o falla y ocurre una eventual falla de la LT Apasco – Pachuca en 85 kV, en donde se observa saturación en el circuito restante, así como bajo voltaje en las SE

de la zona, lo que requiere el corte de carga a fin de evitar colapso de voltaje local.

fin de evitar posibles cortes de carga en la ciudad de Pachuca, capital de estado, y aportar la confiabilidad del suministro requerida.

En general, se identifica el requerimiento del proyecto en la zona, a

Figura 10.3.2.3. Diagrama Unifilar Simplificado del comportamiento eléctrico de la zona Pachuca para 2021

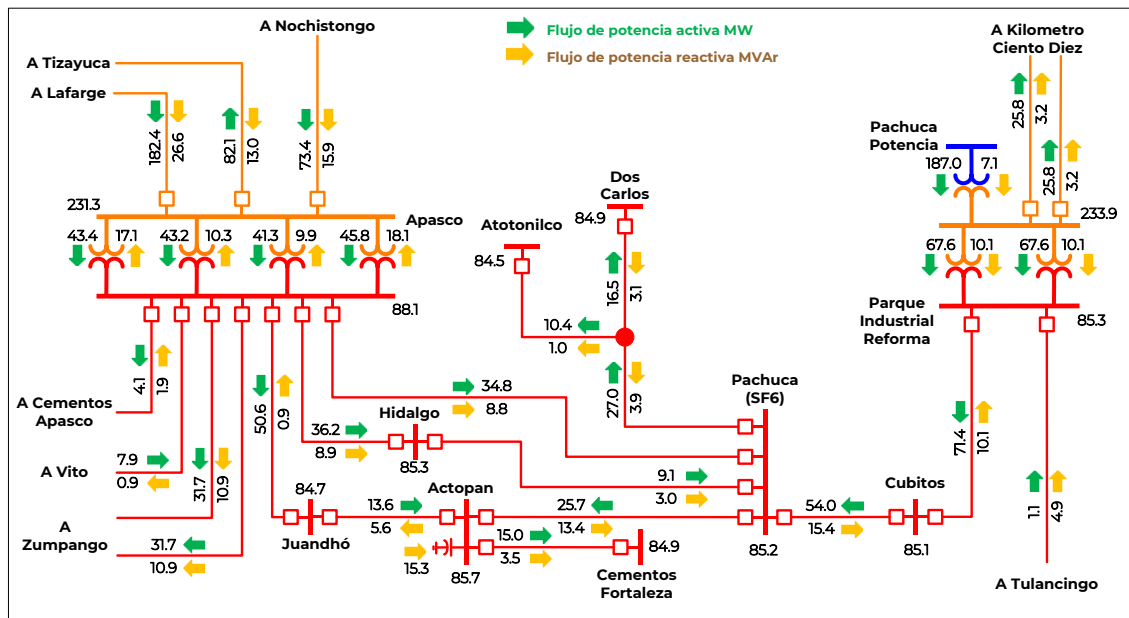


Figura 10.3.2.4. Diagrama Unifilar Simplificado del comportamiento eléctrico de la zona Pachuca para 2021. En mantenimiento o falla la SE Hidalgo y eventual contingencia de la LT Industrial Reforma – Cubitos

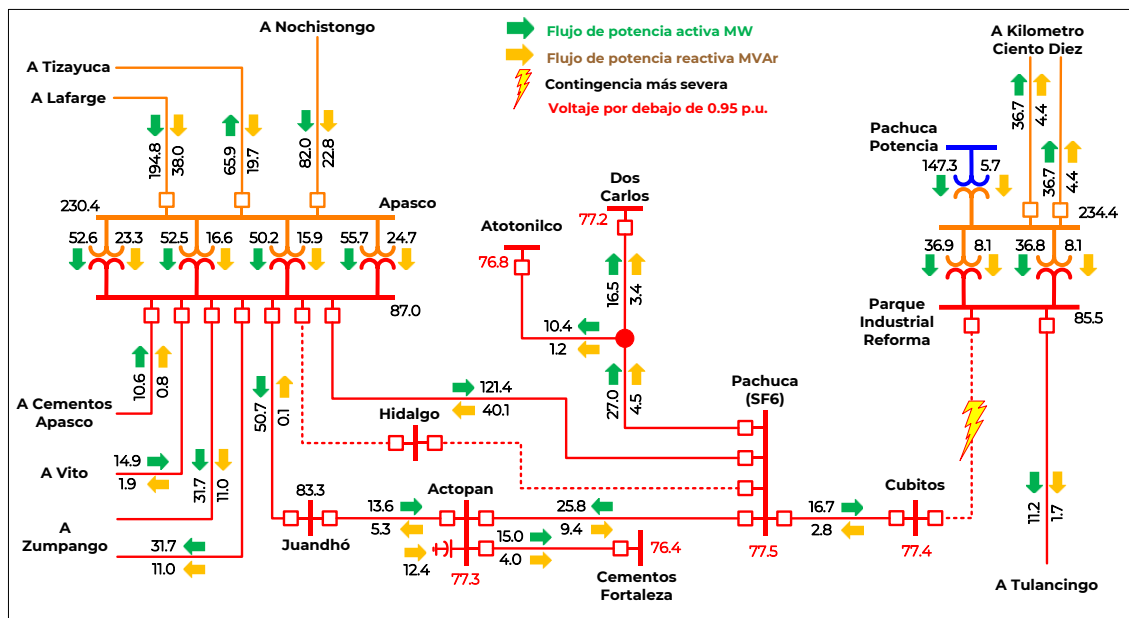
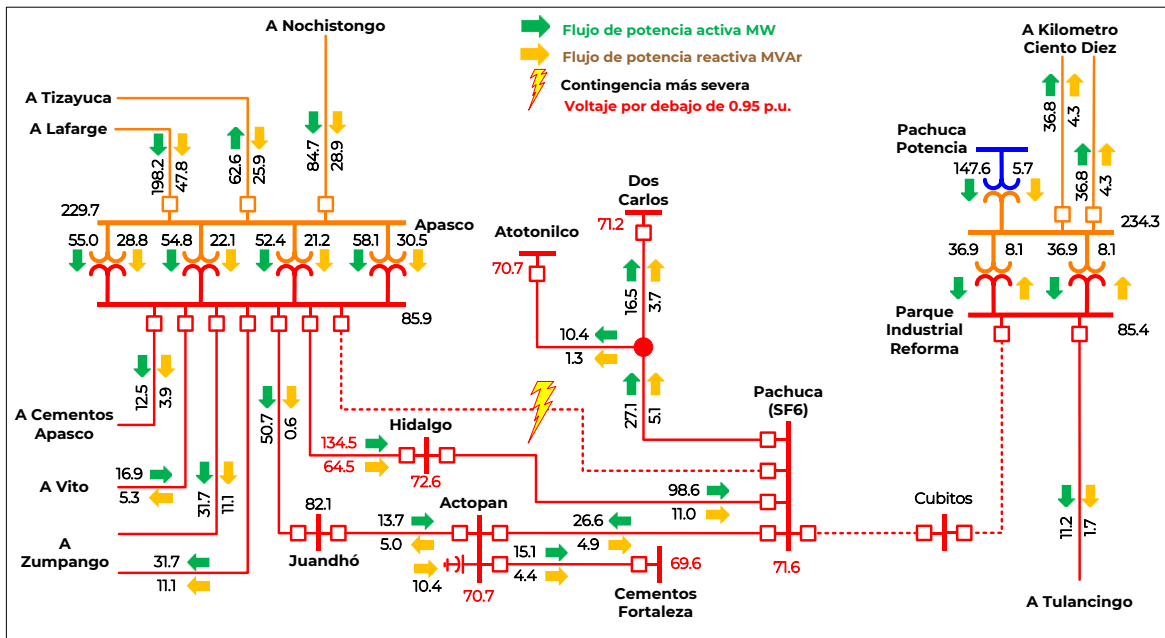


Figura 10.3.2.5. Diagrama Unifilar Simplificado del comportamiento eléctrico de la zona Pachuca para 2021. En mantenimiento o falla la SE Cubitos y eventual contingencia de la LT Apasco - Pachuca



En los cuadros 10.3.2.4 y 10.3.2.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación de CFE Transmisión.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos

superior a la Alternativa 2, que se debe principalmente al menor costo de inversión. De hecho, el monto de inversión estimado para la segunda alternativa trasciende en su rentabilidad, por lo cual no resulta con B/C igual o mayor a la unidad, es decir, no presenta una rentabilidad adecuada.

Cuadro 10.3.2.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
222.0	13.37	149.9	208.63	1.39

Cuadro 10.3.2.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2022

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
222.0	51.94	582.32	170.06	0.29



## Alternativa propuesta

El cuadro 10.3.2.7 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 que permite mantener la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en la zona Pachuca. Además de cumplir con las especificaciones requeridas en Código de Red.

**Cuadro 10.3.2.7. 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	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	154.5	600.2
Relación Beneficio/Costo	1.39	0.29

M21-CE3 Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito

## Diagnóstico operativo

Las SE Texcoco, Tula y Teotihuacán forman parte de la red troncal de 400 kV operada por la GCR Central. Son de vital importancia para el suministro de energía en la zona central del país debido a que operan como nodos de recepción de hasta el 50% de la energía que se consume en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Ciudad de México y zona conurbada del Estado de México), así como gran parte del Estado de Hidalgo.

La SE Tula tiene conectividad con la GCR Occidental que permite importar energía desde esta misma gerencia o bien, desde la GCR Noreste. Además, la SE tiene interconectada generación local por un monto neto de 2,078 MW.

Con respecto a las SE Teotihuacán y Texcoco, estas reciben energía eléctrica importada desde GCR Oriental, ya que

los enlaces en 400 kV se interconectan con centros de generación hacia el golfo de México con Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y hacia el sureste con Centrales Eléctricas de tipo hidroeléctricas y eólicas.

Finalmente, la SE Remedios se encuentra ubicada al Norponiente de la Zona Metropolitana del Valle de México, en la cual inciden 11 circuitos en 230 kV que permiten realizar la transmisión de energía eléctrica hacia la ciudad de Toluca y poniente de la Ciudad de México.

Las cuatro SE mencionadas cuentan con bancos de transformación hacia los niveles de tensión de 230 y 85 kV y la conectividad en la red de la GCR Central es mallada, formando anillos con otras SE de la Gerencia, lo que permite tener una alta Confiabilidad ante la contingencia de algún circuito de transmisión. Sin embargo, esta

condición propicia el incremento en los niveles de corto circuito en cada SE, por lo cual se debe prever que el Equipo Eléctrico Primario (EEP) de cada una de ellas esté dimensionado adecuadamente.

Considerando el catálogo de niveles de corto circuito publicado por el CENACE en 2021 (en donde se reporta la estimación del nivel máximo de corto circuito por cada SE para 2023), se tiene identificado que en las SE Texcoco, Tula, Teotihuacán y Remedios existe Equipo Eléctrico Primario cuya capacidad por corrientes de corto circuito (capacidad interruptiva o de aguante de corta duración) se encuentra superado.

Cuando no se cumple con el dimensionamiento adecuado en el equipamiento de la SE, refiriéndose a la capacidad interruptiva y ocurre alguna falla local o cercana, es muy probable se

presente la explosión e incendio del EEP. Esta situación, pondrá en riesgo la Continuidad de la operación en nodos estratégicos del SEN, lo que repercutirá en graves afectaciones, pues limitaría la transferencia de potencia entre la zona del Golfo de México y el noreste con el centro del país, además de tener repercusiones en la salida de bloques de generación y en transferencia de la energía de la RNT, y, por consiguiente, degradación en la Confiabilidad operativa.

De mayor relevancia es la seguridad física de las personas, que puede verse comprometida ante eventuales explosiones e incendio.

En el cuadro 10.3.3.1 se presentan las SE y los niveles de tensión en los cuales se han identificado equipos que presentan una problemática por su capacidad actual del nivel de corto circuito (NCC).

**Cuadro 10.3.3.1. Subestaciones con capacidad limitada en el corto circuito calculado para 2023**

Subestación	Tensión (kV)	Capacidades por NCC de los EEP de la SE (kA)	NCC MÁXIMO 2023 (catálogo del CENACE)	
			3F (kA)	1F (kA)
Texcoco	400	40 <sup>1</sup> , 50	44.3	43.3
	230	40 <sup>1</sup> , 50 <sup>1</sup> , 63	55.2	54.8
Teotihuacán	400	31.5 <sup>1</sup> , 40 <sup>1</sup> , 50, 65	41.8	38.8
	230	40 <sup>1</sup> , 50	43.7	39.5
Tula	400	31.5 <sup>1</sup> , 40 <sup>2</sup> , 50	39.2	37.4
	230	31.5 <sup>1</sup> , 40 <sup>1</sup> , 50 <sup>1</sup>	47.1	51.8
Remedios	230	40 <sup>1</sup> , 50 <sup>2</sup>	45.2	49.2

<sup>1</sup> Equipo superado en su NCC

<sup>2</sup> Equipo muy cercano a ser superado en su NCC

Por lo indicado, se requiere realizar la modernización del EEP que ha superado su NCC, a fin de evitar posibles problemáticas de suministro en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, así como riesgos de seguridad física.

Es relevante mencionar que dentro del alcance de las obras de refuerzo para la interconexión del proyecto estratégico CCC Tuxpan Fase I se considera el reemplazo de 14 interruptores, 49 cuchillas, 42 transformadores de corriente y 12 trampas de onda de la SE Texcoco, cuya capacidad actual es menor o igual a 40 kA, que serán sustituidos por equipos con una capacidad de al menos 50 kA.

Por lo indicado, en caso de que no entre en operación el proyecto de generación mencionado, y en consecuencia las obras de refuerzo necesarias, se deberá revisar nuevamente el alcance de este proyecto, a fin de dimensionar nuevamente el requerimiento de modernización de la propuesta de solución.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

#### Alternativa 1

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Modernización de 6 interruptores y 78 transformadores de corriente en 400 kV de la SE Tula.
- Modernización de 38 interruptores, 76 cuchillas y 114 transformadores de corriente en 230 kV de la SE Tula.
- Modernización de 4 interruptores y 48 transformadores de corriente en 400 kV de la SE Teotihuacán.
- Modernización de 2 interruptores, 32 cuchillas y 96 transformadores de

corriente en 230 kV de la SE Teotihuacán.

- Modernización de 57 cuchillas y 54 transformadores de corriente en 230 kV de la SE Texcoco.
- Modernización de 9 interruptores, 67 cuchillas y 72 transformadores de corriente en 230 kV de la SE Remedios.

#### Alternativa 2

Debido a que la solución técnica factible consiste en el aseguramiento de la Continuidad en la operación de las SE Texcoco, Tula, Teotihuacán y Remedios, se han revisado distintas alternativas, las cuales no son factibles.

Por ejemplo, la segmentación de barras no elimina el requerimiento de modernización de EEP, siendo necesaria la revisión de su factibilidad física, en caso de existir, no será viable para contemplarse como solución en el nivel de 400 kV, y para el nivel de 230 kV en la SE Tula no será posible por la interconexión de las Unidades de Central Eléctrica en la misma.

La reconfiguración de circuitos en la red troncal de 400 y 230 kV impactará en la Confiabilidad del suministro en la Ciudad de México, que en caso de contingencia provocaría el tiro de carga masivo en la GCR Central.

La implementación de equipo limitador de corriente es una alternativa que requiere disponibilidad de espacio físico en cada SE, debido a la saturación existente en las SE de la GCR Central y en específico de las que presentan esta problemática, no es una alternativa factible, que, en su caso, de cualquier manera, se requerirá la sustitución del EEP que tiene capacidades de 31.5 kA.

Por estas razones, solo se presenta la alternativa de modernizar el EEP que se encuentra rebasado en su capacidad interruptiva.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las Alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: febrero de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2024.

En las figuras 10.3.3.1 a la 10.3.3.6 se muestran los diagramas unifilares simplificados que muestra el alcance de la alternativa única, en línea punteada

se resaltan aquellos equipos que deberán ser reemplazados.

#### Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **361.2 millones de pesos de 2020** (16.8 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en el reemplazo de 59 interruptores, 232 juegos de cuchillas y 462 transformadores de corriente en los niveles de tensión de 400 y 230 kV de las SE Tula, Teotihuacán, Texcoco y Remedios.

En el cuadro 10.3.3.2 se muestra el resumen de metas físicas y montos de inversión estimados.

**Cuadro 10.3.3.2. Obras del proyecto Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito (Alternativa 1)**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Tula	Juego de Interruptores	6	400	feb-21	dic-24	14.8
Tula	Transformadores de Corriente	78	400	feb-21	dic-24	32.4
Tula	Juego de Interruptores	38	230	feb-21	dic-24	47.5
Tula	Juego de Cuchillas	76	230	feb-21	dic-24	331
Tula	Transformadores de Corriente	114	230	feb-21	dic-24	41.4
Teotihuacán	Juego de Interruptores	4	400	feb-21	dic-24	9.9
Teotihuacán	Transformadores de Corriente	48	400	feb-21	dic-24	19.9
Teotihuacán	Juego de Interruptores	2	230	feb-21	dic-24	2.5
Teotihuacán	Juego de Cuchillas	32	230	feb-21	dic-24	13.9
Teotihuacán	Transformadores de Corriente	96	230	feb-21	dic-24	34.8
Texcoco	Juego de Cuchillas	57	230	feb-21	dic-24	24.8
Texcoco	Transformadores de Corriente	54	230	feb-21	dic-24	19.6
Remedios	Juego de Interruptores	9	230	feb-21	dic-24	11.2
Remedios	Juego de Cuchillas	67	230	feb-21	dic-24	29.2
Remedios	Transformadores de Corriente	72	230	feb-21	dic-24	26.1
<b>Total</b>		<b>753</b>				<b>361.2</b>

Figura 10.3.3.1. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Texcoco 230 kV

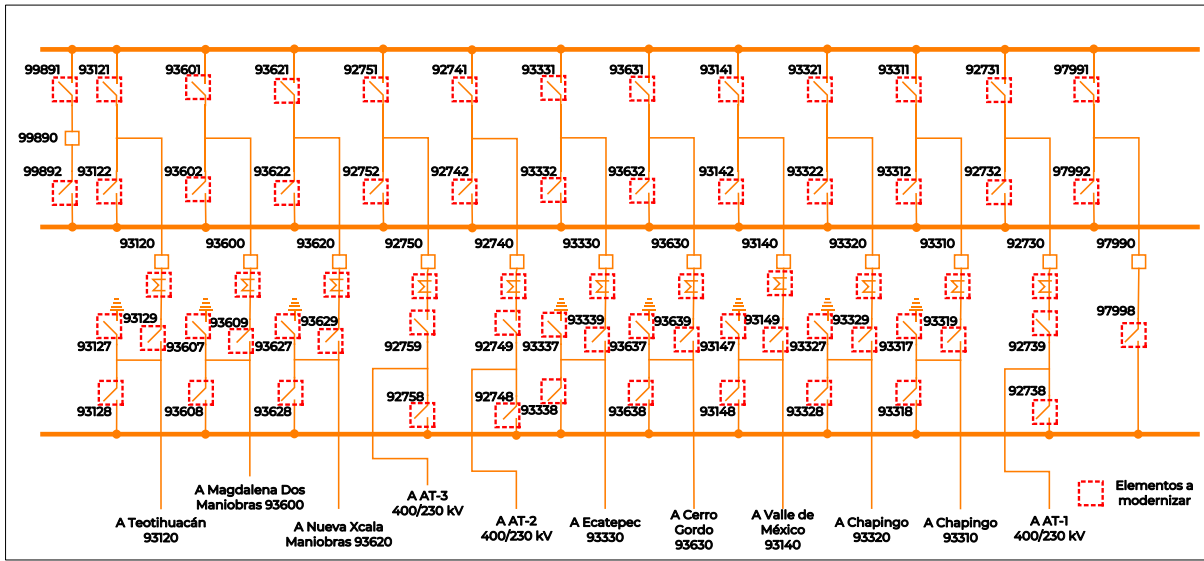


Figura 10.3.3.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Tula 400 kV

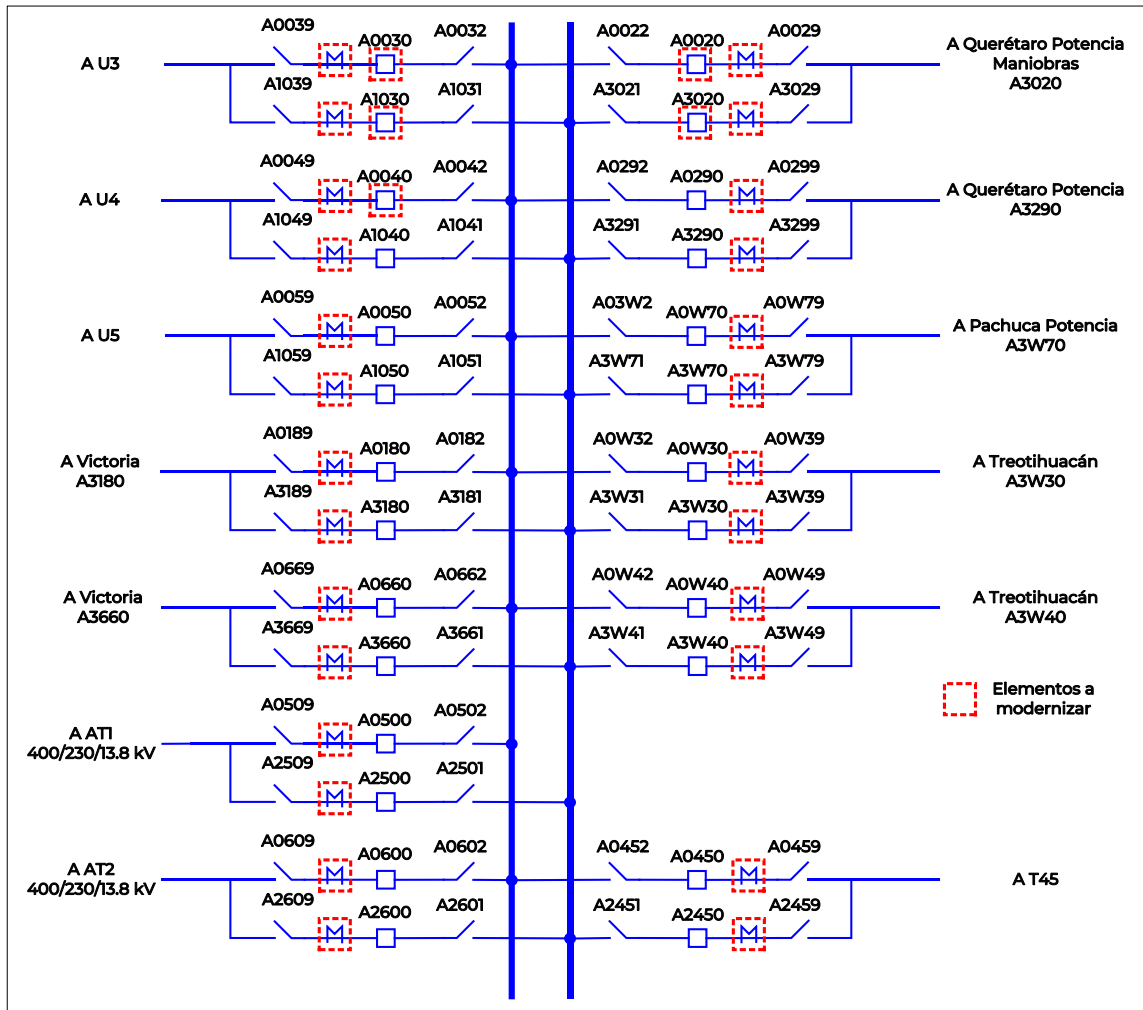


Figura 10.3.3.3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Tula 230 kV

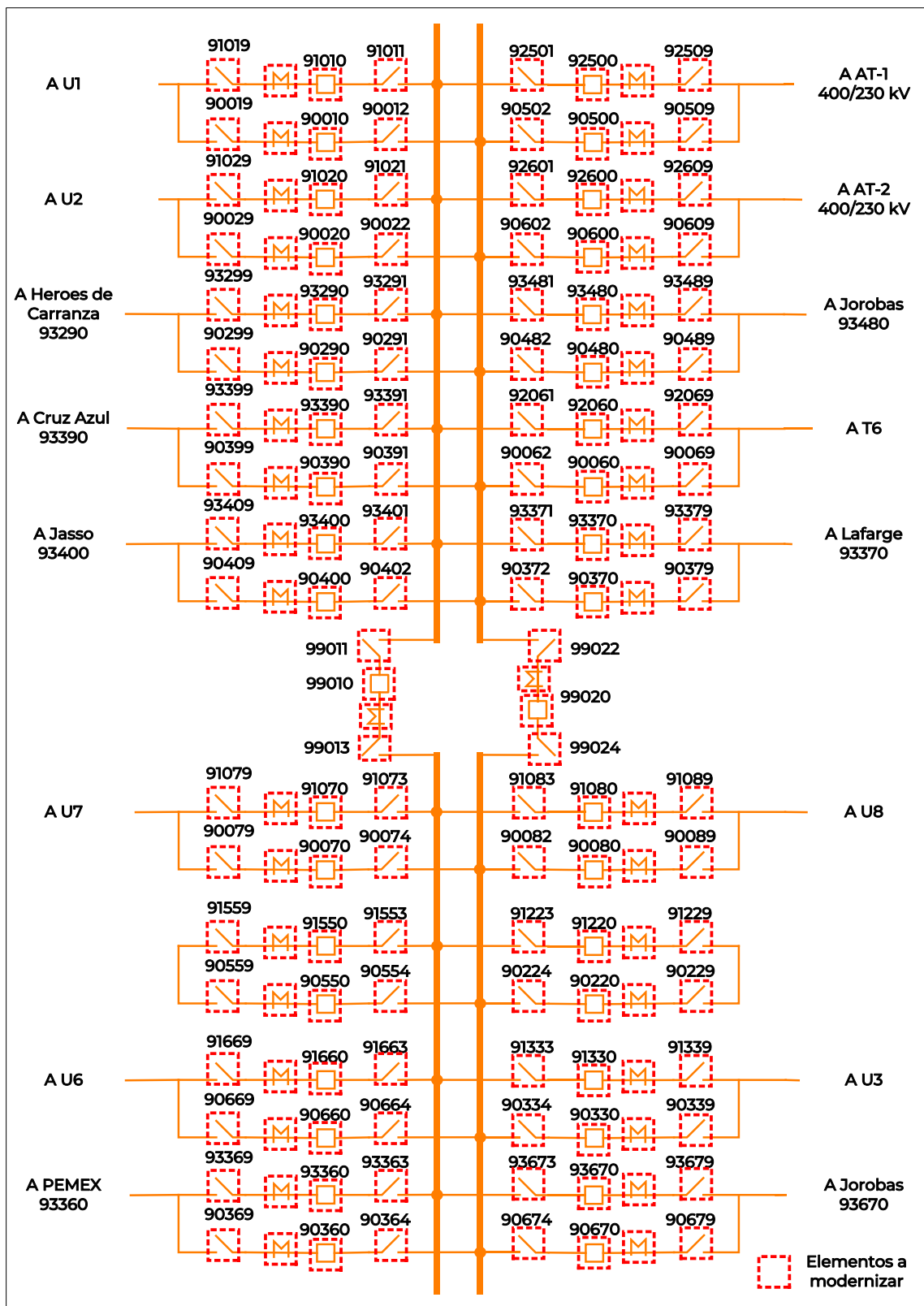


Figura 10.3.4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Teotihuacán 400 kV

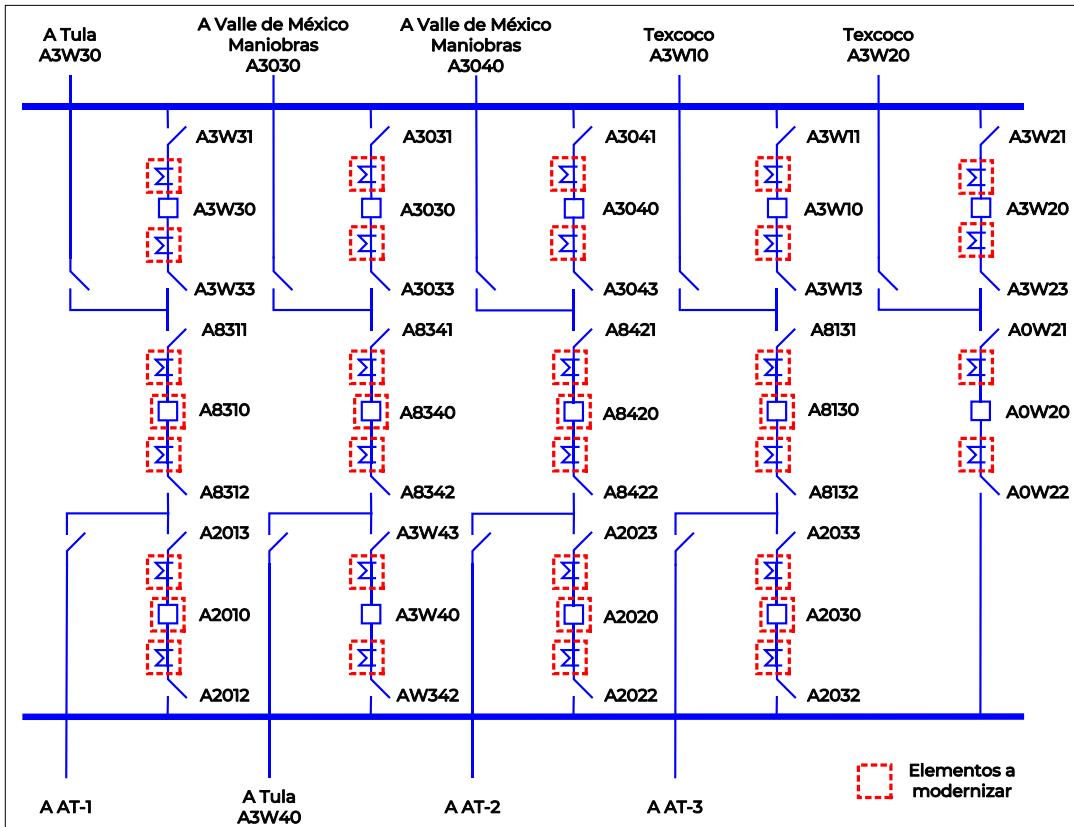


Figura 10.3.5. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Teotihuacán 230 kV

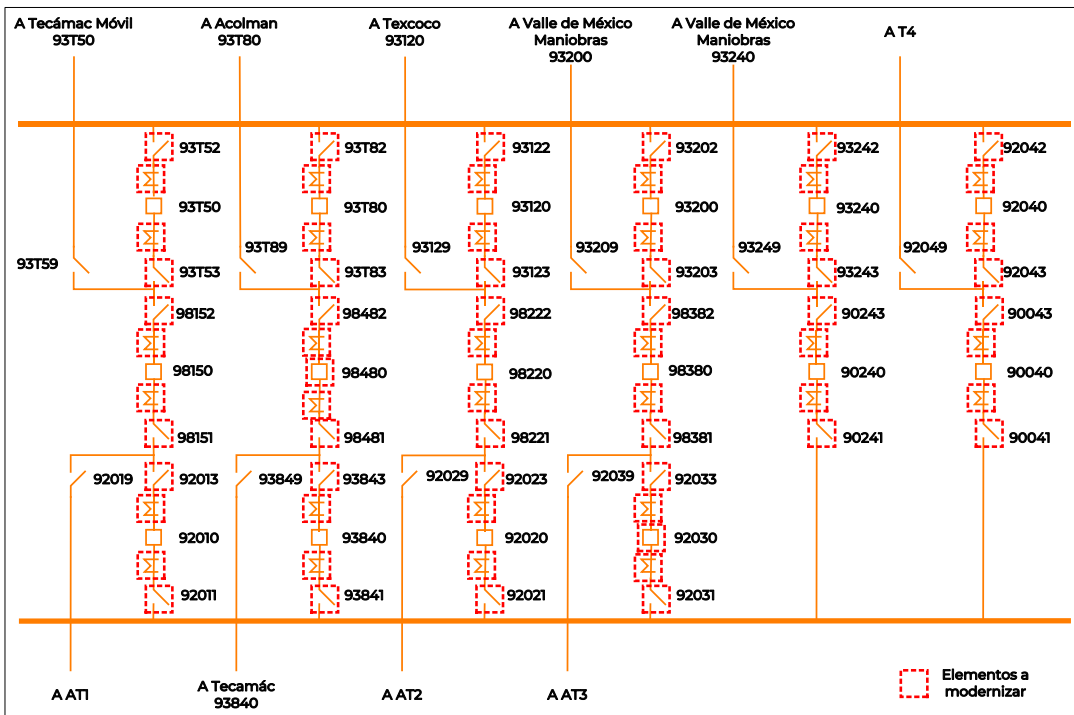
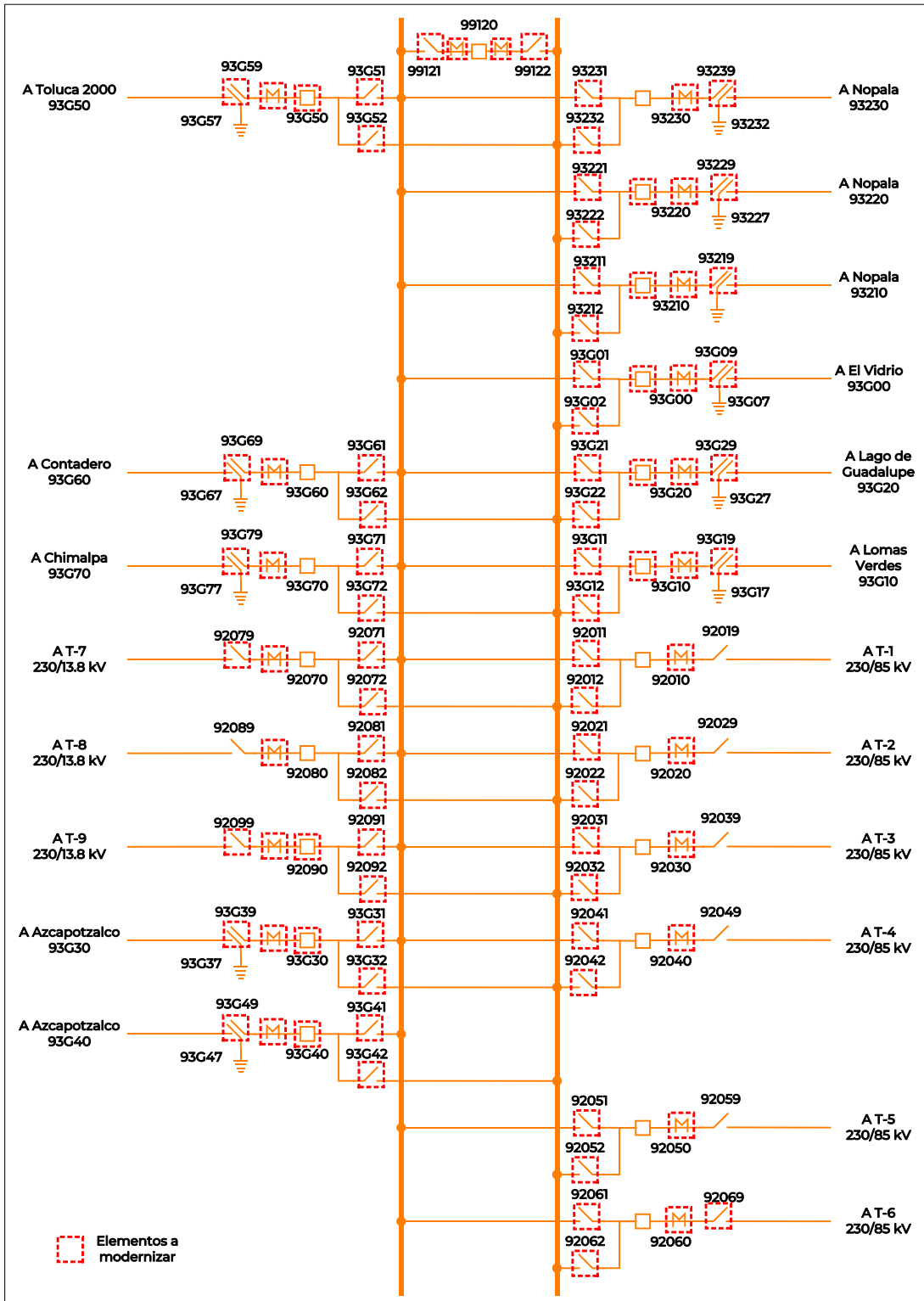


Figura 10.3.3.6. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1 en la SE Remedios 230 kV





### Indicadores técnicos y económicos

En el cuadro 10.3.3.3 se muestra un resumen de los indicadores económicos para la alternativa única, considerando la metodología por modelo México.

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad, se concluye que la Alternativa 1 es la única opción de solución a la problemática de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito.

**Cuadro 10.3.3.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1**

Millones de USA \$ en VP 2022

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
0.009	23.523	23.532	15.329	8.203	1.54

## GCR Oriental

### M21-ORI Modernización integral de la SE Juile y partición de barras de 400 kV

#### Diagnóstico operativo

La SE Juile se encuentra localizada en el municipio de San Juan Evangelista al sur del estado de Veracruz y próximo a la frontera con el estado de Oaxaca. Tiene instalada dos bancos de transformación de 225 MVA de capacidad cada uno y ambos con relación de transformación 400/230 kV. Esta SE está interconectada con 9 LT de 400 kV y tres de 230 kV. Además, se cuenta con equipos de compensación reactiva inductiva que consiste en un reactor de barra de 100 MVAR y 4 de LT de 75 MVAR, cada uno, así como compensación en serie de tipo reactiva capacitiva para compensar las LT provenientes de las SE Malpaso II (1) y Manuel Moreno Torres (2) en 400 kV.

Debido a que la SE forma parte de la red troncal de la GCR Oriental y está interconectada en el principal corredor de transmisión del Sur al Centro del País, enlazando la generación hidroeléctrica de cuatro embalses del Grijalva (Angostura, Manuel Moreno Torres, Malpaso y Peñitas) y los parques eólicos del Istmo de Tehuantepec, se considera un punto estratégico para el SIN.

La SE Juile fue puesta en operación en el año de 1980, por lo que actualmente supera los 40 años de antigüedad. Debido a esto, algunos de sus elementos ya han superado su tiempo de vida útil por lo que se carece de las refacciones necesarias para atender alguna falla llevando a cabo reparaciones artesanales y teniendo los equipos fuera de operación por tiempos prolongados. Además, debido a su antigüedad los equipos no pueden ser

integrados a las nuevas tecnologías de la información siendo necesaria su actualización para cumplir con las especificaciones normativas vigentes.

Adicionalmente, la SE Juile cuenta con un arreglo de doble barra, doble interruptor. Este arreglo tiene la ventaja de que ante la falla de uno de los buses hay un segundo bus de respaldo para no interrumpir el flujo de energía. Por otra parte, la desventaja es que ante la necesidad de mantenimiento o maniobras en muerto (sin energía) de algún bus se afecta la Confiabilidad del sistema, pues, ante la eventual falla del bus restante, saldrían de operación todos los equipos asociados, interrumpiendo el flujo de energía eléctrica. En condiciones actuales las maniobras para libranza y restablecimiento de bus toman un tiempo aproximado de cuatro horas.

Finalmente, debido a la configuración actual de la SE Juile (arreglo de SE), transmisión de altos flujos de potencia y mínimos periodos de tiempo con ausencia de generación hidráulica y/o eólica, se dificulta el mantenimiento preventivo del equipo primario, lo que incrementa el riesgo de presentarse una falla, al no contar con los diagnósticos y mantenimientos de forma oportuna. De acuerdo con registros históricos de los tres últimos años, de 33 solicitudes de licencia requeridas, solo fue factible autorizar 3, que representa menos del 10%, esta situación refleja el bajo índice de mantenimiento al equipo asociado a las barras de 400 kV de la SE Juile.

Por otro lado, una falla en equipo eléctrico primario obsoleto en la sección

de 400 kV puede ocasionar la indisponibilidad de alguna LT que exporta grandes bloques de energía hacia el centro del país y permiten el aprovechamiento de recursos energéticos del sureste del país.

#### Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Considerando la importancia de esta SE para el transporte de energía eléctrica en el País, así como el aprovechamiento de los abundantes recursos renovables (hidráulicos y eólicos) de la región sureste, es necesario aumentar la Confiabilidad y flexibilidad operativa para garantizar su funcionamiento, inclusive ante una falla local, o bien ante situaciones de mantenimiento preventivo o correctivo, por lo cual se han identificado dos alternativas de solución a la problemática existente. A continuación, se presentan los alcances.

#### Alternativa 1

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Instalación de dos interruptores de tanque muerto para la partición de los buses de la SE Juile. Incluye cuchillas y equipo eléctrico asociado, así como adecuaciones dentro de la SE.
- Modernización de los tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) en la SE, así como de los esquemas de protección diferencial para adaptarse al nuevo arreglo de barras.

- Modernización del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).

#### Alternativa 2

##### Equipo en Subestaciones Eléctricas:

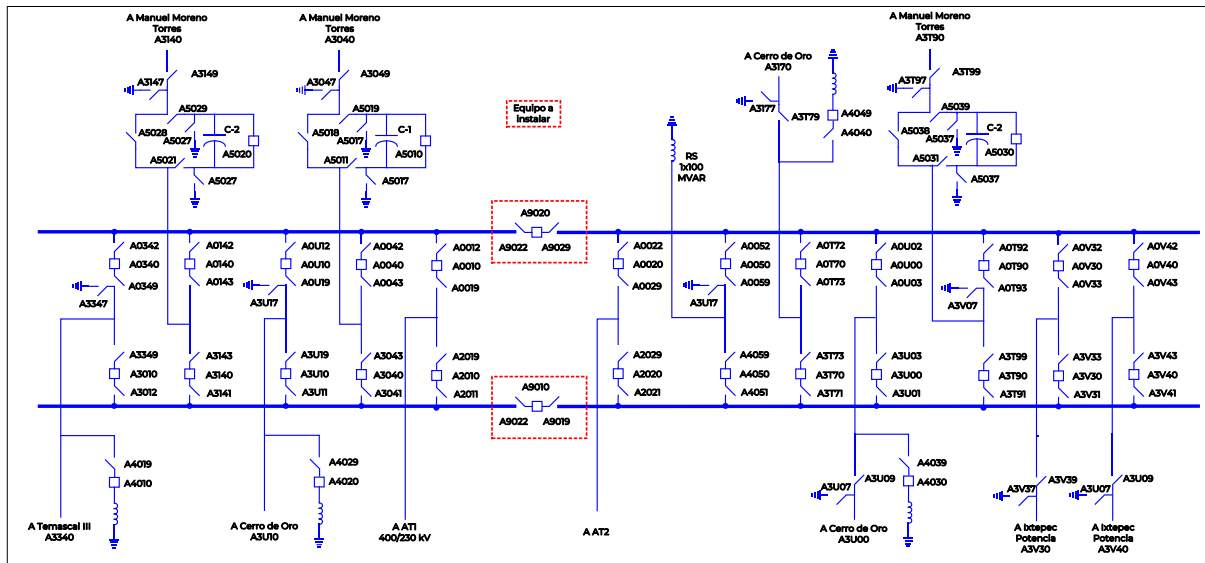
- Nueva SE dentro del mismo predio de la SE Juile existente en el nivel de 400 kV, con arreglo de tipo interruptor y medio para sustituir la SE existente, se consideran las bahías necesarias para interconectar LT, bancos de transformación y compensación. En el caso de las LT se contemplan nueve alimentadores para su conexión.
- Reemplazo de tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) en la SE, así como nuevos esquemas de protección diferencial.
- Modernización de sistema SCADA.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2026.

En la figura 10.3.4.1 se muestra un diagrama unifilar simplificado que muestra el alcance de la Alternativa 1, para la realización de la partición de barras en 400 kV, en línea punteada se resalta la obra de interés.

Figura 10.3.4.1. Diagrama unifilar del alcance de la Alternativa 1 para la partición de barras en la SE Juile



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **120.5 millones de pesos de 2020** (5.6 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). El alcance de esta propuesta consta en la partición de los buses de 400 kV de la SE

Juile, así como los equipos, obras y ajustes necesarios en los esquemas de Protección, Control y Medición de la SE necesarios para su implementación e integración a la red.

El cuadro 10.3.4.1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.3.4.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Juile	Interruptor, cuchillas y EPP para la partición de barras	2	400	dic-23	nov-26	120.5
Juile	Modernización de sistema PCyM	1	400	dic-23	nov-26	
Juile	Modernización del sistema e integración del nuevo equipo al sistema SCADA	1	400	dic-23	nov-26	
Juile	Ampliación de casetas e instalación de equipo	1	400	dic-23	nov-26	
<b>Total</b>						<b>120.5</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **688.0 millones de pesos de 2020** (32.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en el reemplazo de la SE existente por una nueva con arreglo de

interruptor y medio, así como su equipamiento.

El cuadro 10.3.4.2 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.3.4.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Juile	Nueva SE con arreglo interruptor y medio y equipamiento PCyM y sistema SCADA	1	400	dic-23	nov-26	688.0
<b>Total</b>						<b>688.0</b>

### Indicadores técnicos y económicos

En los cuadros 10.3.4.3 y 10.3.4.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación de CFE Transmisión.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2, y se debe principalmente a su menor costo. De hecho, la Alternativa 2 no resulta rentable por los altos costos asociados a construir una nueva SE con un arreglo que permita tener la Confiabilidad requerida.

Cuadro 10.3.4.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2024

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
270.51	10.55	71.13	188.83	3.65

Cuadro 10.3.4.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2024

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
267.27	59.53	410.90	-203.16	0.51

### Alternativa propuesta

El cuadro 10.3.4.5 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 flexibilidad operativa de la SE Juile.

Cuadro 10.3.4.5. 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	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2020)	120.5	688.0
Relación Beneficio/Costo	3.65	0.51

## M21-OR2 Modernización de cuchillas, equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas

### Diagnóstico operativo

La SE Tres Estrellas se encuentra ubicada en la costa del Golfo de México, entre las poblaciones de Tuxpan y Cazones de Herrera del estado de Veracruz. La SE esta interconectada con 10 LT en el nivel de 400 kV. Dos circuitos se enlazan hacia la GCR Central y su función es abastecer parte de la demanda de la ZMVM. Además, cuenta con dos LT que interconectan con la SE Poza Rica II hacia la red troncal de 400 kV de la GCR Oriental. El resto de las LT que inciden en la SE Tres Estrellas sirven como Punto de Interconexión de tres Centrales Eléctricas cercanas con una capacidad total instalada del orden de 2,000 MW.

Debido a su ubicación y conectividad con los puntos de generación hacia la carga, así como los montos considerables de transmisión de energía eléctrica, se considera como un punto estratégico para el Suministro Eléctrico hacia la ZMVM. Por lo tanto, es importante que se encuentre operando con seguridad y Confiabilidad.

La SE tiene una antigüedad mayor a 17 años, además, su localización geográfica la hace vulnerable a la contaminación industrial y salina, dado que se encuentra a 542 metros del mar del Golfo de México, por lo cual ha degradado con mayor rapidez los componentes expuestos a la intemperie. Derivado de lo anterior, la SE tiene 51 cuchillas obsoletas con grave deterioro de los contactos fijos y móviles por la erosión a la que han estado sometidos.

Adicionalmente, de acuerdo con información del fabricante de los equipos instalados actualmente, muchos de los elementos que constituyen esta SE han sido discontinuados, por lo que se ha suspendido de forma permanente la venta de refaccionamiento. Asimismo, cuenta con una gran cantidad de equipos instalados que ya superan su vida útil.

Actualmente, los esquemas de Protección, Control y Medición (PCyM) requieren ser modernizados, y debido a su obsolescencia tecnológica, no es posible la integración de equipos electrónicos inteligentes ni el escalamiento a distintas especificaciones, por lo que se han realizado sustituciones parciales de equipos de protecciones a nivel individual, así como implementaciones del control supervisorio para soportar y mantener en operación dichos equipos, lo cual no es una solución que aporte la Confiabilidad requerida y sea susceptible de fallas.

Los equipos instalados del Sistema SCADA requieren de una modernización integral ya que a la fecha no tienen capacidad de crecimiento, dado que no cumplen con los criterios para la integración en un sistema de Red Eléctrica Inteligente.

Finalmente, las casetas de control (principal y distribuida) que alojan el equipo de control, protección y comunicaciones se encuentran a su máxima capacidad, impidiendo cualquier crecimiento o modernización de los equipos, de igual forma, estos ya

no cumplen con las nuevas especificaciones acordes al entorno.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Considerando la importancia de la SE para el abastecimiento de energía a las GCR Central y Oriental, así como la necesidad de garantizar el control y supervisión remoto de las condiciones de operación de la SE Tres Estrellas, se han identificado dos alternativas de solución a la problemática existente. A continuación, se muestran dos propuestas factibles.

#### Alternativa 1

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Modernización de 55 juegos de cuchillas en 400 kV de la SE Tres Estrellas.
- Modernización de los sistemas de Protección Control y Medición de la sección en 400 kV de la SE Tres Estrellas
- Modernización del Sistema SCADA.
- Construcción de 5 casetas distribuidas para el alojamiento de los equipos del sistema PCyM, así como SCADA para la sección de 400 kV.

#### Alternativa 2

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Nueva SE dentro del mismo predio de la SE Tres Estrellas existente en el nivel de 400 kV que reemplaza el equipamiento de la SE obsoleta. Se

consideran las bahías necesarias para interconectar las diez LT que actualmente están asociados a la misma.

- Reemplazo de tableros de Protección, Control y Medición en la SE, así como nuevos esquemas de protección diferencial.
- Modernización de Sistema SCADA

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las Alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2025.

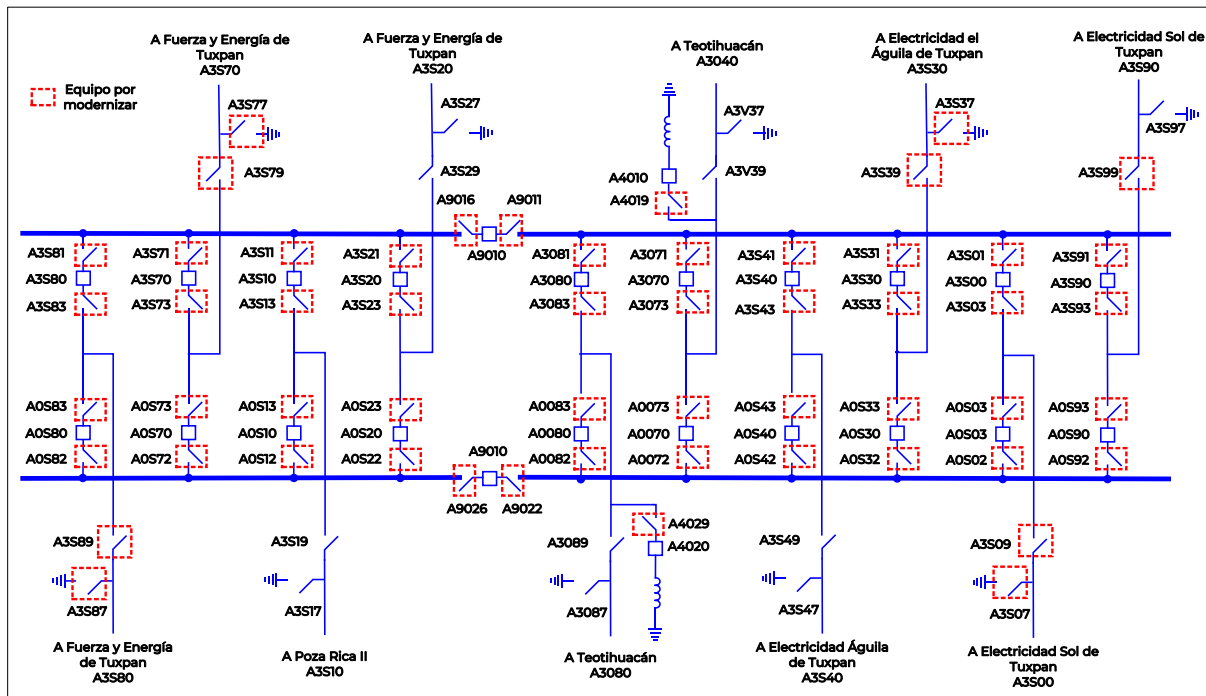
En la figura 10.3.5.1 se muestra un diagrama unifilar simplificado que muestra el alcance de la Alternativa 1, para el reemplazo de juegos de cuchillas en 400 kV, en línea punteada se resalta la obra de interés.

#### Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **75.5 millones de pesos de 2020** (3.5 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consiste en el reemplazo de 55 juegos de cuchillas, construcción de 5 casetas distribuidas, así como modernización de los sistemas de PCyM y SCADA de la SE Tres Estrellas.

El cuadro 10.3.5.1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Figura 10.3.5.1. Diagrama unifilar simplificado del alcance de la Alternativa 1 del proyecto de Modernización de cuchillas, equipo PCyM, y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas



Cuadro 10.3.5.1. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tres Estrellas	Sustitución e instalación de cuchillas desconectoras	55	400	jun-23	nov-25	33.4
Tres Estrellas	Modernización de PCyM	1	400	jun-23	nov-25	14.7
Tres Estrellas	Modernización del sistema SCADA	1	400	jun-23	nov-25	16.9
Tres Estrellas	Construcción de casetas de distribuidas	5	400	jun-23	nov-25	10.5
<b>Total</b>						<b>75.5</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **540.0 millones de pesos de 2020** (25.1 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la contratación del personal necesario para el mantenimiento

derivado del envejecimiento de los equipos de la SE.

El cuadro 10.3.5.2 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 10.3.5.2. Obras de equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Juile	Nueva SE con arreglo interruptor y medio y equipamiento PCyM y sistema SCADA	1	400	jun-23	nov-25	540.0
<b>Total</b>						<b>540.0</b>



## Indicadores técnicos y económicos

En los cuadros 10.3.5.3 y 10.3.5.4 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación de CFE Transmisión.

Se puede observar que la Alternativa 1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2, y se debe principalmente a su menor costo. De hecho, la Alternativa 2 no resulta rentable por los altos costos asociados a construir una nueva SE.

Cuadro 10.3.5.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
123.74	6.53	45.10	72.11	2.60

Cuadro 10.3.5.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
123.74	46.73	371.00	-293.99	0.21

## Alternativa propuesta

El cuadro 10.3.5.5 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 necesidad de modernización de la SE Tres Estrellas para mejorar su Confiabilidad y seguridad para el Suministro Eléctrico en las GCR Central y Oriental.

Cuadro 10.3.5.5. 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	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de pesos de 2020)	75.5	540.0
Relación Beneficio/Costo	2.60	0.21

## M21-OR4 Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco – 73690 – Tlacotepec

### Diagnóstico operativo

La LT Tecamachalco – 73690 – Tlacotepec se encuentra localizada al oriente del estado de Puebla y abastece de energía al municipio de Tlacotepec de Benito Juárez y poblaciones aledañas mediante la SE Tlacotepec. La SE tiene instalado un banco de transformación con capacidad de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. De acuerdo con el registro histórico, la SE ha presentado una demanda máxima de 11 MVA y atiende a 26,064 usuarios en la zona.

Para la SE Tlacotepec, la única fuente de suministro es la LT Tecamachalco – 73690 – Tlacotepec, que consiste en un circuito radial, por lo que el Suministro Eléctrico queda suspendido en caso de presentarse una falla en la LT hasta que se lleve a cabo la reparación correspondiente.

Este circuito fue construido en el año 1950 y está compuesto por dos distintos tipos de conductor, el primero con una longitud de 31.7 km de calibre 1/0 *American Wire Gauge* (AWG) y el segundo, de 2 km de longitud, con calibre 2 AWG. De acuerdo con los datos del fabricante, los conductores 1/0 y 2 AWG tienen una capacidad de corto circuito de 8.0 y 5.1 kA respectivamente y conforme al catálogo de “Niveles de corto circuito en la Red Nacional de Transmisión” publicado en 2020 por CENACE, para la SE Tecamachalco, se estima una corriente de corto circuito trifásica de 8.3 kA. Por lo que, ante una falla de este tipo, es probable que se deforme o funda el hilo conductor, lo que provocaría una falla permanente, la cual sería atendida al reemplazar el

tramo afectado, con altos tiempos de reparación.

Actualmente, el criterio operativo de la Zona de Operación de Transmisión Puebla – Tlaxcala es que ante falla en este circuito se procede a su desconexión y solo hasta que se haya realizado una inspección física completa del circuito para descartar la caída de conductor, que provoque otra falla a tierra, se procede a energizar el circuito.

De acuerdo con los datos históricos de estadística de falla, del 2006 al 2019 se tienen registrados 6 eventos por caída de conductor y 10 más debidos a vientos fuertes en la zona. Todos estos han sido reparados de forma temporal por lo que, de acuerdo con el último reporte del estado de la LT elaborado en el año 2018, se tienen instalados 138 conectores o empalmes a compresión a lo largo de la misma. Estos empalmes a compresión son probables puntos de falla.

En 2019, derivado de una falla ocurrida en el cable y empalme instalado en la LT Tecamachalco – 73690 – Tlacotepec, CFE Distribución solicitó al Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) un dictamen sobre las causas; el laboratorio concluyó que la falla se originó por la concentración de esfuerzos en la corona exterior del cable derivado del exceso de compresión en la instalación. Por lo mencionado, y dadas las condiciones de envejecimiento del conductor, así como su limitada capacidad de corto circuito, es necesario su reemplazo, a fin de recuperar la característica de Confiabilidad y seguridad en su operación.

Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Considerando la importancia del circuito mencionado para el Suministro Eléctrico a la zona y la actual topología de la RNT, se han identificado alternativas de solución a la problemática existente. A continuación, se presentan dos propuestas factibles.

### Alternativa 1

Obras de Transmisión:

- Modernización de 33.7 km de LT aislada y operada en 115 kV, que consiste en el reemplazo del conductor existente por conductor calibre 266 kcmil de tipo ACSR, reemplazo de postes de madera, aisladores, así como hilo de guarda.

### Alternativa 2

Obras de Transmisión:

- Construcción de una LT de doble circuito con conductor de calibre 795

kcmil tipo ACSR, aislada y operada en 115 kV con una longitud aproximada de 6 km para entroncar la LT Tecamachalco – 75530 – Tehuacán en la SE Tlacotepec.

Equipo en Subestaciones Eléctricas:

- Construcción de un alimentador aislado y operado en 115 kV en la SE Tlacotepec para interconectar el entronque de la LT Tecamachalco – 73530 – Tehuacán.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible de las Alternativas son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: febrero de 2020.
- Fecha factible de entrada en operación: febrero de 2024.

En las Figuras 10.3.5.1 y 10.3.5.2 se muestran los diagramas unifilares simplificados para las Alternativas 1 y 2 que resuelven la actual problemática. En trazo punteado se indican las obras de interés.

Figura 10.3.5.1. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

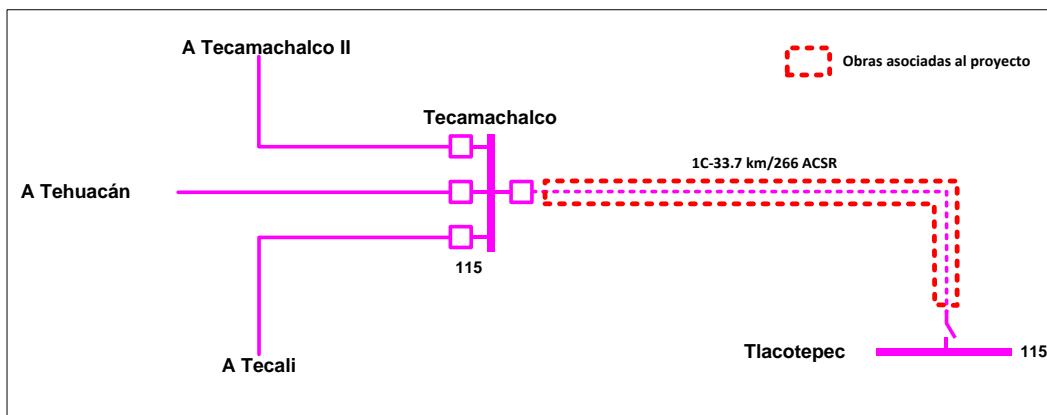
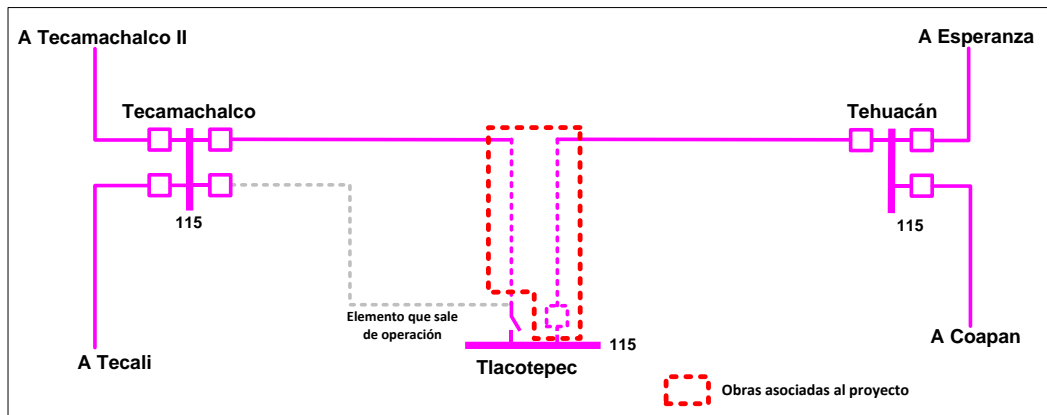


Figura 10.3.5.2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado por CFE Transmisión de **13.7 millones de pesos de 2020** (0.6 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Esta alternativa consiste en la modernización de 33.7 km-c de circuito de calibre 266 kcmil tipo ACSR, considera torres, aisladores e hilo de guarda.

El cuadro 10.3.5.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 10.3.5.1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. De Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Tecamachalco - Tlacotepec (modernización)	115	1	33.7	feb-20	feb-24	13.7
<b>Total</b>			<b>33.7</b>			<b>13.7</b>

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión estimado de **65.5 millones de pesos de 2020** (3.1 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar). Esta alternativa consta de la construcción de nueva LT con 12 km-c en 115 kV y la construcción de un nuevo alimentador en la SE Tlacotepec, para completar la conexión del entronque.

Los cuadros 10.3.5.2 y 10.3.5.3 muestran un resumen de las metas físicas por tipo de obra para la Alternativa 2. El costo total proporcionado por CFE Transmisión de obra de transmisión y de equipo en SE de la Alternativa 2 se indica en cuadro 10.3.5.2, por lo cual en cuadro 10.3.5.3 no se muestra monto de inversión.

Cuadro 10.3.5.2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. De Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de pesos)
Tlacotepec entronque Tecamachalco - Tehuacán	115	2	12.0	feb-20	feb-24	65.5
<b>Total</b>			<b>12.0</b>			<b>65.5</b>

Cuadro 10.3.5.3. Obras de Equipo en Subestaciones Eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Tlacotepec	Alimentador Ampliación	1	115	feb-20	feb-24	-
<b>Total</b>						

### Indicadores técnicos y económicos

En los cuadros 10.3.5.4 y 10.3.5.5 se muestra un resumen de los indicadores económicos para cada una de las alternativas propuestas con la metodología de evaluación de CFE Transmisión.

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 10.3.5.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
76.78	0.88	9.35	66.55	8.12

Cuadro 10.3.5.5. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficios por ENS	Costos Totales de operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
76.78	4.22	44.75	27.81	1.62

### Alternativa propuesta

En el cuadro 10.3.5.6 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 baja Confiabilidad de suministro hacia el municipio de Tlacotepec.

Cuadro 10.3.5.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Mayor
Suministro de la demanda	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	13.7	65.5
Relación Beneficio/Costo	8.12	1.62

## GCR Noroeste

### M21-NO1 Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV

#### Diagnóstico

La SE Sahuaro pertenece a la zona Peñasco de la GCR Noroeste. Dicha zona es completamente radial, ya que cuenta con una alimentación directa mediante tres LT provenientes de la SE Seis de Abril en 115 kV.

En el mediano plazo, se ha considerado atender el suministro de la zona Peñasco mediante la realización del proyecto "P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco", que fue instruido por SENER a CFE Transmisión para su realización y construcción y tiene fecha de entrada en operación factible de abril de 2024.

Con la realización del proyecto instruido, se tendrá suficiencia para atender los crecimientos de la demanda pronosticados en la zona Peñasco y es de suma importancia incrementar la Confiabilidad de los enlaces en 115 kV debido a que registrarán una mayor cantidad de flujo de potencia en condición de contingencia.

Particularmente, la LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro – Maniobras Fresnillo – La Pinta – Playa Encanto – Puerto Peñasco, es un enlace de transmisión con una importante longitud, que a lo largo de su trayectoria tiene derivaciones en las SE La Pinta y Playa

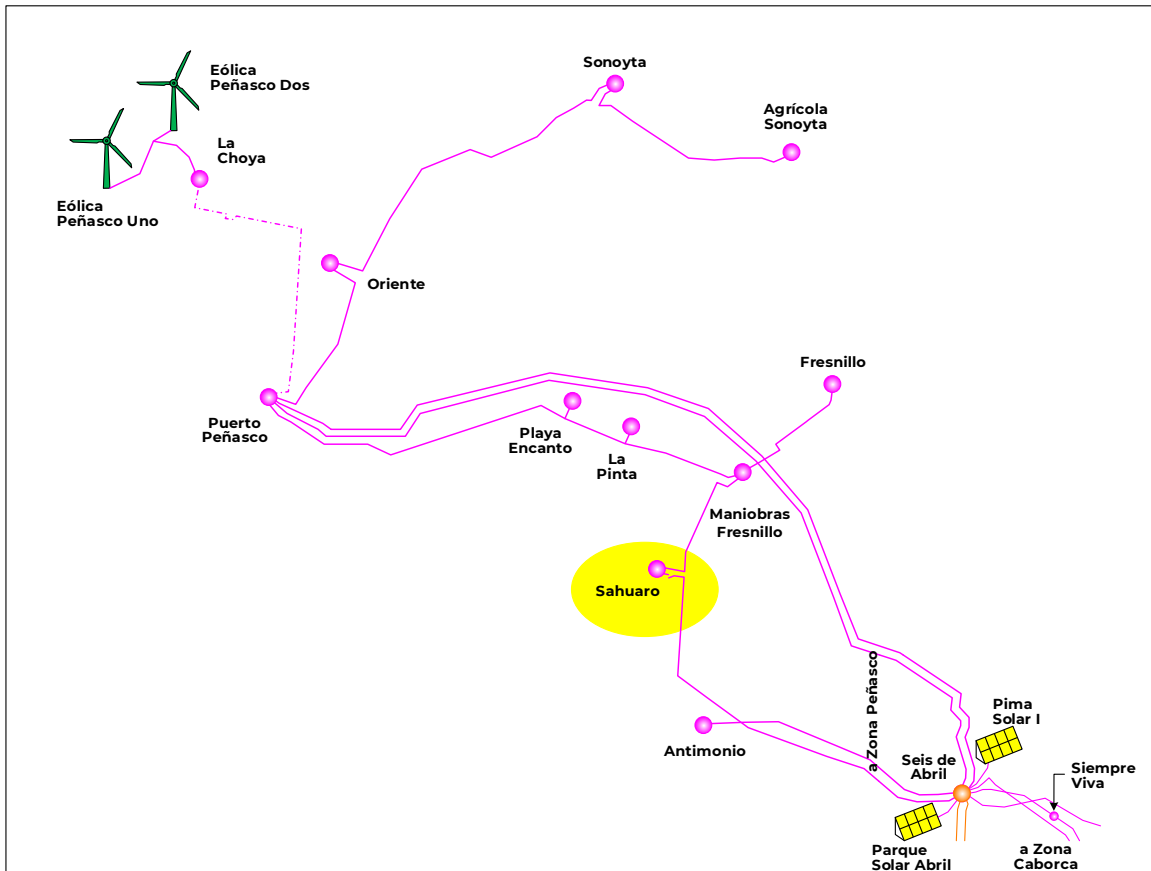
Encanto ubicadas más cercanas a la SE Puerto Peñasco.

La SE Sahuaro cuenta con dos LT en 115 kV y un transformador con relación de transformación 115/13.8 kV. La LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro solo cuenta con una cuchilla (Cuchilla 1) a la llegada de la SE Sahuaro, por lo que ante una falla en esta LT, opera el interruptor IN-73010 de SE Seis de Abril y como respaldo el interruptor IN-73A30 Maniobras Fresnillo dejando fuera de operación la carga de la SE Sahuaro y dejando en riesgo de colapso la zona Peñasco por condiciones operativas en el control de voltaje.

Por lo anterior, se requiere eliminar las limitantes en la operación de la SE Sahuaro para dar mayor Confiabilidad a los Centros de Carga de la zona Peñasco, tanto con red completa como ante contingencias sencillas con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del SEN.

Con la entrada en operación del proyecto se dará Confiabilidad y seguridad en el suministro de la demanda de esta importante región. Además, se mejora la problemática de voltaje en la zona Peñasco.

Figura 10.3.6.1. Diagrama geográfico de la zona Peñasco 2023



### Problemática que resolver

En la SE Sahuaro se detecta la necesidad de modernizar la bahía existente de la LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro, motivada por la condición de riesgo en que opera dicha SE con el arreglo existente en la barra de 115 kV.

Actualmente, ante una falla en la LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro opera como protección principal la zona 2 de la LT Sahuaro – 73A30 – Maniobras Fresnillo, situación que deja fuera de servicio la carga de SE Sahuaro, además ambos enlaces de transmisión no cuentan con tele protección, lo cual incrementa el riesgo de ocasionar una mala operación de la protección principal en el interruptor IN-73A30 de la SE Maniobras Fresnillo para falla en la LT Seis de Abril -

73010 – Sahuaro. En caso de que operen los respaldos, se quedarían sin Suministro Eléctrico las SE Maniobras Fresnillo, La Pinta, y Playa Encanto; además quedaría la zona Peñasco en riesgo de colapso por voltaje, situación que ya se ha presentado con anterioridad.

Es decir, considerando el disparo de la LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro, al presentarse una falla franca no es posible seccionar para restablecer la SE Sahuaro hasta que personal técnico operativo (de campo) realice una revisión al equipo eléctrico primario asociado a la LT fallada y realice la apertura de la cuchilla 73011 lado SE Sahuaro; los estudios realizados registran una afectación de carga ante cualquier falla en dicha LT.

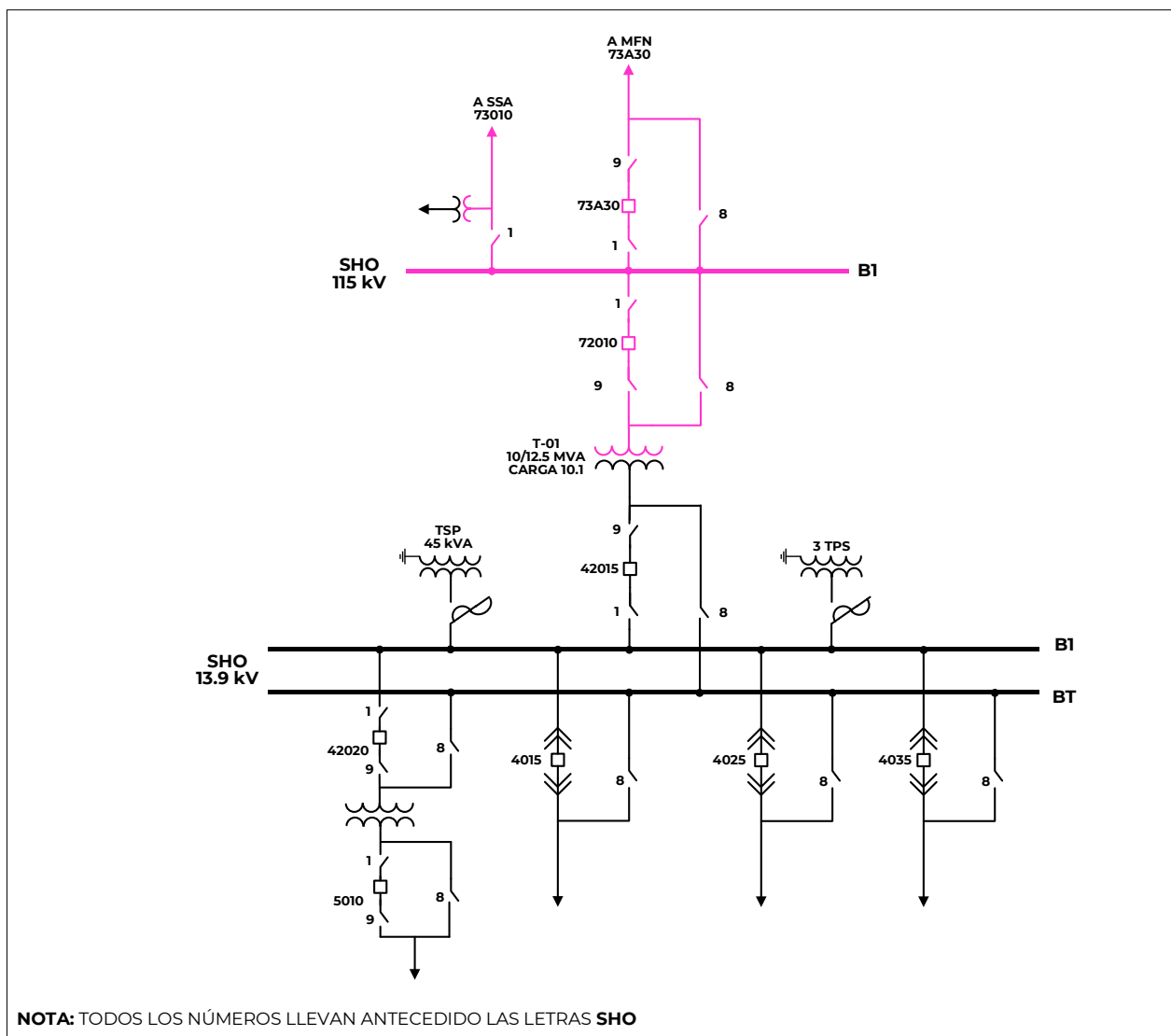
A continuación, se describen las fallas más severas que se han registrado en el área de influencia del proyecto:

- El día 14 de agosto de 2019 a las 20:45:54 horas, se presenta disparo de LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro, por tanto, operan respaldos de protecciones, quedando fuera de servicio las SE Sahuaro, Maniobras Fresnillo, La Pinta y Playa Encanto,

dejando de suministrar 36.25 MW de demanda y con problemas de variaciones de voltaje en la zona Peñasco. La ENS fue de 21.665 MWh.

Actualmente, si ocurriera la misma falla durante la condición de demanda máxima del área de influencia, se tendría una carga afectada de 39.3 MW y una ENS estimada de 49.125 MWh.

Figura 10.3.6.2. Diagrama unifilar de la SE Sahuaro 2021





## Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización de la bahía de LT – 73010 en la SE Sahuaro y el propio arreglo en la SE, para aumentar su Confiabilidad. El desglose de las obras se muestra en los Cuadros 10.3.6.1 a 10.3.6.4.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **27.7 millones de pesos de 2020** (1.3 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

## Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se dará mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico en las SE Sahuaro, Maniobras Fresnillo, La Pinta y Playa Encanto de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de red completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Con la entrada en operación del proyecto, se evitará la pérdida de toda la carga de la SE Sahuaro y evitará el riesgo de colapso de voltaje de la zona Peñasco, incrementará la Confiabilidad de la red eléctrica que abastece a las SE mencionadas y asegurará la capacidad de Suministro Eléctrico para los futuros asentamientos o desarrollos industriales contemplados en el pronóstico de la demanda por Subestaciones de la zona Peñasco, de igual forma, disminuirá las pérdidas eléctricas en la zona Peñasco.

## Alternativas analizadas

La solución técnica resulta en completar la bahía para la LT Seis de Abril – 73010 – Sahuaro en el lado de la SE Sahuaro con un interruptor de potencia, una cuchilla 9 y una cuchilla 8 más los dos tableros de Protección, Control y Medición (PCyM).

Sin embargo, se realizó el análisis de una segunda Alternativa que consiste en agregar al proyecto un interruptor de transferencia y un bus de transferencia, incluyendo así un tablero 87B en 115 kV con 2 Zonas de Protección para Bus Principal y Bus de Transferencia.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **33.5 millones de pesos de 2020** (1.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 “Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV” 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 energía no suministrada que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **2.10**, un Valor Presente Neto (VPN) de **29.2 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **23.12 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.72**, un VPN de **23.3 millones de pesos** y una TIR de **17.24 %**.

**Cuadro 10.3.6.1. Requerimiento de Protecciones del proyecto de Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tablero integral PCyM	4	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Gabinete MES Bahía (SE Seis de Abril)	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero registrador de Disturbios y medidor de energía	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Registrador de disturbios	2	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero Integral PCyM 87B, 7 Alimentadores 115 kV	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero PCyM Interruptor de amarre	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Cable de Control	2	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra civil y adecuación de Caseta de Control	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Puesta en servicio	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste

**Cuadro 10.3.6.2. Requerimiento de Comunicaciones del proyecto de Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cable de Fibra óptica 48 hilos	20.0	km	abr-22	abr-23	Noroeste
Módulos Ópticos SFP EX 1G ETH 40 km REI	2	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste

**Cuadro 10.3.6.3. Obras de transmisión del proyecto Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Poste troncocónico de remate para 2 circuitos	115	2	1	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Vestimiento del poste troncocónico	115	2	1	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste

**Cuadro 10.3.6.4. Obras en SE del proyecto de Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Interruptor 115 kV, Tanque Vivo	1	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Cuchillas desconectoras en 115 kV	8	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Corriente en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Potencial en 115 kV	12	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Apartarrayos en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Aisladores de pedestal en 115 kV	12	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Electromecánica	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Civil	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Puesta en Servicio	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste

Figura 10.3.6.3. Diagrama unifilar de la SE Sahuaro con el proyecto de Modernización de Subestación Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV (Alternativa 1)

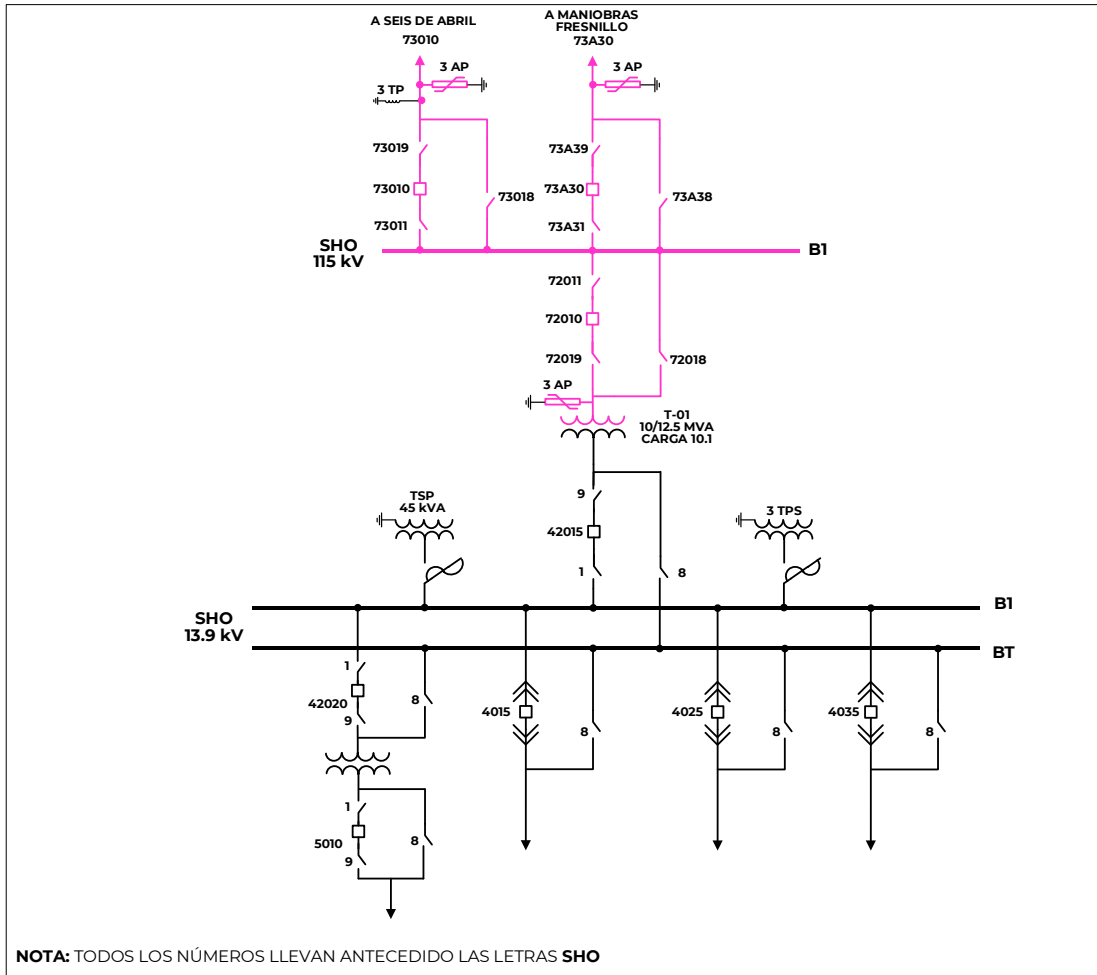
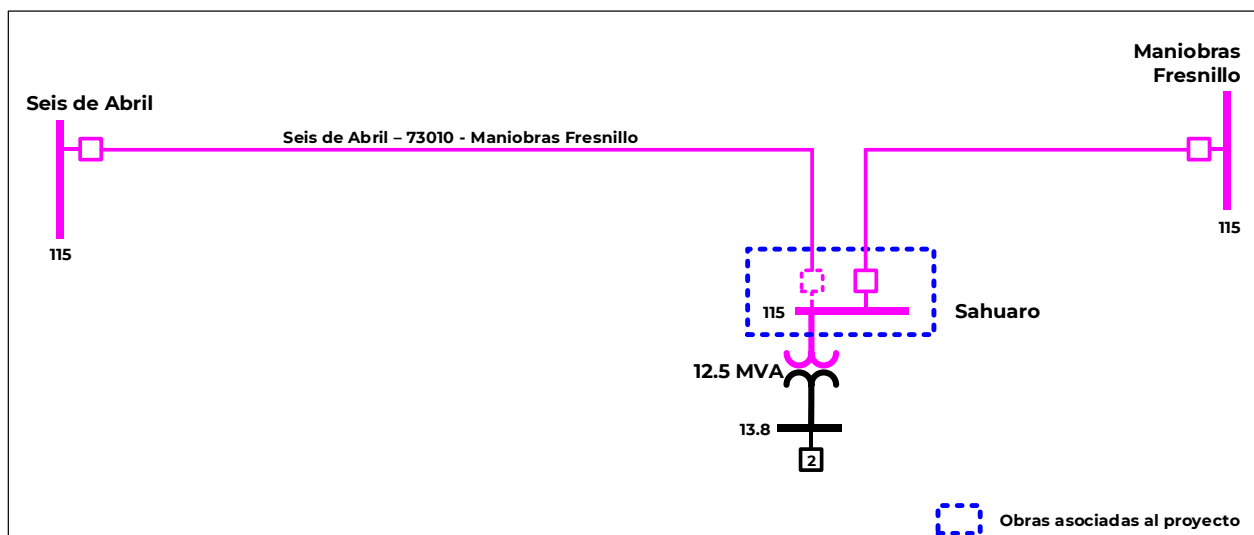


Figura 10.3.6.4. Diagrama unifilar simplificado del proyecto de Modernización de Subestación Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV (Alternativa 1)



## M21-NO2 Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam

### Diagnóstico

La zona Obregón, perteneciente a la GCR Noroeste, cuenta con un corredor de transmisión en 115 kV que enlaza la zona Obregón con la zona Guaymas, conformado por la LT BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex con una longitud de 95 km. En su trayectoria cuenta con dos derivaciones en 115 kV a dos SE que alimentan carga en forma local, la SE Vícam, ubicada a 35 km de distancia de la SE BÁCUM hacia la zona Guaymas y la SE Valle del Yaqui que suministra Centros de Carga ubicados al poniente de Ciudad Obregón y se encuentra a unos 16 km de distancia de la SE BÁCUM.

La SE Vícam cuenta con un transformador conectado por medio de una derivación (TAP) a la LT-73450 con una capacidad de 20 MVA, de relación 115/13.8 kV. La carga máxima registrada en 2020 fue de 9.67 MW, el 4 de junio de 2020.

La SE Valle del Yaqui cuenta con un transformador conectado por medio de un TAP a la misma LT-73450 con una capacidad de 30 MVA 115/13.8 kV. La carga máxima registrada en 2020 fue de 18.7 MW el 12 de agosto de 2020.

En los últimos años, se ha registrado una alta incidencia de fallas en LT BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex, lo que ha afectado significativamente la continuidad en el servicio y ha producido una gran cantidad de ENS al dejar fuera de servicio las SE Valle del Yaqui y Vícam, por lo que es necesario tomar medidas a corto plazo para disminuir los efectos de estos eventos.

Por lo anterior, se requiere minimizar la ENS y la afectación a los usuarios ante el disparo de la LT BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex, por lo que se hace primordial eliminar las derivaciones en forma de TAP de las SE Vícam y Valle del Yaqui, lo que proporcionará la Confiabilidad necesaria para mantener el suministro en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla.

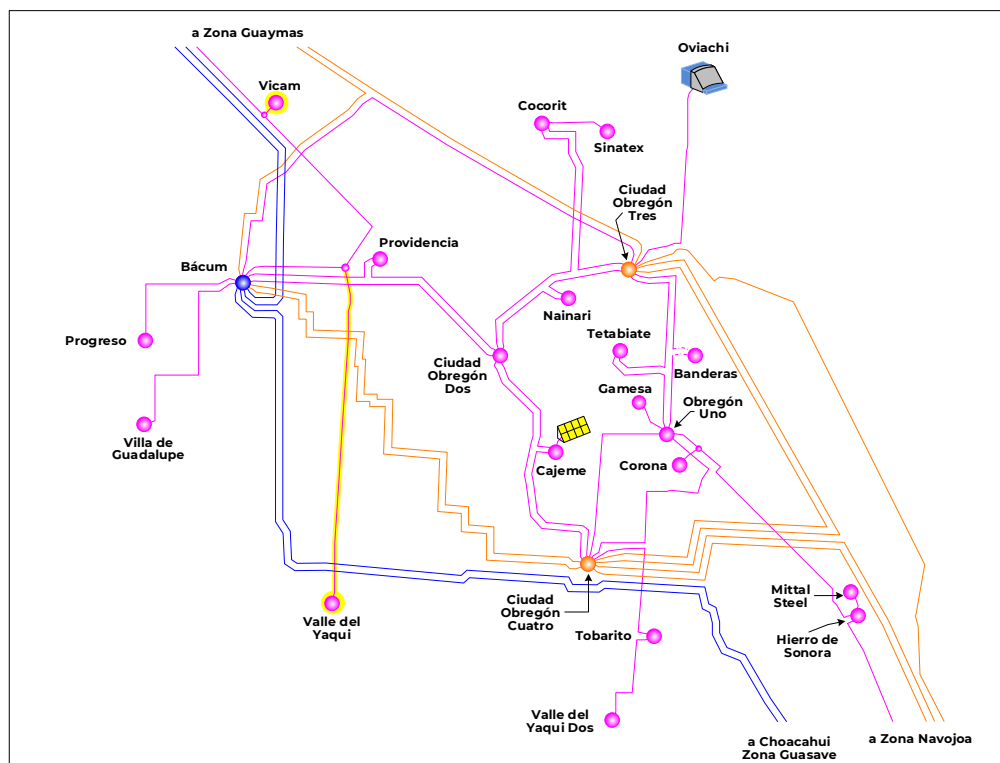
### Problemática que resolver

La LT BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex, cuenta con Centros de Carga intermedios de las SE Valle del Yaqui y Vícam y presenta una alta incidencia de disparos de la LT que resulta en afectaciones y corte de carga al poniente de Ciudad Obregón y en el corredor de transmisión en 115 kV hacia la zona Guaymas. A continuación, se enumeran algunos eventos significativos:

- El día 17 de octubre de 2019, se dispara la LT BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex y afecta 9.9 MW de carga intermedia de las SE Valle del Yaqui y Vícam con 6.3 y 3.6 MW, respectivamente. Se realiza el intento de cierre con autorización del Personal Técnico Operativo. La duración de la falla fue de 12 minutos. La causa del disparo fue un aislador flameado en fase C de la estructura 5.
- La carga afectada fue de 9.9 MW, la ENS de 1.980 MWh y los usuarios afectados fueron 10,550.
- Si la falla hubiera ocurrido en condiciones de demanda máxima de 2019 (es decir, el 20 agosto) la afectación hubiera sido de 23 MW, la ENS de 4.6 MWh y los usuarios afectados de 10,550.

- A las 23:37 hs tiempo de la Ciudad de México del día 23 de julio de 2019 dispara nuevamente la LT Bácum – 73450 - Maniobras Bluemex, se afectan 18.9 MW de carga correspondiente a 12.3 MW de la SE Valle del Yaqui y 6.6 MW en la SE Vícam. A las 00:03 hs se restablece la carga en la SE Vícam y a las 01:35 horas se normaliza la LT fallada para posteriormente a las 01:36 hs es posible restablecer la carga de la SE Valle del Yaqui.
- Se localizan tres estructuras colapsadas en el tramo Vícam – Maniobras Bluemex, con los números 208, 209 y 211.
- La carga afectada fue de 18.9 MW, la ENS fue de 27.2 MWh y los usuarios afectados fueron 10,550.
- Si la falla se hubiera presentado en condiciones de demanda máxima de 2019 la afectación hubiera sido de 23 MW, 7 MW de la SE Vícam y 16 MW de la SE Valle del Yaqui. La ENS sería de 34.73 MWh y los usuarios afectados de 10,550.

Figura 10.3.7.1. Diagrama geográfico del área de influencia del proyecto en 2023



Por lo anterior, se requiere incrementar la Confiabilidad en la SE Valle del Yaqui y Vícam, eliminando la condición de derivación de la LT Bácum – 73450 – Maniobras Bluemex.

### Características del Proyecto

El proyecto consiste en realizar el vestido y tendido sobre estructuras existentes, de una LT de aproximadamente 4 km con cable calibre 795 kcmil de tipo ACSR desde la SE Bácum hasta el entronque con la LT existente en el punto de derivación en el

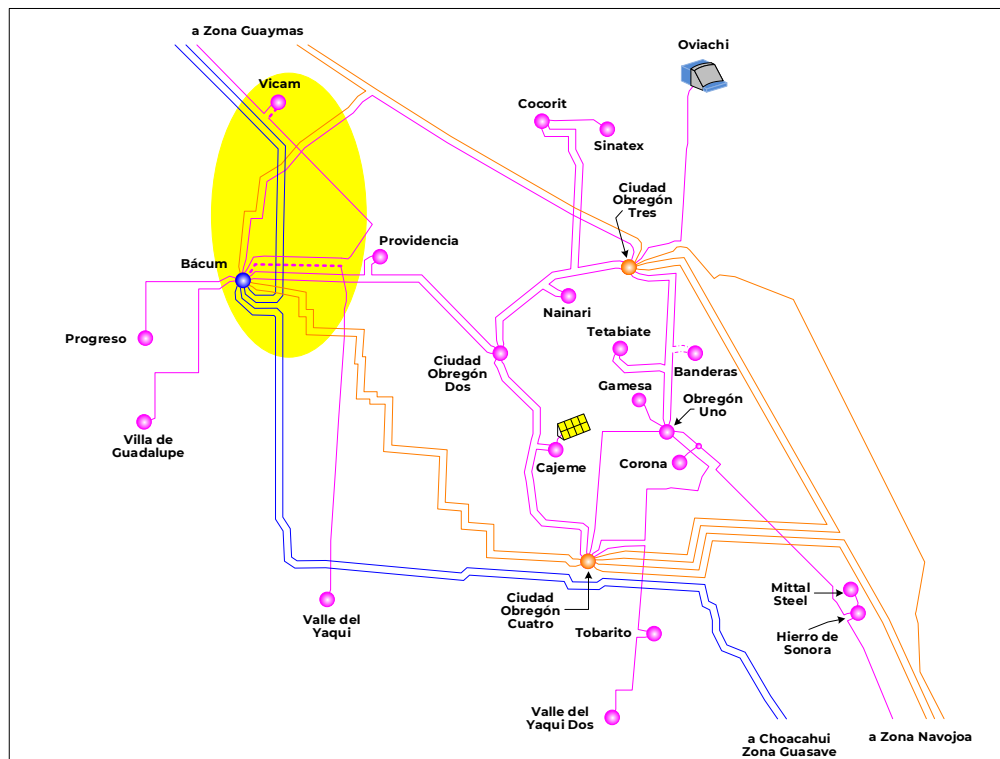
TAP de la SE Valle del Yaqui y con ello conectar en forma radial de la SE BÁCUM la SE Valle del Yaqui quedando la LT hacia Vícam conectada a la SE BÁCUM.

El proyecto tiene un costo de inversión de **43.3 millones de pesos de 2020** (2.0 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Adicionalmente, en la SE Vícam se requiere de la ampliación de una bahía nueva, incluyendo el bus principal adecuando los equipos existentes para acomodo de cuchillas a Bus 1.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Figura 10.3.7.2. Diagrama geográfico del área de influencia del proyecto en 2023 (Alternativa 1)



### Análisis de Confiabilidad

Con las obras del proyecto se disminuye considerablemente la ENS ante el disparo de la LT BÁCUM – 73450 – Maniobras Bluemex, mejorando la Confiabilidad en la SE Valle del Yaqui, por otro lado, al eliminar el TAP de la SE Vícam, será posible mantener el suministro confiable y seguro ante contingencia sencilla.

### Alternativas analizadas

La Alternativa 1 es la solución técnica de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Se revisó una opción alterna que consiste en la eliminación de las derivaciones en forma de TAP construyendo LT desde la SE BÁCUM hacia las SE Vícam y SE Valle del Yaqui, respectivamente.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **263.0 millones de pesos de 2020** (12.2 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por energía no suministrada

que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **2.06**, un Valor Presente Neto (VPN) de **44.2 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **22.67 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **0.28**, un VPN negativo de **181.3 millones de pesos** y una TIR negativa de **0.21 %**.

**Cuadro 10.3.7.1. Requerimiento de Protecciones del proyecto: Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tablero integral PCyM	6	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero Medidor de energía	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero registrador de Disturbios y medidor de energía	2	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero medidor de disturbios	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero Integral PCyM 87B, 7 Alimentadores 115 kV	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Tablero PCyM Interruptor de transferencia	1	Sección	abr-22	abr-23	Noroeste
Cable de Control	3	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra civil y adecuación de Caseta de Control	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Puesta en servicio	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste

**Cuadro 10.3.7.2. Requerimiento de Comunicaciones del proyecto: Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cable de Fibra óptica 48 hilos	4.0	km	abr-22	abr-23	Noroeste
Módulos Ópticos SFP EX 1G ETH 40 km REI	2	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste

**Cuadro 10.3.7.3. Obras de transmisión del proyecto Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión Bácum - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam**

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bácum - Derivación en TAP Valle del Yaqui / 1,2	115	2	5.0	abr-22	abr-23	Noroeste
Vícam entronque Bácum - Maniobras Bluemex	115	1	0.5	abr-22	abr-23	Noroeste
<b>Total</b>			<b>5.5</b>			

1/ Tendido del segundo circuito

2/ Considera 3 postes troncoconicos y una estructura de madera o concreto para nivel de voltaje de 115 kV

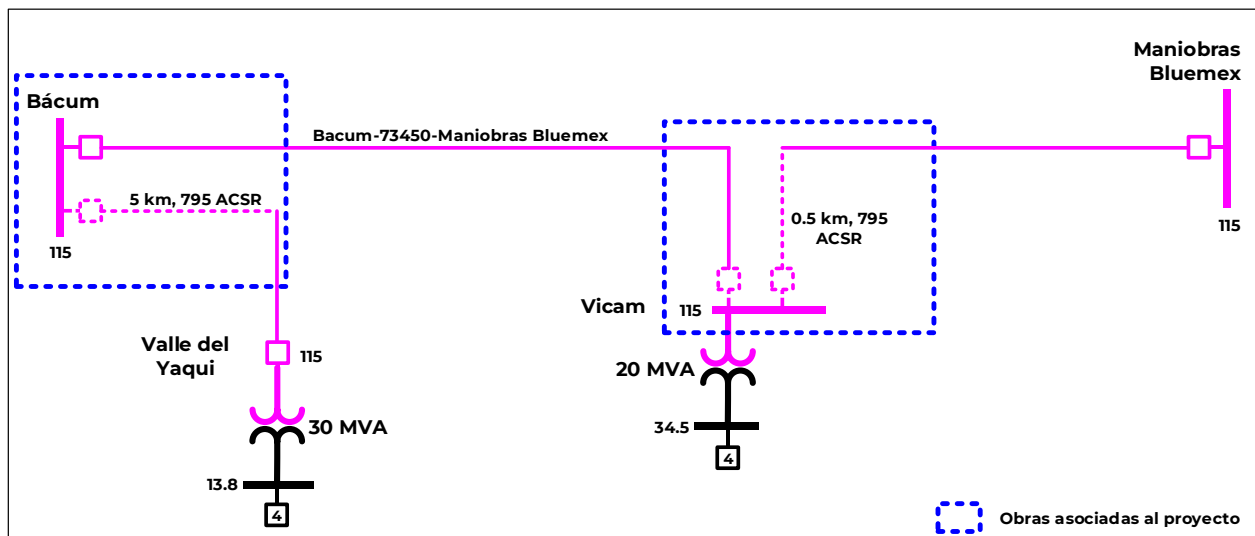
Cuadro 10.3.7.4. Obras en SE BÁCUM del proyecto: Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Interruptor 115 kV, Tanque Vivo	1	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Cuchillas desconectoras en 115 kV	4	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Corriente en 115 kV	3	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Potencial en 115 kV	3	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Apartarrayos en 115 kV	3	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Aisladores de pedestal en 115 kV	12	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Electromecánica	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Civil	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Puesta en Servicio	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste

Cuadro 10.3.7.5. Obras en SE Vícam del proyecto: Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Interruptor 115 kV, Tanque Muerto	2	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Cuchillas desconectoras en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Corriente en 115 kV	0	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Transformadores de Potencial en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Apartarrayos en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Aisladores de pedestal en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Electromecánica	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Obra Civil	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste
Puesta en Servicio	1	Lote	abr-22	abr-23	Noroeste

Figura 10.3.7.3. Diagrama unifilar simplificado del proyecto: Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vícam





## M21-NO3 Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato

### Diagnóstico

La SE Navolato se encuentra localizada en la zona Culiacán de la GCR Noroeste y atiende eléctricamente a la región costera ubicada al poniente de la ciudad de Culiacán y poblaciones aledañas, atendiendo diversos Centros de Carga residenciales, riego agrícola, invernaderos, turísticos y granjas acuícolas.

La SE Navolato forma parte de la red interconectada del estado de Sinaloa y cuenta con 2 bancos de transformación, uno de 40 MVA y el segundo de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

La SE Navolato se encuentra alimentada por la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera con una longitud de 17.85 km, la cual llega a la SE Navolato a través de una cuchilla SIAT, conectándose al Bus de SE Navolato solo con apartarrayos y sin equipo eléctrico primario para su desconexión.

En 2020, los transformadores de la SE Navolato operaron al 100% de su capacidad nominal, por lo que se observa que se tiene una gran concentración de Centros de Carga en dicha SE, por lo que se presenta una gran afectación a la carga en situación de contingencia sencilla, que de registrarse en el periodo de verano sería de gran impacto en el sistema eléctrico de la zona Culiacán.

Para solucionar la problemática de sobrecarga en los transformadores de la SE Navolato, CFE Distribución realizará una optimización de la red de media tensión, a pesar de que se encuentran muy alejados del Centro de Carga

principal. Adicionalmente, de manera temporal CFE Distribución instalará un transformador de 20 MVA para mantener el suministro en estado estable y poder atender el crecimiento de la región hasta que entre en operación la nueva SE Villa Ángel Flores.

El proyecto “D20-NO1 Villa Ángel Flores Banco 1” es una obra instruida por SENER a CFE Distribución en el PAMRNT 2020 – 2034, con fecha entrada en operación en marzo de 2024. Por lo tanto, el presente proyecto será un complemento ya que realiza la apertura de la LT que alimenta la SE Villa Ángel Flores.

En los últimos años se ha registrado una alta incidencia de disparos afectando significativamente la continuidad en el servicio y produce ENS de las SE conectadas a ella, por lo que es necesario tomar medidas a corto plazo para disminuir los efectos de estos eventos.

Con base a los registros en los últimos tres años, se han presentado fallas en la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera que ha resultado en un corte de carga acumulado de 380 MW y una ENS de 200 MWh.

Entre las principales fallas eléctricas que se han registrado, se encuentran:

- El día 19 de septiembre de 2019 a las 21:15 hs. En este escenario de operación se registró la pérdida de carga de 137.6 MW y el tiempo de interrupción del servicio fue de tres horas motivado por el disparo de la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera.

- El 11 de noviembre de 2020 se presenta una falla en la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera. Al ocurrir la falla, la carga afectada fue de 23 MW y la ENS resultó en 46.0 MWh.

En la Figura 10.3.8.1 se muestra el comportamiento de la carga total coincidente suministrada en la SE

Navolato en 2020. Se observa que se registró un valor cercano a la capacidad de la SE.

En la Figura 10.3.8.2 se muestra un diagrama simplificado de la infraestructura eléctrica en el ámbito de la zona Culiacán previo a la entrada en operación del proyecto.

Figura 10.3.8.1. Comportamiento de la demanda en la SE Navolato en 2020

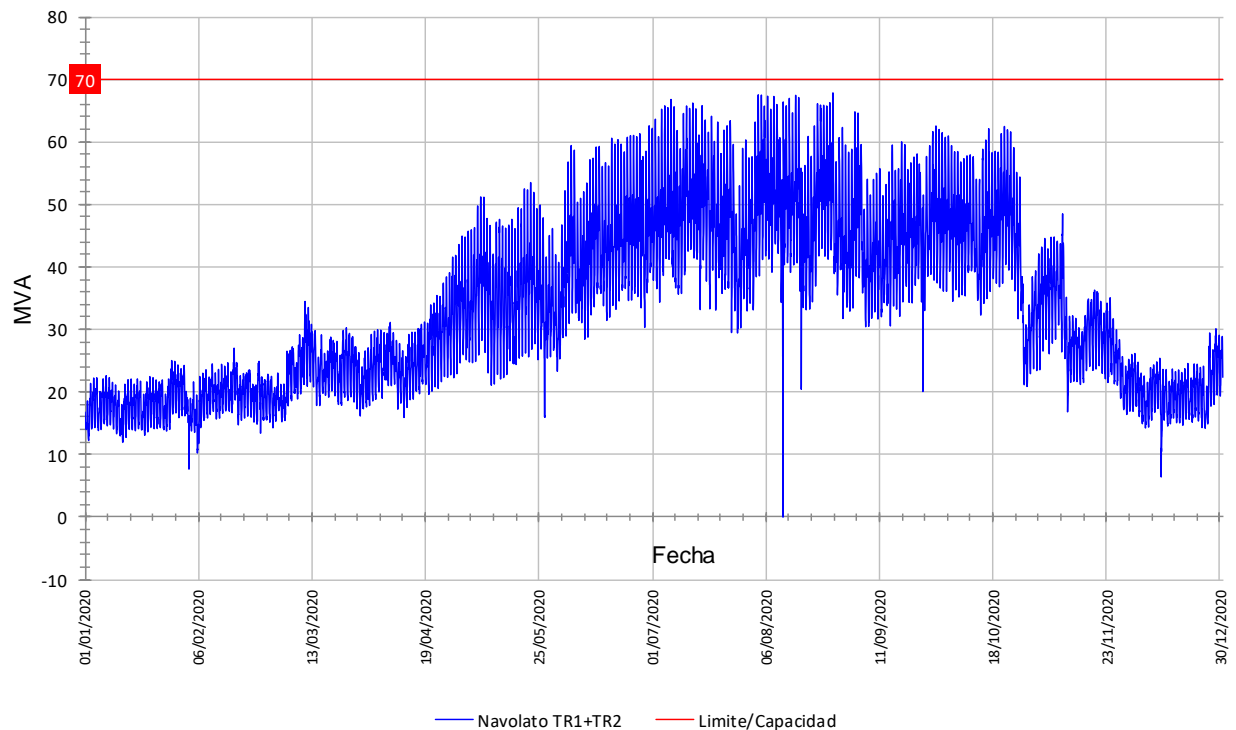
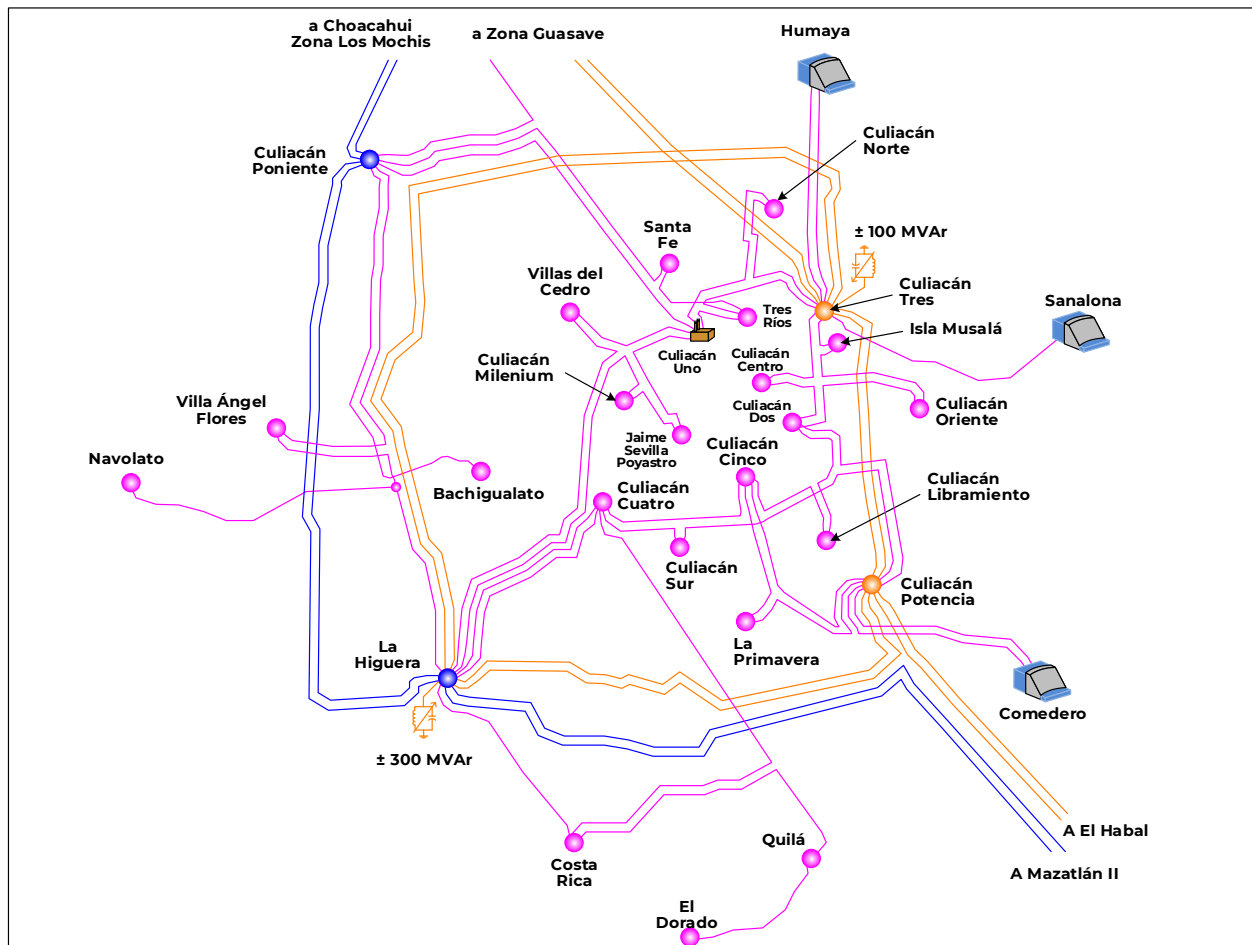


Figura 10.3.8.2. Diagrama simplificado de la Infraestructura eléctrica prevista en la zona Culiacán al 2025



### Problemática que resolver

La problemática que se ha observado en los últimos años en la SE Navolato, es que se ha registrado una gran cantidad de ENS motivada por la falla de la LT que alimenta a la SE Navolato.

La SE Navolato cuenta con una alimentación en forma radial derivada de la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera, por tanto, ante la presencia de una falla en cualquier parte de la LT, operan las protecciones de la misma, afectando la carga total de la SE Navolato.

En el mediano plazo se incrementará la problemática de corte de carga ante

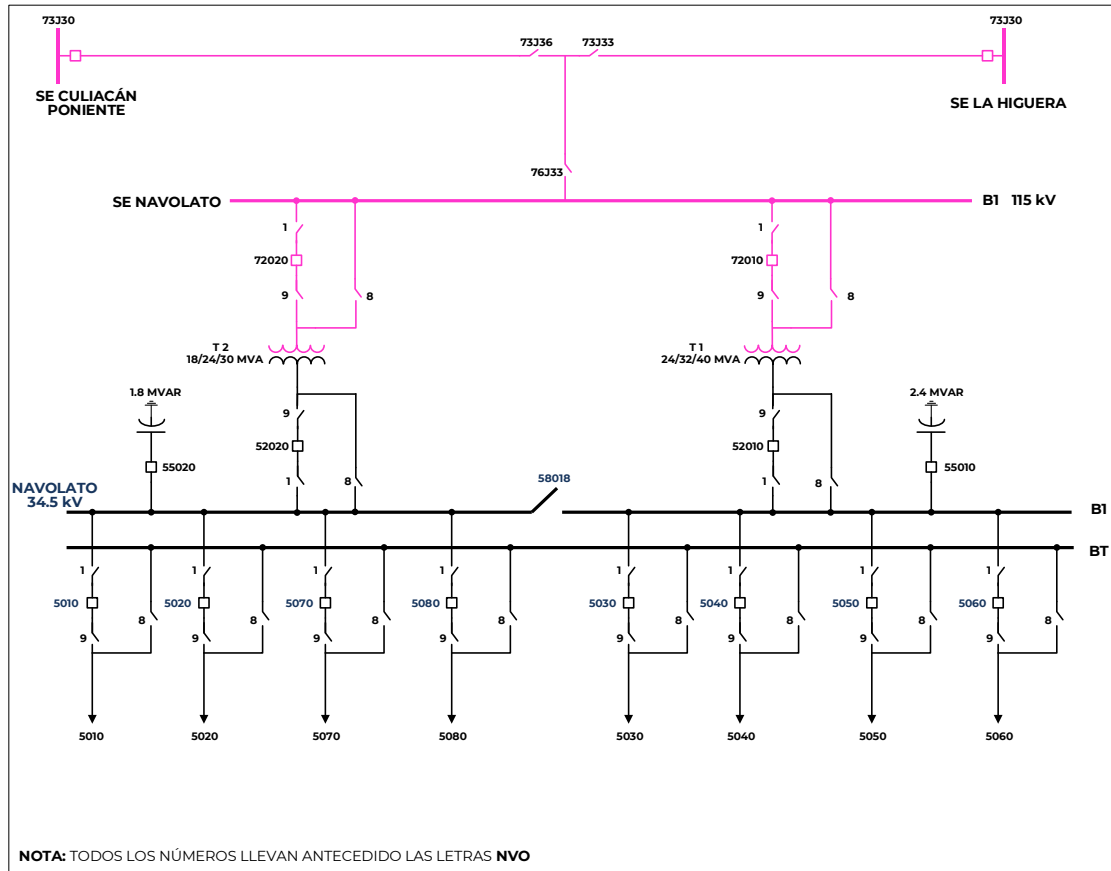
contingencia sencilla lo que pondría en riesgo el suministro Continuo y seguro en esta región y limitaría su crecimiento y desarrollo.

Con las obras incluidas en este proyecto se evitará la pérdida de toda la carga de la SE Navolato al contar con doble alimentación a la SE Villa Ángel Flores y La Higuera, con lo cual será posible satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con la capacidad, Confiabilidad y economía requerida, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el Suministro Eléctrico, beneficiando a Centros de Carga rurales, industriales, comerciales y residenciales de la región de Navolato, Altata y pueblos aledaños.

Asimismo, con el crecimiento futuro y las obras que desarrolla CFE Distribución en esta región, se podrá

anillar a futuro la SE Navolato y la SE Villa Ángel Flores.

Figura 10.3.8.3. Diagrama simplificado de la Infraestructura eléctrica actual en la SE Navolato



### Características del Proyecto

El alcance de este proyecto considera eliminar la conexión en derivación de la LT que suministra a la SE Navolato y proporcionar una doble alimentación que permita mantener el suministro en condiciones de red completa y ante contingencia.

El proyecto tiene un costo de inversión de **230.6 millones de pesos de 2020** (10.7 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Las principales obras de infraestructura para esta alternativa son las siguientes:

- Construcción de la LT Navolato entronque Villa Ángel Flores – La Higuera en 115 kV, de doble circuito, con una longitud estimada de 18 km y calibre 795 kcmil tipo ACSR. Considera una nueva trayectoria y requiere de liberación de actividades previas.
- Dos bahías en 115 kV para las LT que permitirán la operación en forma de anillo e incluye los elementos de conexión/desconexión, así como obra civil y electromecánica en la SE y la puesta en servicio.

- Equipos de Protecciones y de comunicaciones para la correcta operación del proyecto.

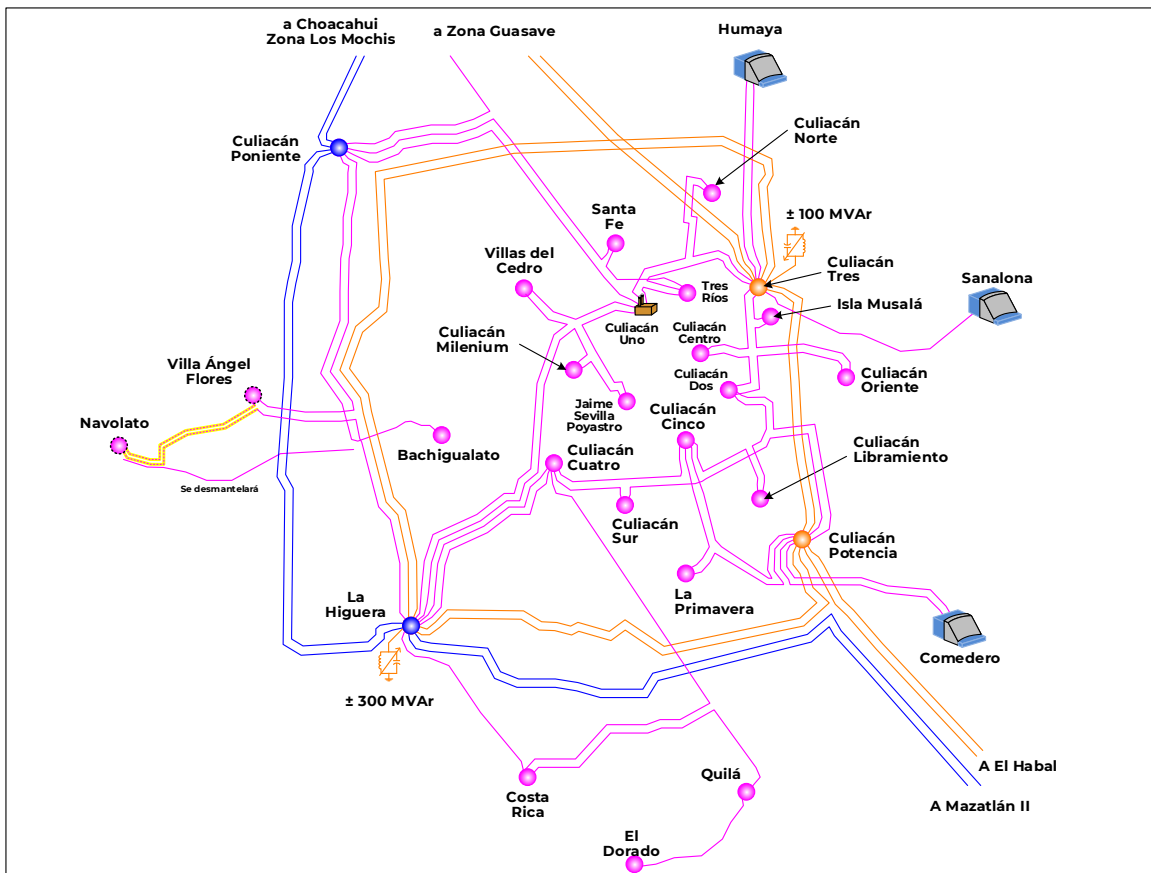
Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.

- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

En la Figura 10.3.8.4 se muestra un diagrama geográfico donde se muestra la infraestructura de transmisión para la Alternativa 1. Los cuadros 10.3.8.1 a 10.3.8.4 muestran el desglose de las obras necesarias para llevar a cabo el proyecto.

Figura 10.3.8.4. Diagrama geográfico de la Alternativa 1



### Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 115 kV del área de influencia ante el incremento de demanda esperada en las comunidades de Navolato y la región al poniente de la ciudad de Culiacán,

esto con red completa y ante contingencia sencilla.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del SEN.

## Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica resulta en normalizar el suministro de la demanda del área de influencia al eliminar la derivación en forma de TAP de la LT Culiacán Poniente – 73J30 – La Higuera y que suministra la SE Navolato, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva LT de doble circuito, con una longitud estimada de 21.5 km y calibre 795 kcmil tipo ACSR hacia la zona suburbana de Culiacán y que permite eliminar la derivación en forma de TAP.

La Alternativa 2 tiene un costo de inversión de **270.7 millones de pesos de 2020** (12.6 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Sin embargo, la Alternativa 1 “Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato” 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 CFE Transmisión “Evaluación económica por energía no suministrada” de CFE Transmisión, reportando una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.51**, un Valor Presente Neto (VPN) de **114.4 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **16.14 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.28**, un VPN de **73.2 millones de pesos** y una TIR de **13.37%**.

**Cuadro 10.3.8.1. Requerimiento de Protecciones del proyecto: Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato**

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tablero integral PCyM	8	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Tablero integral TT PT BS	2	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Gabinete MES Bahía	3	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Tablero registrador de Disturbios	2	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Tablero medidor de energía	1	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Tablero Integral PCyM 87B, 7 Alimentadores 115 kV	1	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Tablero PCyM Interruptor de Amarre	1	Sección	abr-21	abr-25	Noroeste
Cable de Control	2	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste
Obra civil y adecuación de Caseta de Control	1	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste
Puesta en servicio	1	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste

Cuadro 10.3.8.2. Requerimiento de Comunicaciones del proyecto: Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cable de Fibra óptica 48 hilos	35.5	km	abr-21	abr-25	Noroeste
Módulos Ópticos SFP EX 1G ETH 40 km REI	6	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Ruteador SMAR GRID AGREGACION TIPO3 REI	2	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Nodo MPLS TP de misión crítica	1	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Switch Capa 3 SMART 24P REI	1	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Teléfono IP mediano	1	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Access Point WIFI Multimedia (WMM)	1	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Radio Base DMR3 en VHF	1	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste

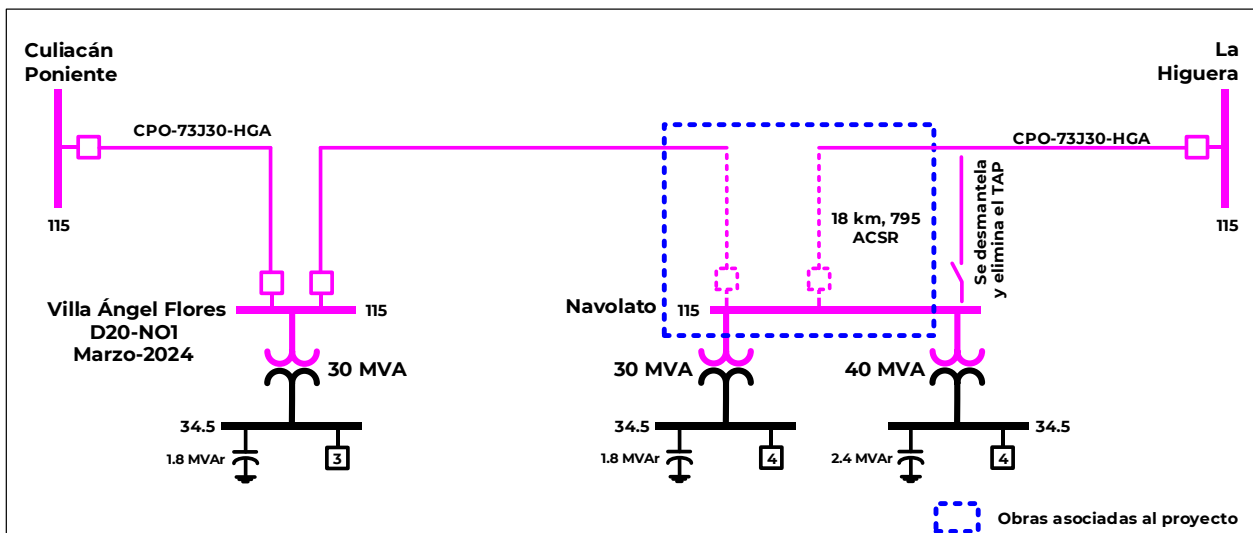
Cuadro 10.3.8.3. Obras de transmisión del proyecto: Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Navolato entronque Villa Ángel Flores - La Higuera	115	2	36.0	abr-21	abr-25	Noroeste
<b>Total</b>			<b>36.0</b>			

Cuadro 10.3.8.4. Obras en SE del proyecto: Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato

Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Interruptor 115 kV, Tanque Vivo	3	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Cuchillas desconectoras en 115 kV	8	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Transformadores de Corriente en 115 kV	9	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Transformadores de Potencial en 115 kV	9	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Apartarrayos en 115 kV	6	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Aisladores de pedestal en 115 kV	16	Pieza	abr-21	abr-25	Noroeste
Obra Electromecánica	1	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste
Obra Civil	1	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste
Puesta en Servicio	1	Lote	abr-21	abr-25	Noroeste

Figura 10.3.8.5. Diagrama unifilar simplificado del proyecto: Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato



## GCR Norte

### M21-NTI Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro

#### Diagnóstico

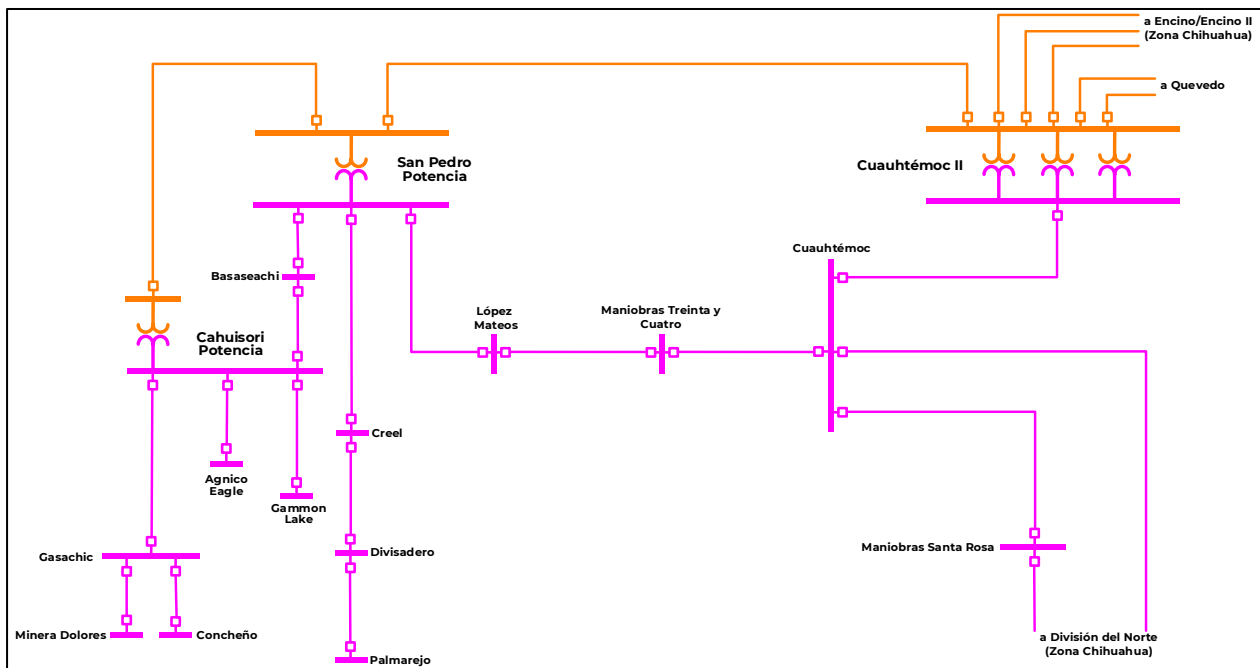
La Zona de Operación de Transmisión Chihuahua tiene una red eléctrica principal que consta de: 2 LT de 400 kV, 25 LT de 230 kV, 79 LT de 115 kV, 3 bancos de transformación 400/230 kV y 13 bancos de transformación 230/115 kV. Esta infraestructura da servicio a dos importantes zonas de Distribución: Zona Chihuahua y Zona Cuauhtémoc.

En estas zonas se tienen Centros de Carga residenciales, comerciales, industriales, la región del sector turístico más importante del Estado de Chihuahua, y zonas agrícolas, con un

fuerte incremento de su demanda en periodos de verano por actividades agroindustriales, además de considerarse una demanda constante en los periodos fuera de verano, ya que los mencionados Centros de Carga industriales de las minas cuentan con potencial crecimiento y expansión por su ubicación geográfica.

La LT 73840 en 115 kV, que conecta la SE Cuauhtémoc con la SE Cuadro de Maniobras Treinta y Cuatro, forman parte del corredor de 115 kV entre Cuauhtémoc y San Pedro Potencia, tal como se indica en la Figura 10.3.9.1.

Figura 10.3.9.1. Diagrama unifilar de la zona de influencia del proyecto



La actual condición de esta LT presenta limitantes de capacidad por su antigüedad y por el calibre del conductor en el bus de la SE

Cuauhtémoc (conductor de cobre, calibre 250), situación que resulta inconveniente cuando existe indisponibilidad del enlace de



transmisión de 230 kV entre Cuauhtémoc II y San Pedro Potencia ya que se reduce de manera considerable la capacidad de transmisión de este enlace. Con red completa (LT de 230 kV y LT en 115 kV) el límite de transmisión entre Cuauhtémoc y San Pedro Potencia es de 170 MW y ante la contingencia más crítica (pérdida de la LT Cuauhtémoc II – 93870 – San Pedro Potencia), el límite de transmisión es de solo 104 MW.

### Problemática que resolver

En período de la demanda máxima en la Zona de Operación Chihuahua, el enlace de transmisión Cuauhtémoc II – San Pedro Potencia opera con un flujo de potencia de 140 MW, aproximadamente. Bajo esa condición, ante la contingencia mencionada en el párrafo anterior ocasiona la activación de las protecciones por bajo voltaje (EPS-27) en la SE Gasachic, operando sobre los Centros de Carga de las mineras Gammon Lake, Concheño y Mina Dolores.

Intentar recuperar esa carga a través de la LT Cuauhtémoc – 73840 – Maniobras Treinta y Cuatro no es factible, ya que se sobrepasaría su límite de operación (119 MVA en condiciones normales) tanto para la propia LT, como la capacidad del bus de la SE Cuauhtémoc que es de 107 MVA.

Por esta misma razón, es sumamente complicado programar el mantenimiento de la LT Cuauhtémoc II – 93870 – San Pedro Potencia en cualquier época del año debido al tipo de Centros de Carga que se tienen en la región (empresas mineras con demandas muy constantes).

### Características del Proyecto

Para la ejecución de este proyecto de modernización se requiere:

- Recalibración de 8.33 km de la LT Cuauhtémoc – 73840 – Maniobras Treinta y Cuatro, la cual tiene actualmente calibre 477 kcmil por cable de alta temperatura con capacidad de al menos 179 MVA. Las características del conductor mencionado no representan un incremento de peso considerable y posibilita realizar su reemplazo sin requerir modificación de las estructuras existentes.
- Recalibración del bus y puentes de 115 kV de la SE Cuauhtémoc por uno de capacidad similar al límite que se alcanzaría con el conductor de alta temperatura (179 MVA).
- Reemplazo de cuchillas en las SE Cuauhtémoc y Maniobras Treinta y Cuatro.

Adicionalmente, se deberá llevar a cabo un análisis del estado de las estructuras urbanas para determinar si es necesario el reemplazo o refuerzo de éstas.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **83.8 millones de pesos de 2020** (3.9 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

### Análisis de Confiabilidad

El objetivo principal de este proyecto es disminuir la Energía No Suministrada ante contingencia y mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad,

Continuidad, seguridad y sustentabilidad del suministro eléctrico de la zona de influencia.

Con la entrada en operación de este proyecto no se tendrán sobrecargas ante contingencia de la LT Cuauhtémoc II – 93870 – San Pedro Potencia, se aumentará la capacidad de transmisión del enlace Cuauhtémoc II – San Pedro Potencia y se facilitará la libranza de las LT para sus mantenimientos programados.

#### Alternativas analizadas

Debido al tipo de proyecto y la problemática que atiende, se analizó otra alternativa de solución, la cual consiste en la construcción de una

nueva LT paralela a la existente con el objetivo de tener una capacidad de transmisión de al menos 179 MVA.

#### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de “Evaluación económica probabilística”. El proyecto tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.54**, un Valor Presente Neto (VPN) de **2.0 millones de dólares** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **14.42%**.

En los cuadros 10.3.9.1 y 10.3.9.2 se muestra el resumen de metas físicas de la Alternativa 1 y en la figura 10.3.9.2 su diagrama unifilar.

**Cuadro 10.3.9.1. Obras de transmisión del proyecto de Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro**

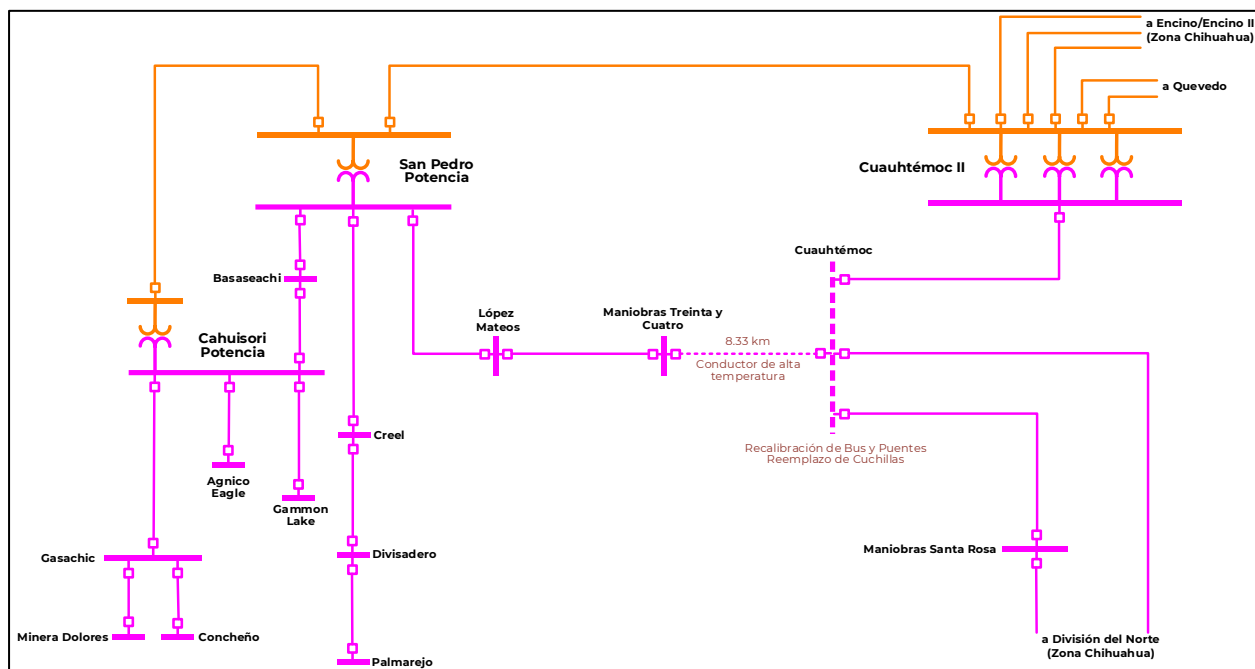
Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cuauhtémoc - Maniobras Treinta y Cuatro / 1	115	1	8.33	abr-21	abr-23	75.4
<b>Total</b>			<b>8.33</b>			<b>75.4</b>

1/ Reemplazo del conductor existente por conductor de alta temperatura

**Cuadro 10.3.9.2. Obras en Subestaciones Eléctricas del proyecto de Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro**

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cuauhtémoc	Bus y puentes (recalibración)	1	115	abr-21	abr-23	2.5
Cuauhtémoc	Cuchillas	3	115	abr-21	abr-23	5.9
<b>Total</b>						<b>8.4</b>

Figura 10.3.92. Diagrama unifilar simplificado del proyecto de Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuahtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro



## GCR Noreste

### M21-NE1 Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros de Protección, Control y Medición

#### Diagnóstico

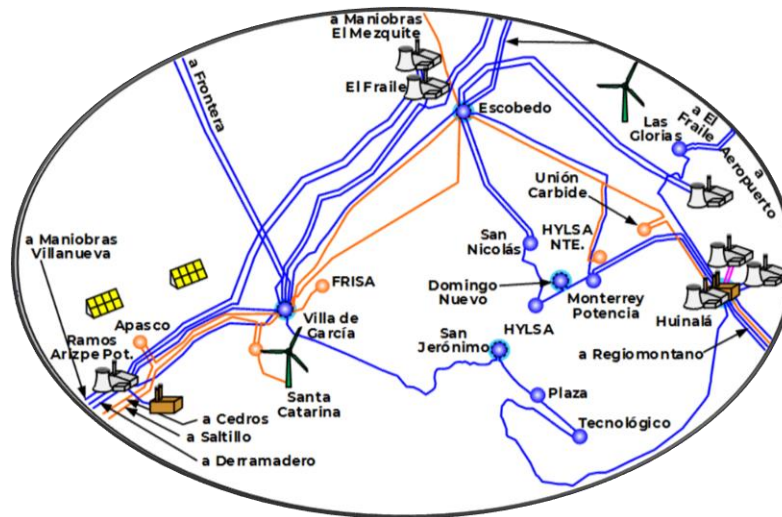
La Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRTNE) a través de sus cinco Zonas de Transmisión ubicadas en los estados de Nuevo León, Coahuila y parte de Tamaulipas, tiene bajo su responsabilidad operativa 46 SE, las cuales operan con tensiones de 400, 230, 138, y 115 kV. Estas instalaciones albergan 1,467 interruptores, bancos de transformación y equipo afín con una potencia total de 26,746 MVA, 5,254 cuchillas, 7,350 transformadores de instrumentos y más de 6,000 kilómetros de LT.

La SE Villa de García (VDG), que forma parte de los activos de la GRTNE, es una instalación del tipo convencional perteneciente a la Zona de Transmisión Monterrey Poniente. Esta instalación cuenta con dos bancos de transformación con relación de transformación 400/230 kV y 375 MVA de capacidad cada uno, también tiene un banco de transformación con

relación de transformación 400/115 kV y 375 MVA de capacidad; dos bancos de reactores monofásicos y dos reactores trifásicos en 400 kV, ocho LT de 400 kV, cinco de 230 kV y ocho en 115 kV. Toda esta infraestructura sirve para suministrar energía al área poniente de Monterrey y es además punto de enlace importante de la red troncal de transmisión para la transferencia de y hacia otras regiones del país.

Particularmente, el Bus 1 en 115 kV de la SE Villa de García y sus equipos asociados son de extrema importancia en la red eléctrica de la zona Metropolitana de Monterrey (ZMM); ya que una falla o interrupción en uno de estos equipos puede causar un corte de suministro de energía importante, afectando a miles de clientes. En la Figura 10.3.10.1 se muestra un diagrama simplificado de la red eléctrica de la ZMM donde se identifica a la SE Villa de García.

Figura 10.3.10.1. Diagrama unifilar de la zona de influencia del proyecto



### Problemática que resolver

La problemática que se presenta actualmente es debido a la configuración del arreglo de barras en la SE Villa de García en el nivel de tensión de 115 kV, donde solo se cuenta con barra principal y barra de transferencia, que ante la pérdida de este elemento se afectaría generación, así como usuarios industriales, además de la aportación de reactivos a esta zona; aunado a lo anterior, no se cuenta con la flexibilidad requerida para realizar actividades de mantenimiento apropiado para los equipos primarios, debido a que no es factible la libranza de este bus por largos periodos de tiempo, lo que imposibilita las labores de aplicación de recubrimiento elastomérico, calibración de cuchillas seccionadoras y reapriete de tornillería en bus principal.

En la zona que atiende la SE Villa de García en 115 kV se encuentran los siguientes elementos: 2 LT que enlazan con la SE San Jerónimo Potencia, 3 LT que enlazan con la SE Álcali Maniobras (lugar donde se ubica una CE de 250 MW en el nivel de tensión de 115 kV), 1 LT

de enlace con la SE Escobedo, 2 LT que atiende carga radial de la SE Villa de García y un transformador 400/115 kV de 375 MVA.

La contingencia más crítica que se puede presentar en la SE Villa de García es la falla del bus de 115 kV, con lo cual se perderían todos los elementos descritos en el párrafo anterior, en donde se tienen identificadas las condiciones en donde se sobrepasan los límites operativos de los equipos.

### Características del Proyecto

Construcción del arreglo Barra 1, Barra 2 con opción a transferencia en 115kV con suministro de caseta integral. El alcance de este proyecto considera las siguientes obras:

- Construcción de la plataforma donde se ubicarán las nuevas bahías de 115 kV.
- Construcción de la estructura mayor.
- Construcción de la base para recibir Caseta Integral.
- Construcción de trincheras.

- Instalación y conexión de cable de control.
- Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) dentro de la caseta integral.
- Reubicación y arreglo para llegadas de Líneas Transmisión en 115 kV a la nueva bahía.
- Reubicación de la Llegada de Fibra Óptica.
- Suministro e Instalación del equipo eléctrico primario.
- Puesta en servicio.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **164.7 millones de pesos de 2020** (7.7 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

### Análisis de Confiabilidad

Con la reconfiguración del arreglo de barras en la SE Villa de García 115 kV, se espera mantener la Confiabilidad y Continuidad del suministro de energía de la zona Metropolitana Poniente de Monterrey, sin la necesidad tener interrupciones y afectación de carga ante la pérdida temporal del bus de 115 kV de la SE.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son la Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad con el fin de mantener el desarrollo y la operación eficiente del SEN. Con esta propuesta se logran mejoras significativas en los siguientes rubros: i) la Confiabilidad en las instalaciones se ve incrementada con el equipo nuevo, el cual cumple con todas

las especificaciones técnicas necesarias para su correcta operación, ii) los equipos de nueva tecnología proporcionan, selectividad y rapidez ante situaciones de falla, teniendo menor afectación a la RNT, menor tiempo de interrupción del servicio a los usuarios y mayor facilidad de restablecimiento y iii) se incrementa la seguridad del personal que labora en la instalación.

### Alternativas analizadas

Otra alternativa de solución para el cambio de arreglo de la SE Villa de García en 115 kV considera la reconfiguración del bus existente, el cual opera como barra uno y barra de transferencia. Para ello se requiere reubicar las bahías que se encuentran a espaldas para que estas queden alineadas y se pueda realizar la adecuación para la instalación del segundo juego de cuchillas por bahía y poder realizar la conexión del arreglo al Bus 2, así mismo modernizar los tableros PCyM para la nueva configuración de barra 1 - barra 2 con opción a transferencia.

Aunque resulta atractivo realizar la reconfiguración de las bahías y equipos existentes, esta opción conlleva prolongados tiempos de licencias para efectuar las adecuaciones necesarias, lo que resulta inviable ya que involucraría afectaciones de carga de los usuarios conectados a este nodo por tiempos considerablemente largos.

### Análisis beneficio-costos

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de "Evaluación económica probabilística" de CFE Transmisión.

La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.58**, un Valor Presente Neto (VPN) de **93.3 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **16.88 %**.

De acuerdo con el resultado de la evaluación beneficio-costo, la

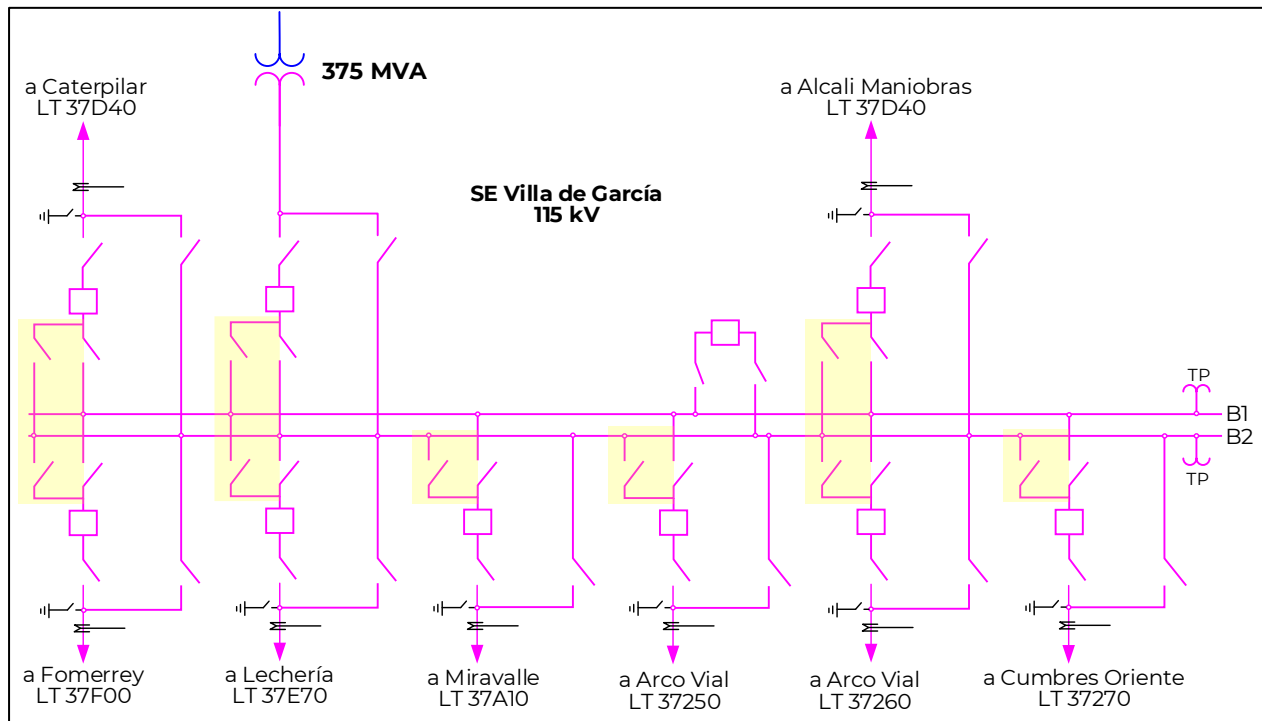
alternativa dos encarece el servicio de energía eléctrica, teniendo mayor inversión a corto, mediano y largo plazo.

En el cuadro 10.3.10.1 se muestra el resumen de metas físicas de la Alternativa 1 y en la figura 10.3.10.2 su diagrama unifilar.

**Cuadro 10.3.10.1. Obras en Subestaciones Eléctricas del proyecto de cambio de arreglo para la SE Villa de García en 115 kV**

Subestación	Tipo de obra	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Villa de García	Equipo de subestación	115	abr-21	abr-23	80.7
Villa de García	Protecciones	115	abr-21	abr-23	32.7
Villa de García	Comunicaciones	115	abr-21	abr-23	7.1
Villa de García	Equipamiento de Control	115	abr-21	abr-23	7.0
Villa de García	Obra Civil	115	abr-21	abr-23	37.3
<b>Total</b>					<b>164.7</b>

**Figura 10.3.10.2. Diagrama unifilar simplificado del proyecto de cambio de arreglo para la SE Villa de García en 115 kV**



## GCR Baja California

### M21-BC1 Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California

#### Diagnóstico

El Sistema Interconectado Baja California (SIBC) está conformado por dos grandes regiones de carga. La primera es denominada Región Costa integrada por las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana, Rosarito y el municipio de San Quintín en el estado de Baja California, la segunda es denominada Región Valle conformada por la ciudad de Mexicali, Baja California y el municipio de San Luis Río Colorado, Sonora. Se tiene un enlace de transmisión entre dichas regiones, Enlace Costa – Valle, el cual es integrado por dos LT en 230 kV de la SE La Rosita a la SE La Herradura, una de las LT tiene un punto intermedio en la SE La Rumorosa.

El suministro de energía eléctrica de la región Costa es abastecido a través de tres puntos principales: el primero es por medio de la Central Eléctrica Presidente Juárez, con distintas tecnologías, un segundo punto de abastecimiento es mediante el enlace Costa – Valle y por último mediante una LT de interconexión entre la ciudad de Tijuana y la ciudad de San Diego (Sistema SDG&E del WECC), Estados Unidos de América (EUA).

La región Valle se puede abastecer de energía eléctrica por medio de cuatro puntos principales, el primero por medio de la Generación al interior de la región Valle, como la Central Eléctrica Geotérmica Cerro Prieto, el segundo

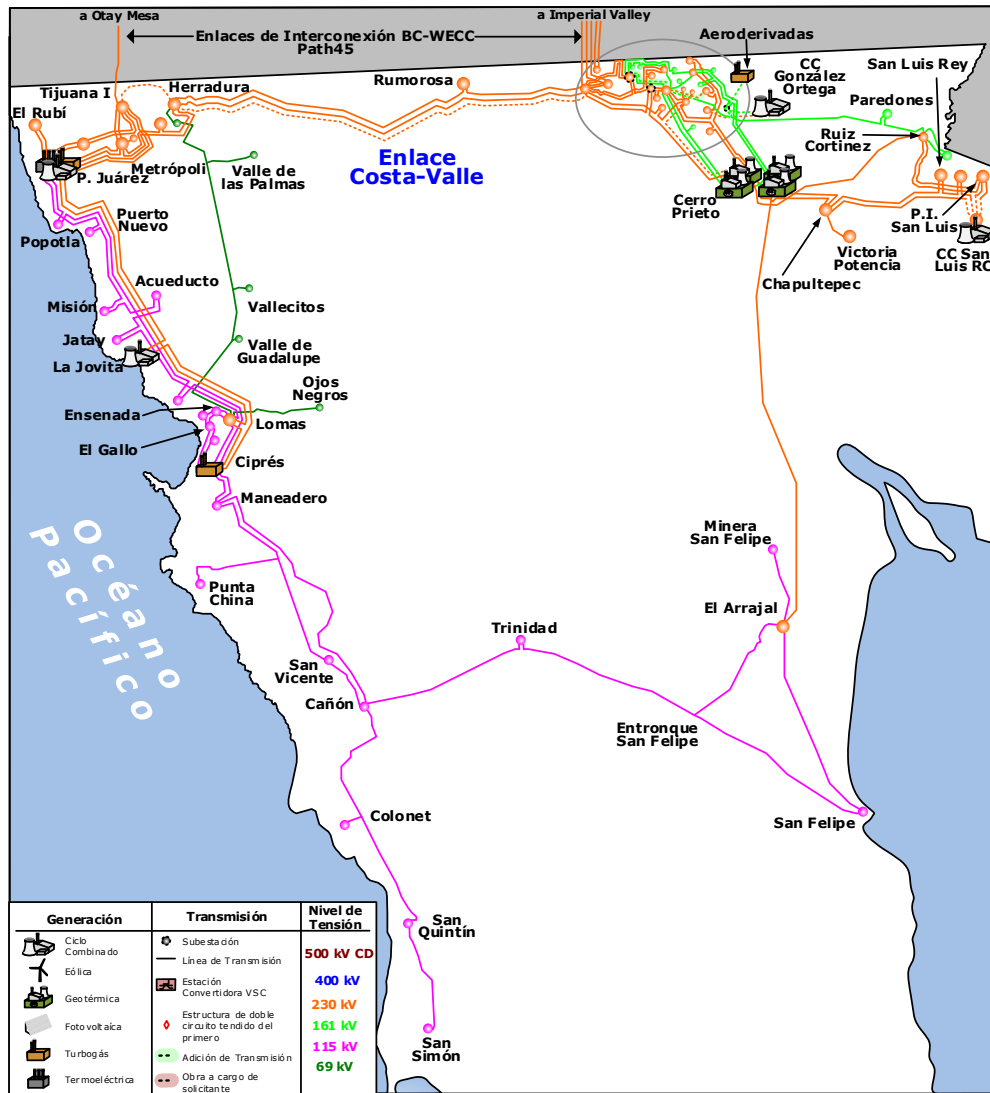
punto principal es por medio del enlace Costa – Valle con la energía proveniente de las Centrales Eléctricas al interior de la región Costa, el tercer punto es a través de la LT de interconexión entre la SE La Rosita – Imperial Valley en 230 kV. Este último integra un enlace de interconexión, en conjunto con la LT Tijuana I – Otay Mesa en 230 kV denominado Path 45. Finalmente, el cuarto punto es la generación de ciclo combinado que se encuentra interconectada a la SE La Rosita y que proporciona la generación base del SIBC.

Para los años 2022 al 2024 se integrarán al SIBC los proyectos estratégicos de generación, como lo es el proyecto de la Central Eléctrica Ciclo Combinado González Ortega (CCC GOR) y la infraestructura necesaria para su interconexión a la red eléctrica al oriente de la ciudad de Mexicali, al igual que la Central Eléctrica Ciclo Combinado San Luis Río Colorado (CCC SLRC) en el sitio Ejido San Luis y de igual forma con la infraestructura necesaria para la interconexión en la zona San Luis Río Colorado.

En la Figura 10.3.11.1 se muestra un diagrama simplificado de la infraestructura eléctrica en el ámbito del SIBC con la entrada en operación de las Centrales de Ciclo Combinado hacia el año 2024 y la red eléctrica principal asociada a los proyectos estratégicos.



Figura 10.3.11.1. Diagrama simplificado de la Infraestructura eléctrica en el ámbito de la GCRBC al 2024



La SENER ha instruido a CFE Transmisión la realización de varios proyectos que incrementarán las obras de infraestructura eléctrica y que modificarán sustancialmente la red de transmisión en el ámbito del SIBC en el mediano plazo, como lo es el proyecto El Arrajal, refuerzos internos en la red de transmisión y adiciones de transformación en la zona Tijuana y los refuerzos de transmisión por la incorporación de las Centrales Eléctricas en las zonas Mexicali y San Luis Río Colorado que resulta en una nueva LT para el Enlace Costa – Valle que acercará

eléctricamente las zonas Mexicali y Tijuana, lo que fortalecerá y permitirá atender el crecimiento futuro en los requerimientos en la demanda eléctrica de Baja California.

Una problemática que se ha observado en los últimos años ha sido el incremento en los valores de Nivel de Corto Circuito, derivado de tener una interconexión síncrona entre Baja California y el WECC, ya que se tiene un sistema eléctrico muy robusto y por consiguiente con altos valores de la corriente de corto circuito. Por tanto, se

han realizado obras en las SE Otay Mesa e Imperial Valley que han permitido reducir la aportación proveniente del sistema de Estados Unidos al SIBC.

Sin embargo, debido al crecimiento y desarrollo del SIBC, la concentración de generación en las SE Presidente Juárez y La Rosita, así como la incorporación de los proyectos estratégicos de generación de Ciclo Combinado, se requiere el remplazo de equipos de interrupción que han sido rebasados en la capacidad de diseño al presentarse una corriente de corto circuito de mayor magnitud.

Actualmente, se tienen equipos de interrupción con una antigüedad mayor a los 30 años y que deben ser reemplazados para mantener la confiabilidad y seguridad en el SIBC. Además, se tienen interruptores que ya han sido rebasados en su capacidad interruptiva de diseño. Por lo anterior, se identifican problemáticas en el equipo eléctrico primario en diversas SE derivado de la configuración topológica natural en el sistema eléctrico existente en el nivel de 161 kV y 69 kV que deben ser reemplazados en el corto plazo.

Además, en el mediano plazo, con la incorporación de Centrales Eléctricas de generación, LT y/o modificaciones en la topología en la infraestructura eléctrica en el SIBC, será necesario reemplazar interruptores en la SE Presidente Juárez en 230 kV en 2023 y la SE La Rosita en el nivel de 230 kV en 2024. Sin embargo, el presente proyecto únicamente considera reemplazar los equipos de interrupción que se encuentran rebasados en su capacidad interruptiva en la actualidad, de manera que, en el mediano plazo con la incorporación de la nueva infraestructura de transmisión y generación en el SIBC, se ha asociado

el reemplazo de los equipos que resulten con valores superiores a su capacidad interruptiva nominal pero como Obras de Refuerzo de los proyectos estratégicos de generación para su entrada en operación Confiable y segura.

En el Cuadro 10.3.11.1 se presenta un resumen de los niveles de corto circuito para los años 2022 a 2026, se puede apreciar una evolución en los NCC a través de los años. Como resultado se identificaron los interruptores que deben ser reemplazados.

Con la entrada en operación de la CCC GOR en 2023, se tiene un incremento en el NCC en varias SE. Como resultado del análisis de corto circuito se tiene que, 19 interruptores de la SE Presidente Juárez en el nivel de tensión de 230 kV son los que presentan sobrecargas debido a la entrada de la infraestructura eléctrica requerida para la interconexión de la Central Eléctrica a la red, esto resulta principalmente por la nueva LT del Enlace Costa – Valle que acerca eléctricamente las zonas Tijuana y Mexicali. El reemplazo de estos equipos de interrupción serán refuerzos asociados al proyecto estratégico de generación y no serán considerados para su sustitución con este proyecto.

Para el año 2024 se espera la entrada en operación la CCC SLRC. De igual forma, se tiene un incremento en los NCC, siendo la SE La Rosita la que presenta mayores afectaciones, llegando a valores superiores a 40 kA. Como resultado del análisis de corto circuito se tiene que, 17 interruptores de la SE La Rosita en el nivel de tensión de 230 kV tienen que ser reemplazados y asociados como Obras de Refuerzo asociados al proyecto estratégico de

generación y no serán considerados para su sustitución con este proyecto.

**Cuadro 10.3.11.1. Niveles de Corto Circuito, evolución en los casos de estudio de 2022 a 2026**

Elementos Identificados				2022 Obras PAMRNT 20-34		2023 (CC-GOR) Costa - Valle		2024 (CC-SLRC) Cambio 230 kV		2026 (CC-SLRC) Arreglo SE TJI		
Subestación Eléctrica	Tensión (kV)	Capacidad mínima Interruptiva / # interruptores (kA) / (Cantidad)		NCC Máximo (kA)	Icc 3F	Icc L-G	Icc 3F	Icc L-G	Icc 3F	Icc L-G	Icc 3F	Icc L-G
Centro	161	19.3	1	26.2	21.1	20.6	25.3	23.4	26.2	24.0	26.2	24.0
Lago	69	20	3	22.4	17.1	12.8	17.5	13.0	17.4	13.0	22.4	15.4
La Mesa	69	25	1	29.9	25.1	18.7	26.2	19.3	26.0	19.3	29.9	21.3
Metrópoli Potencia	69	25	11	49.7	36.0	36.8	37.2	37.8	37.2	38.0	42.0	49.7
Panamericana Potencia	69	40	10	53.0	38.6	40.7	46.2	53.0	42.8	50.6	43.4	51.2
Presidente Juárez	230	40	19	41.2	31.4	39.3	32.7	40.7	32.9	40.9	32.9	41.2
Río	69	20	1	27.0	24.4	16.9	27.0	18.4	26.5	19.5	26.8	19.8
Río Nuevo	161	19	1	22.2	18.5	16.1	21.6	17.7	22.2	18.1	22.2	18.1
La Rosita	230	40	17	40.6	32.9	32.7	38.7	36.9	40.6	38.2	40.6	38.2
Rubí	69	31.5	8	45.9	33.7	34.1	35.4	35.4	35.1	35.4	40.5	45.9
Tijuana I	69	31.5	17	55.3	37.6	39.6	47.3	54.2	47.5	54.6	47.1	55.3
<b>Total de interruptores</b>			<b>89</b>									

Como primer resultado se identifican 53 interruptores que presentan un NCC que rebasa su capacidad interruptiva nominal en distintas SE. En el Cuadro 10.3.11.2 se identifican los interruptores con afectaciones en la siguientes SE: Centro y Río Nuevo en 161 kV y Lago, La Mesa, Métrópoli Potencia,

Panamericana Potencia, Río, Rubí y Tijuana I en 69 kV.

Los valores del NCC a la que llegarían las SE hacia el año 2022, previo a la entrada en operación de las CCC GOR y SLRC se muestra también en el Cuadro 10.3.11.2.

Cuadro 10.3.11.2. Interruptores de potencia con sobrecarga previo a la entrada de las CCC González Ortega y San Luis Río Colorado

Subestación Eléctrica	Tensión (kV)	Número de Interruptor	Capacidad Interruptiva (kA)	Antigüedad (años)	NCC Máx. (kA)	Identificación de elementos
Centro	161	83180	19.3	50	26.23	LT a RIN-161
Lago	69	62100	20	30	22.38	LGO-TR-10
		63470	20	30		LT a TJI-69
		63660	20	30		LT a Tuscadora
La Mesa	69	65040	25	49	29.92	Capacitor
Metrópoli Potencia	69	62300	25	26	49.70	MEP-TR-30 230/69
		63480	25	23		LT a TJI-69
		63590	25	26		LT a SIO-69
		63720	25	26		LT a DRA-69
		63790	25	23		LT a HYU-69
		67990	25	26		Interruptor de amarre
		62500	31.5	21		MEP-TR-50 230/69
		63770	31.5	12		LT a HRA-69
		63780	31.5	12		LT a FLO-69
		62100	40	6		MEP-TR-10
Panamericana Potencia	69	62400	40	12	52.99	MEP-TR-40
		62100	40	9		PAP-TR-10 230/69
		62200	40	14		PAP-TR-20 230/69
		63130	40	9		LT a DRA-69
		63460	40	9		LT a LMS-69
		63540	40	9		LT a PAF-69
		63620	40	9		LT a P. Pacifico-69
		63640	40	11		LT a HMO-69
		63650	40	11		LT a HMO-69
		63710	40	9		LT a TEE-69
67990	40	9	Interruptor de amarre			
Río	69	63690	20	39	26.99	LT a GER-69
Río Nuevo	161	87990	19	37	22.20	Interruptor de amarre
Rubí	69	62100	31.5	20	45.93	RUB-TR-10 230/69
		62200	31.5	16		RUB-TR-20
		62300	31.5	16		RUB-TR-30
		63110	31.5	16		LT a CNA-69
		63570	31.5	16		LT a GER-69
		63580	31.5	16		LT a PAF-69
		63610	31.5	16		LT a TEE-69
		67990	31.5	16		Interruptor de amarre
Tijuana I	69	62400	31.5	9	55.30	TJI-TR-40 230/69
		63190	31.5	6		LT a INA-69
		63480	31.5	21		LT a MEP-69
		63670	31.5	19		LT a FTA-69
		63680	31.5	19		LT a FTA-69
		67990	31.5	6		Interruptor de amarre
		62100	40	12		TJI-AT-10 230/69
		62200	40	27		TJI-AT-20 230/69
		62300	40	27		TJI-TR PRESIDENTES
		62500	40	48		TJI-TR-50
		62600	40	48		TJI-TR-60
		63180	40	15		LT a LMS-69
		63210	40	27		LT a INA-69
		63470	40	23		LT a LGO-69
		63510	40	16		LT a FCO-69
		63760	40	27		LT a HRA-69
65010	40	19	Capacitor			
<b>Total de interruptores</b>						<b>53</b>

### Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

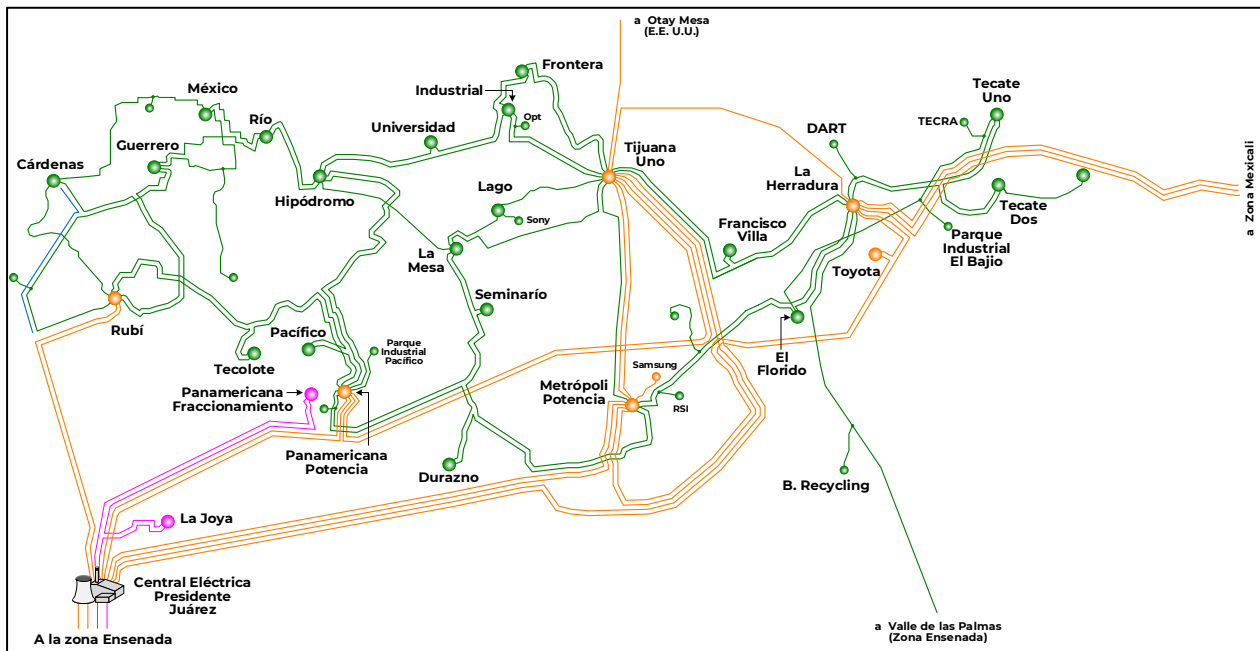
Por las condiciones operativas del comportamiento eléctrico en la infraestructura del SIBC, las condiciones físicas de los equipos de mayor antigüedad y las sobrecargas en equipo de interrupción derivado de la incorporación de nueva infraestructura en la RNT y las RGD del MEM, particularmente en la zona Tijuana y principalmente en las SE de potencia que cuentan con equipo de transformación con relación 230/115/69 kV se ha identificado una alternativa que soluciona la problemática. La Figura 10.3.11.2 muestra el diagrama geográfico de la zona Tijuana donde se ubica la mayoría de los equipos a sustituir.

Es de suma importancia realizar el reemplazo de estos equipos de

interrupción ya que, al estar expuestos a corrientes de corto circuito mayores a la capacidad nominal, pudieran sufrir explosiones y riesgos en los equipos adyacentes de la SE.

Finalmente, se propone como alternativa única la sustitución de los interruptores debido a que la expansión de la red de transmisión en el nivel de 69 kV para el mediano plazo de la zona Tijuana y Tecate considera un cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV en toda la zona, únicamente el corredor entre Tecate y Ensenada sobre el Valle de Guadalupe se mantendrá en 69 kV. Por lo anterior, los nuevos equipos de interrupción se han considerado con un aislamiento en 115 kV y una capacidad suficiente para que permanezcan en operación durante su vida útil y al mismo tiempo están alineados a la expansión en la red de transmisión en el largo plazo.

Figura 10.3.11.2. Diagrama geográfico de la zona Tijuana en 2024



## Alternativa 1

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

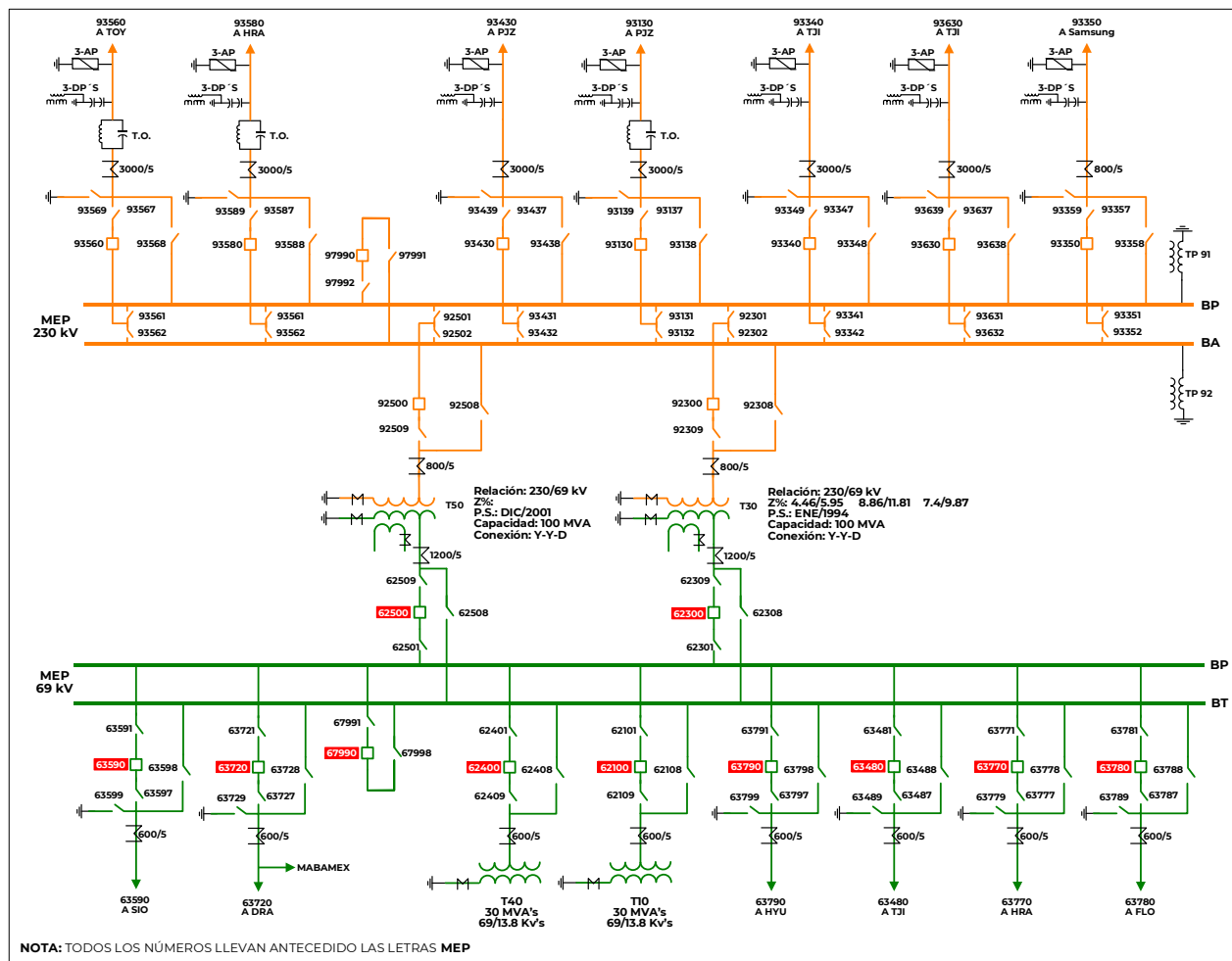
### Equipo en Subestación Eléctrica:

- Sustitución de equipo eléctrico primario, el cual rebasó su capacidad interruptiva de corto circuito en las SE: Centro y Río Nuevo en 161 kV, Lago, La Mesa, Metrópoli Potencia, Panamericana Potencia, Río, Rubí y Tijuana I aislados en 115 kV con operación inicial en 69 kV.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024.

En la Figura 10.3.11.3 se muestra un diagrama unifilar, a manera de ejemplo, de la SE Metrópoli Potencia, en el cual se pueden identificar los interruptores de potencia que requieren ser sustituidos al rebasar su capacidad interruptiva.

Figura 10.3.11.3. Diagrama Unifilar de la Subestación Eléctrica Metrópoli Potencia



## Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene un costo de inversión estimado de **116.9 millones de pesos de 2020** (5.4 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

El Cuadro 10.3.11.3 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, los valores mostrados de capacidad interruptiva, en kA, debe ser de mayor

capacidad a los valores comerciales debido a que las magnitudes de corto circuito a mediano plazo continúan en ascenso y resultarán ser mayores a 50 kA en el nivel de 69 kV en las SE Metrópoli Potencia, Tijuana I, Panamericana Potencia y Rubí. Los equipos de interrupción deberán contar con aislamiento en 115 kV ya que en un futuro será posible realizar el cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV en la zona Tijuana.

**Cuadro 10.3.11.3. Obras de Equipos en Subestación Eléctrica de la Alternativa 1**

Subestación Eléctrica	Cantidad	Tipo de Obra	Capacidad (kA)	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Centro	1	Interruptor	40	161	abr-21	abr-24	2.3
Lago /1,2	3	Interruptor	40	115	abr-21	abr-24	4.8
La Mesa /1,2	1	Interruptor	40	115	abr-21	abr-24	1.6
Metrópolis Potencia /1	11	Interruptor	60	115	abr-21	abr-24	24.9
Panamericana Potencia /1	10	Interruptor	60	115	abr-21	abr-24	22.6
Río /1,2	1	Interruptor	40	115	abr-21	abr-24	1.6
Río Nuevo	1	Interruptor	40	161	abr-21	abr-24	2.3
Rubí /1	8	Interruptor	60	115	abr-21	abr-24	18.1
Tijuana I /1	17	Interruptor	60	115	abr-21	abr-24	38.5
<b>Total</b>	<b>53</b>						<b>116.9</b>

1/ Operación Inicial en 69 kV

2/ Interruptor proveniente de otra Subestación Eléctrica

## Alternativa propuesta

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad se concluye que la **Alternativa 1** es la única opción que da solución a la problemática de

violación en la capacidad interruptiva de interruptores de potencia en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California y se adapta a la expansión de la RNT en las zonas Tijuana y Tecate en el largo plazo.

## M21-BS1 Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos

### Diagnóstico operativo

El Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS) opera en forma aislada del SIN y del resto de los sistemas eléctricos en el país, dividiéndose en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos. La zona Los Cabos comprende a las ciudades de San José del Cabo y Cabo San Lucas en el municipio de Los Cabos. Estas ciudades tienen una demanda de energía eléctrica equivalente al 50% del total de la demanda SIBCS.

El crecimiento de la demanda en zona Los Cabos ha tenido un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones de Centros de Carga de índole turística entre los que destacan hoteles, centros comerciales y el crecimiento poblacional. Además, se proyectan plantas desaladoras para resolver la problemática de agua potable que tiene el estado de Baja California Sur.

El Suministro Eléctrico a la zona Los Cabos se realiza a través de la importación de energía desde la zona La Paz, en donde se concentra la generación de menor costo de producción que permite abastecer la zona Los Cabos por medio del enlace de transmisión La Paz – Los Cabos integrado por dos LT en 230 kV, desde la SE Olas Altas a la SE El Palmar, y la LT en 115 kV, desde la SE El Triunfo hasta la SE Santiago.

En 2022 está proyectada la entrada en operación de la SE Buena Vista en 115 kV, por tanto, la LT en 115 kV que complementa el enlace de transmisión mencionado se actualizaría al

conectarse desde la SE El Triunfo a la SE Buena Vista.

La energía proveniente de la zona La Paz se distribuye hacia la zona Los Cabos a través de equipos de transformación instalados en la SE El Palmar y en la SE Turbogás Los Cabos con relación de transformación 230/115 kV, de tal forma que, en la zona Los Cabos se forman dos anillos en 115 kV. En el primero se encuentran las SE Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y Cabo del Sol y el segundo se integra por las SE Cabo Real, Palmilla y San José del Cabo. Adicionalmente se tiene una LT en 115 kV proveniente de la SE El Triunfo que suministra el enlace de transmisión en 115 kV a las SE Buenavista, Santiago, Aeropuerto San José y Monte Real.

En el año 2024 está proyectada la entrada de un tercer banco de transformación en la SE El Palmar con capacidad de 100 MVA y relación de transformación 230/115 kV y la LT El Palmar – Monte Real en 115 kV. Con este proyecto se soluciona la problemática de capacidad de transformación en condiciones de red completa y ante contingencia del disparo de alguno de los dos bancos de transformación existentes en la SE El Palmar.

Para el mismo año se programó la adición de compensación capacitiva en el enlace de transmisión en 115 kV desde la SE El Triunfo y la SE San José del Cabo debido a que ante el disparo de la LT Monte Real – San José del Cabo las magnitudes de voltaje en las SE de dicho corredor presentaban abatimientos de voltaje fuera de límites operativos.

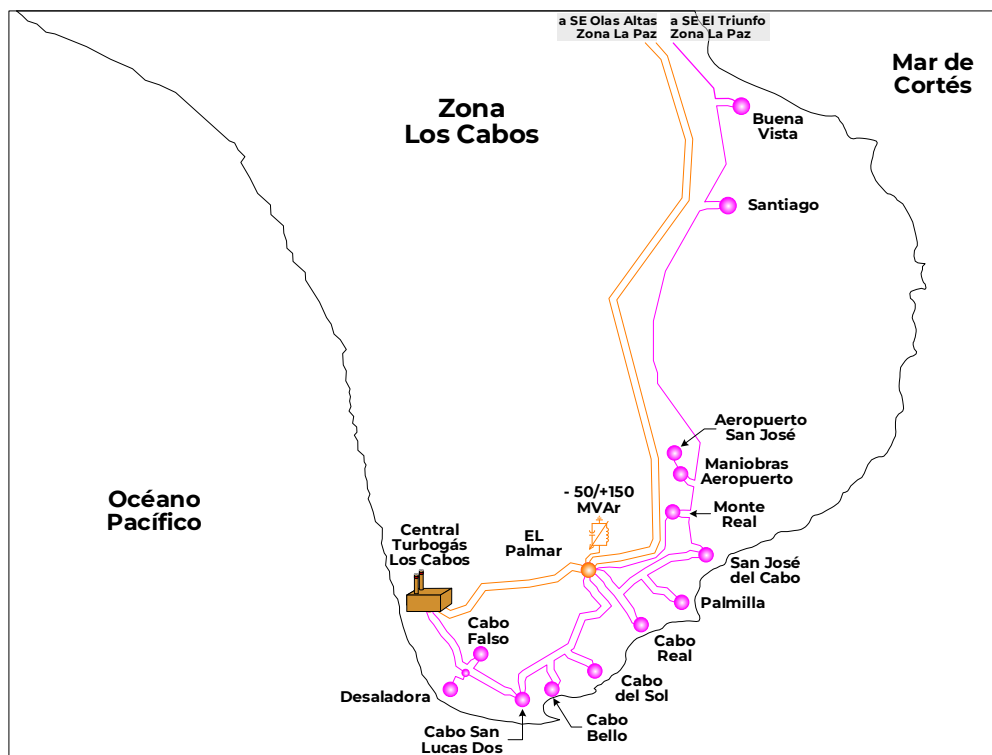


Considerando la nueva infraestructura de generación que se instalará en la zona La Paz que incluye Unidades de Central Eléctrica aeroderivadas y de ciclo combinado que utilizarán gas natural como combustible, se tendrán menores costos de producción que impactará en la utilización de las Unidades de Central Eléctrica turbogás que consumen diésel que se encuentran instaladas en la Central Turbogás Los Cabos. Por tanto,

las Unidades de esta Central Eléctrica no se dispondrán para condiciones normales de operación y se utilizarán en condiciones de emergencia hasta que se tenga la infraestructura suficiente de transmisión y compensación que permitan el suministro de energía eléctrica desde la zona La Paz.

En la Figura 10.3.12.1 se muestra la infraestructura eléctrica de la zona Los Cabos en 2025.

Figura 10.3.12.1. Diagrama geográfico en la zona Los Cabos en 2025



Al no considerar la operación las Unidades de la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos, no se tendrá localmente aportación de potencia reactiva, por lo que el CEV de la SE El Palmar será la única fuente dinámica para el soporte de voltaje en la zona. Esta condición disminuye el rango su capacidad de soporte de tensión ante contingencias, en la red de 230 kV o del CEV, que resulta en una disminución de

la capacidad de suministro de la demanda y afecta la calidad de voltaje en la zona Los Cabos.

Actualmente las SE que cuentan con compensación capacitiva en la zona Los Cabos son: Cabo San Lucas Dos que originalmente tenía instalado un banco de capacitores de 15 MVAR que se ha degradado a 10.5 MVAR, lo mismo sucede con Cabo Bello que ahora

cuenta con 9.0 MVAR y San José del Cabo con un capacitor degradado a 6.0 MVAR, según la última información proporcionada por CFE Transmisión.

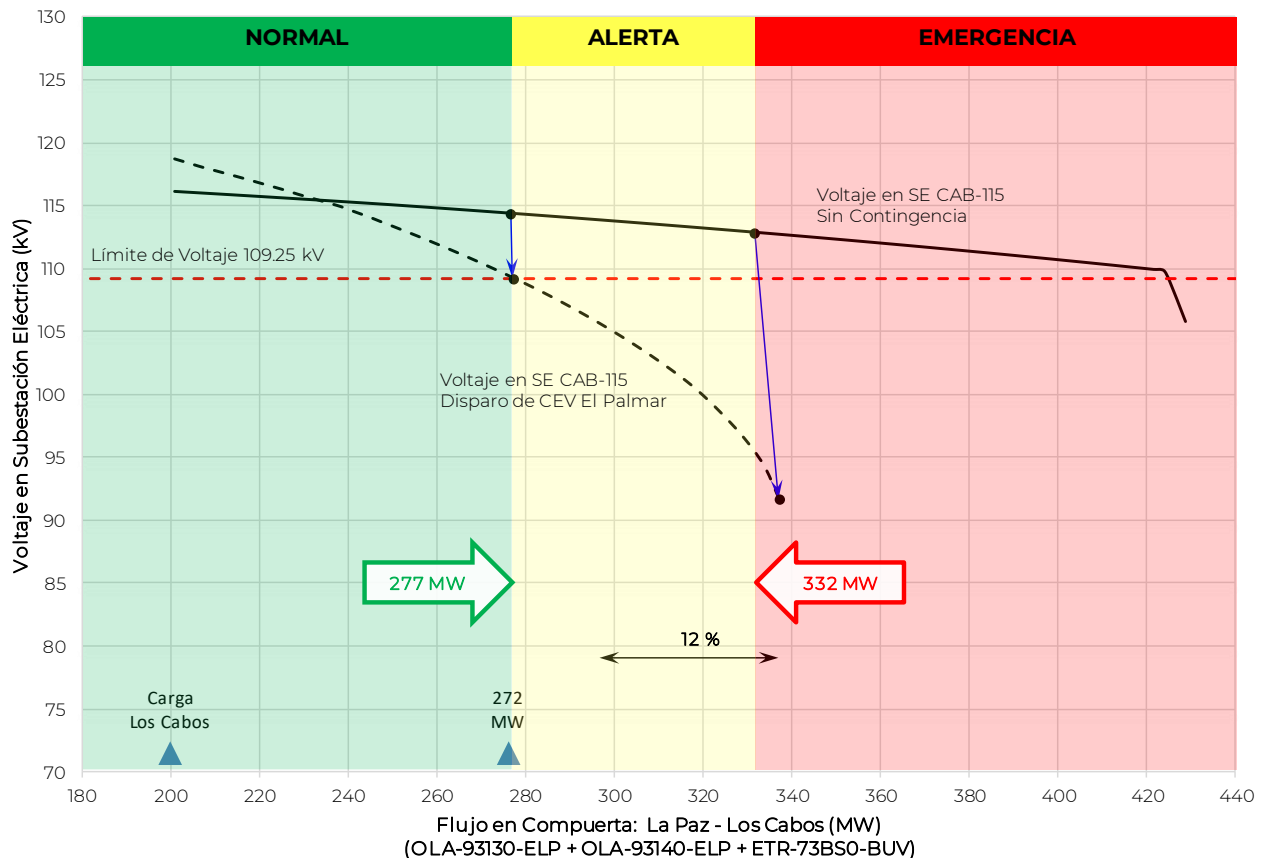
Con las consideraciones antes mencionadas, se desarrollaron estudios de flujos de potencia y curvas características de Potencia-Voltaje (P-V) en condiciones de red completa y ante contingencia.

Se detectan dos contingencias críticas que limitan la capacidad de transmisión

en el enlace La Paz – Los Cabos por caída de voltaje al sur de la zona Los Cabos.

La contingencia más severa resulta el disparo del CEV El Palmar. En la Figura 10.3.12.2 se muestra la curva P-V en la SE Cabo Bello en 115 kV en donde se aprecia que el límite de transmisión pre-contingencia en la compuerta La Paz – Los Cabos es de 277 MW, equivalente a prácticamente a la carga pronosticada en la zona Los Cabos en 2023 (272 MW).

Figura 10.3.12.2. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Sin Proyecto)



Descripción de las alternativas de proyecto que atienden la problemática identificada

Por las condiciones operativas previstas en 2024, en donde se pretende únicamente despachar las Unidades de la Central Eléctrica Turbogás Los Cabos en condición de emergencia, se proponen dos alternativas para resolver la problemática de falta de compensación de potencia reactiva en la zona Los Cabos para que los niveles de voltaje se mantengan dentro de límites operativos.

#### Alternativa 1

##### Compensación:

- Modernización del banco de capacitores instalado en la SE Cabo San Lucas Dos incrementando a una capacidad de 22.5 MVAR en 115 kV.
- Modernización del banco de capacitores instalado en la SE Cabo Bello incrementando a una capacidad de 22.5 MVAR en 115 kV.
- Modernización del banco de capacitores instalado en la SE San

José del Cabo incrementando a una capacidad de 22.5 MVAR en 115 kV.

#### Alternativa 2

##### Compensación:

- Equipo de compensación dinámica con una capacidad de +30/0 MVAR.
- Modernización del banco de capacitores instalado en la SE San José del Cabo incrementado a una capacidad de 30 MVAR en 115 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 2024.

En las Figuras 10.3.12.3 y 10.3.12.4 se muestran los diagramas unifilares simplificados de la zona Los Cabos para las alternativas propuestas, en trazo punteado y sombreados color gris se indican las obras propuestas.

Figura 10.3.12.3. Diagrama Unifilar Simplificado de la zona Los Cabos para la Alternativa 1

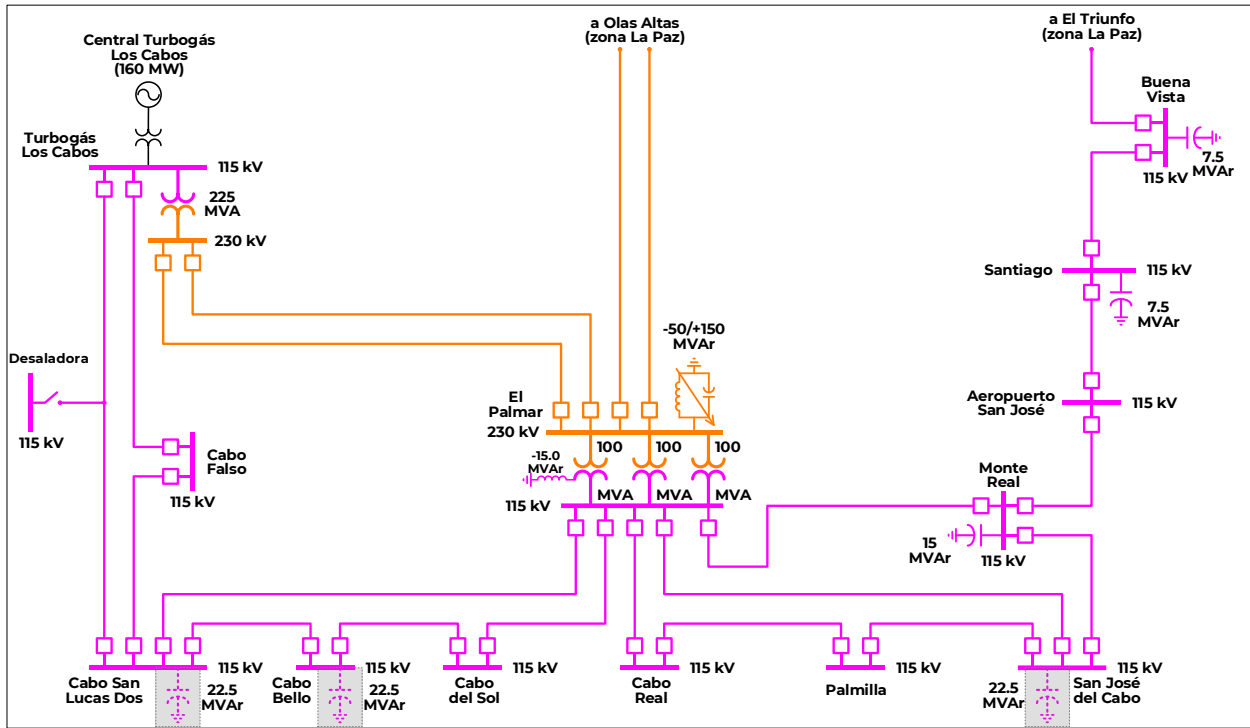
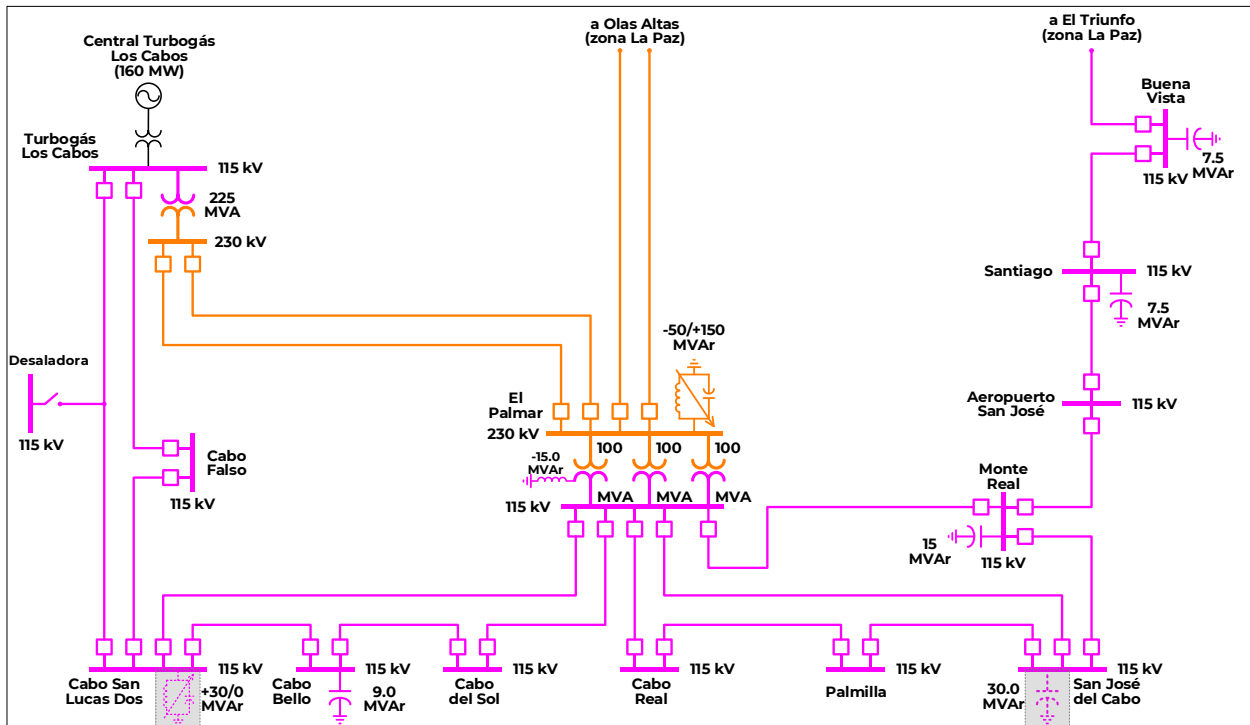


Figura 10.3.12.4. Diagrama Unifilar Simplificado de la zona Los Cabos para la Alternativa 2



## Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas

La Alternativa 1 tiene costo de inversión estimado de **34.8 millones de pesos de 2020** (1.6 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Esta alternativa consta en la modernización de los bancos de capacitores para incrementar su capacidad a un total de 67.5 MVar.

El Cuadro 10.3.12.1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

**Cuadro 10.3.12.1. Obras de compensación de la Alternativa 1**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
Cabo San Lucas Dos MVar (modernización)	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	11.6
Cabo Bello MVar (modernización)	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	11.6
San José del Cabo MVar (modernización)	Capacitor	115	22.5	abr-24	abr-24	11.6
<b>Total</b>			<b>67.5</b>			<b>34.8</b>

La **Alternativa 2** tienen costo de inversión estimado de **93.6 millones de pesos de 2020** (4.4 millones de dólares considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

El Cuadro 10.3.12.2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

**Cuadro 10.3.12.2. Obras de compensación de la Alternativa 2**

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Costo de Inversión (Millones de Pesos)
San José del Cabo MVar (modernización)	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24	11.7
Cabo San Lucas Dos Compensación Dinámica	Compensación Dinámica	115	0 (Ind.) / 30 (Cap.)	abr-24	abr-24	81.8
<b>Total</b>			<b>60.0</b>			<b>93.6</b>

Ind. Inductivo  
Cap. Capacitivo

## Indicadores técnicos y económicos

La Figura 10.3.12.5 muestra las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de 2025 en la zona Los Cabos en condiciones de red completa. Se aprecia una demanda de 300 MW aproximadamente y todos los elementos se encuentran operando dentro de la normalidad. Ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa del disparo del CEV El Palmar en 230 kV, los voltajes caen a

valores por debajo de límites operativos. Dicho comportamiento se presenta en la Figura 10.3.12.6.

Debido a los bajos voltajes que se presentan ante el disparo del CEV El Palmar, es necesario aplicar EAR. El corte de carga requerido en el área de influencia es de 23 MW, por lo que no se podría atender la demanda de verano 2025. Esta condición operativa se muestra en la Figura 10.3.12.7.

Figura 10.3.12.5. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

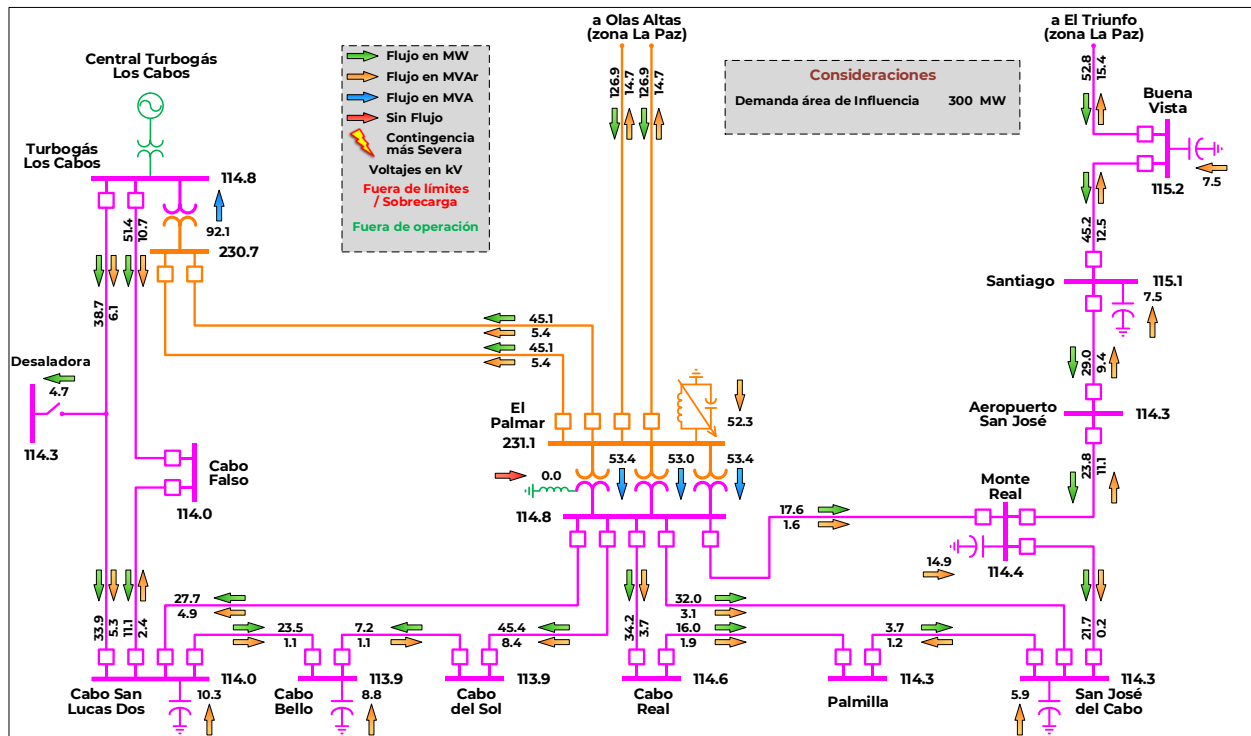


Figura 10.3.12.6. Condiciones operativas post-contingencia del CEV El Palmar previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto)

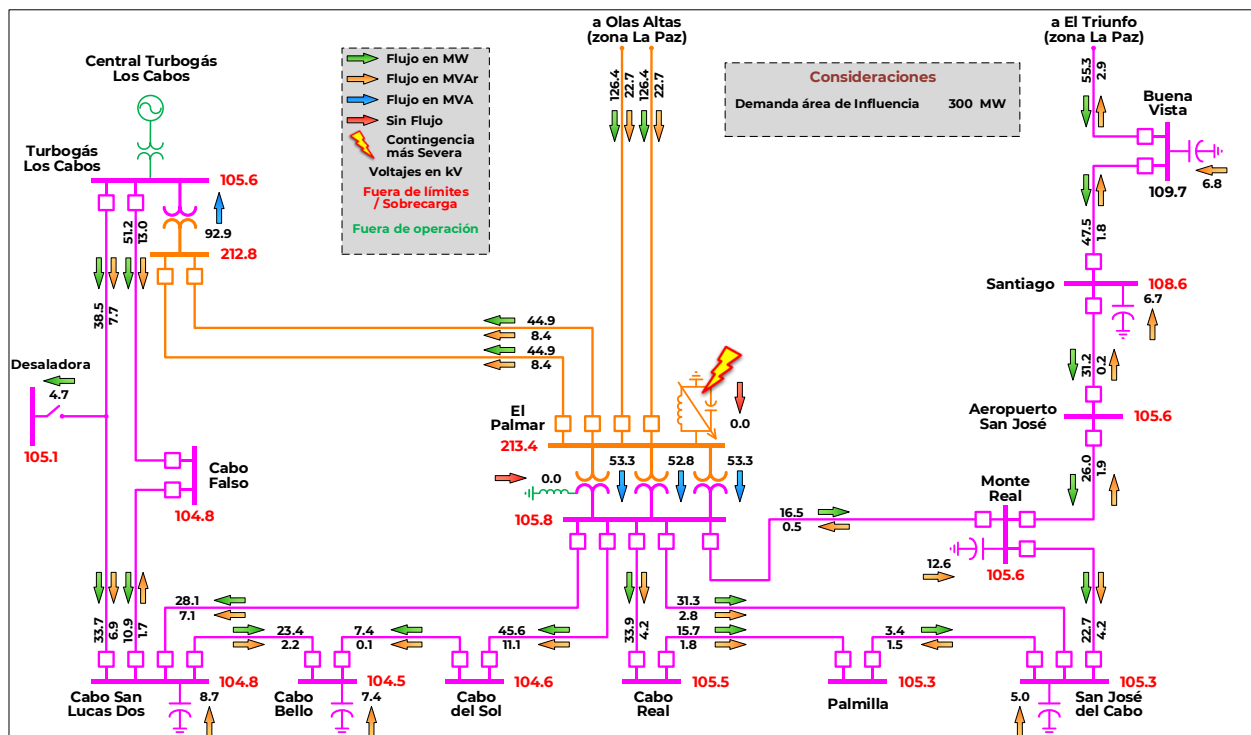
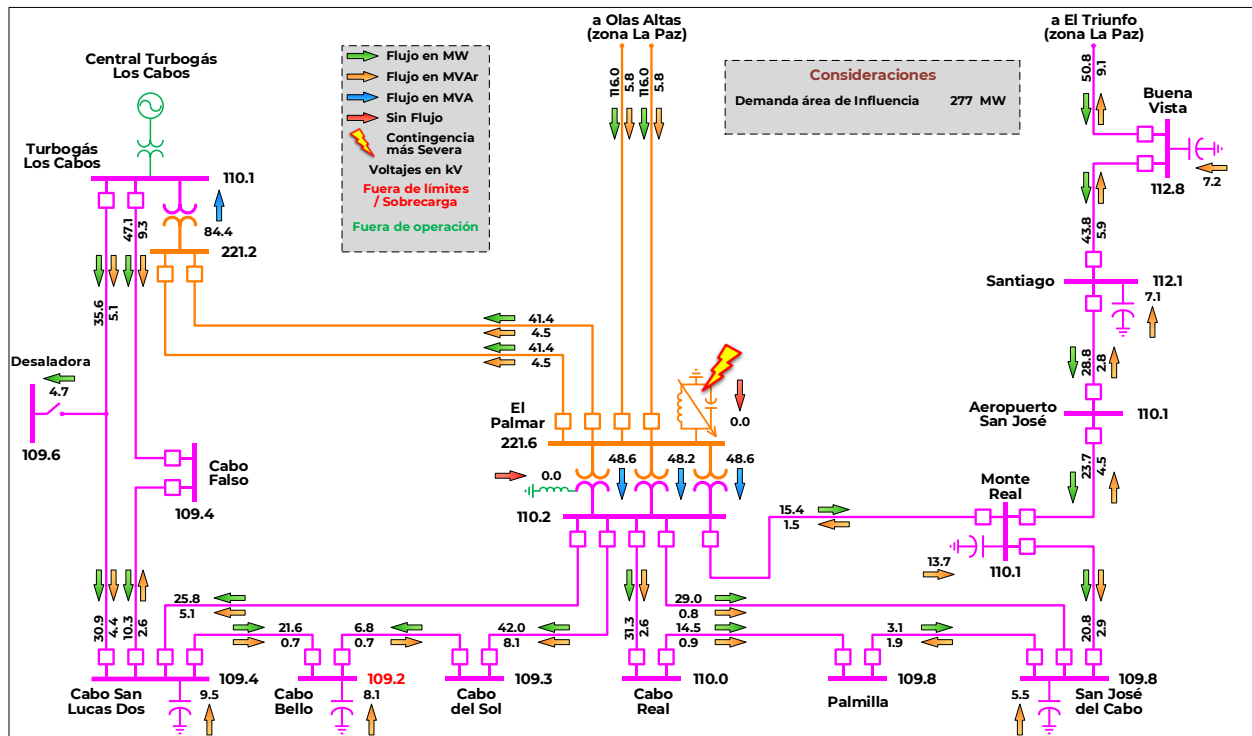


Figura 10.3.12.6. Condiciones operativas post-contingencia del CEV El Palmar previstas en 2025 en el área de influencia (Sin Proyecto y Corte de Carga)



Con las alternativas propuestas se podrá incrementar la Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en la zona Los Cabos.

Las Figuras 10.3.12.8 y 10.3.12.9 muestran los escenarios de la Alternativa 1 en condiciones de red completa y ante contingencia crítica respectivamente. Se aprecia que, ningún elemento de transmisión, transformación o voltajes

en SE presentan magnitudes fuera de límites operativos.

En la Figura 10.3.12.10 se muestra la curva P-V para el escenario con la Alternativa 1. Se aprecia que la SE más débil es Cabo Falso en 115 kV, mientras que la capacidad de transmisión del enlace La Paz Los Cabos aumenta a 314 MW, considerando un margen de seguridad del 12%.

Figura 10.3.12.8. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

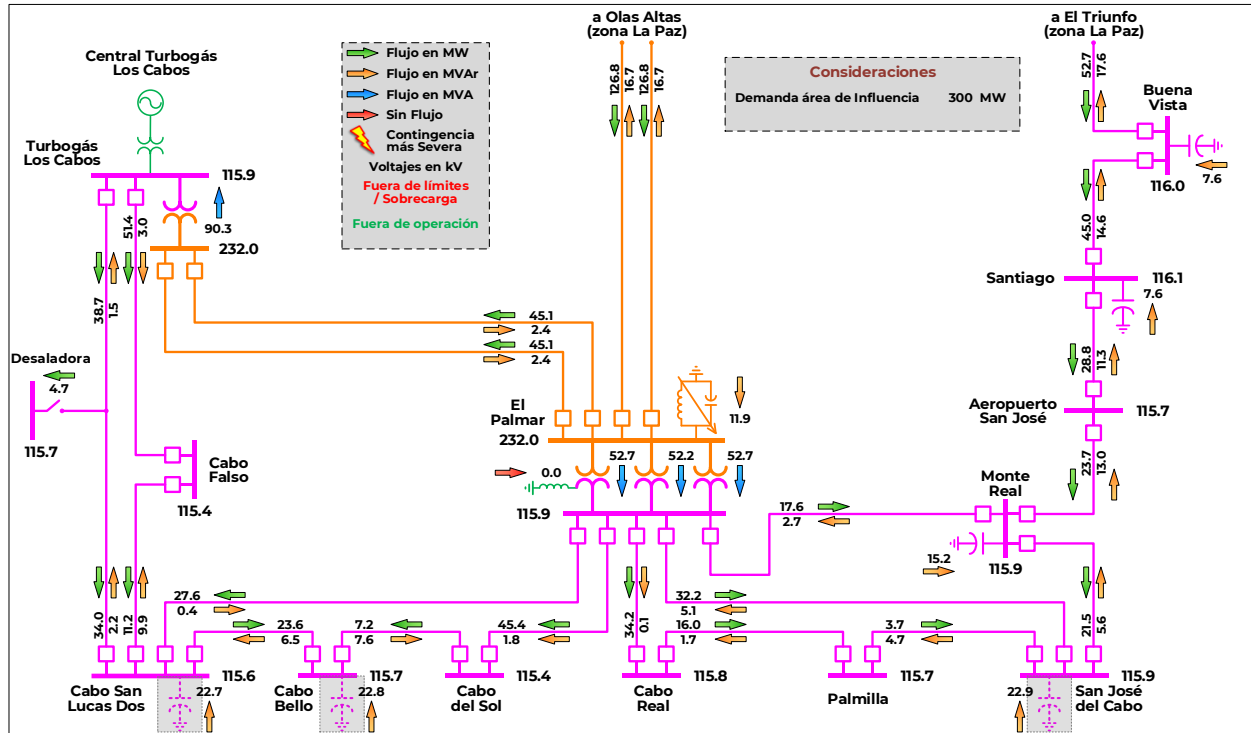


Figura 10.3.12.9. Condiciones operativas post-contingencia del CEV El Palmar previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 1)

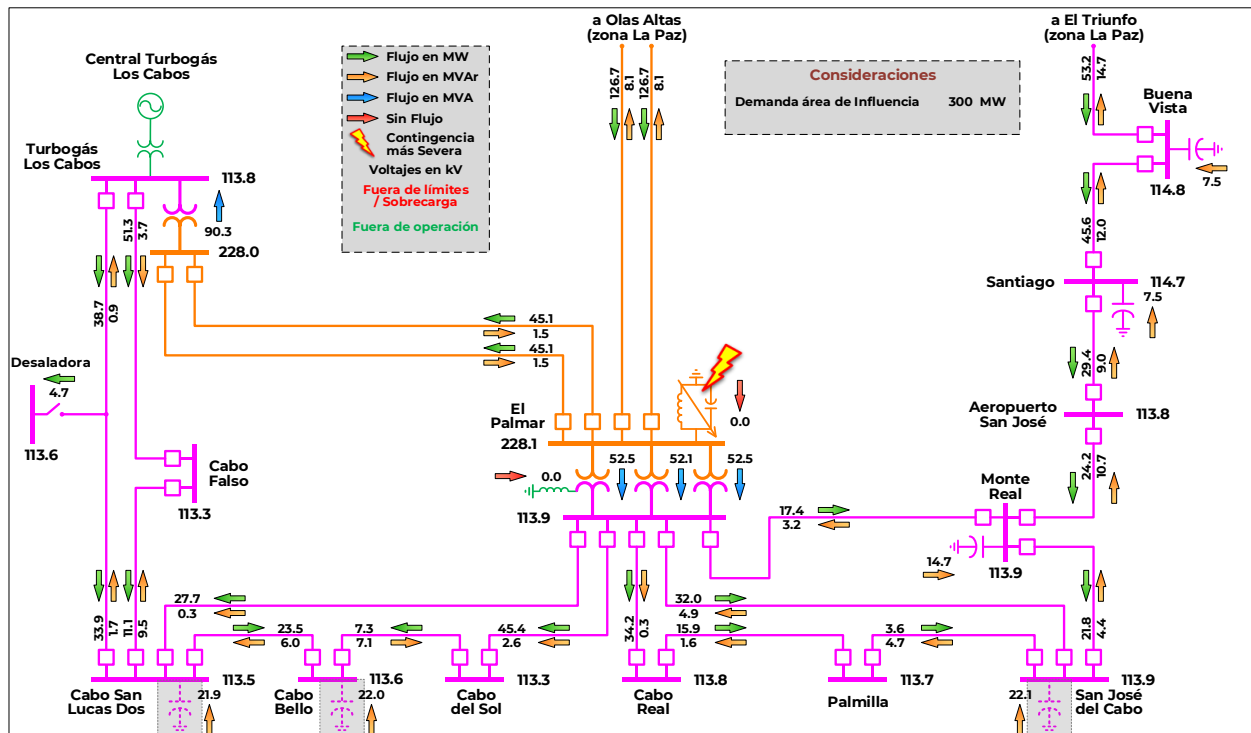
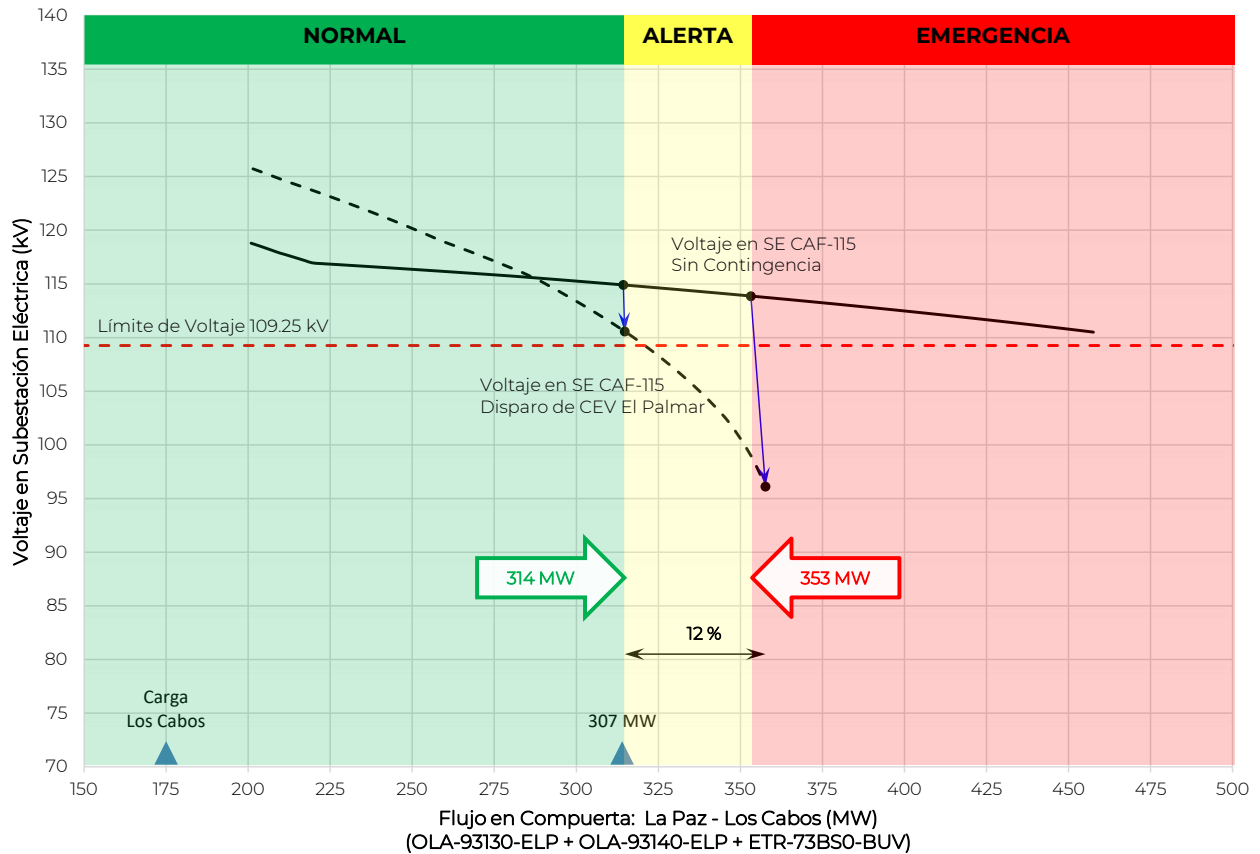




Figura 10.3.12.10. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Alternativa 1)



Las Figuras 10.3.12.11 y 10.3.12.12 muestran los escenarios de la Alternativa 2 en condiciones de red completa y ante contingencia crítica respectivamente. Se aprecia que, ningún elemento de transmisión, transformación o voltajes en SE presentan magnitudes fuera de límites operativos.

En la Figura 10.3.12.13 se muestra la curva P-V para el escenario con la Alternativa 2. Se aprecia que la SE más débil es Cabo del Sol en 115 kV, mientras que la capacidad de transmisión del enlace La Paz Los Cabos aumenta a 328 MW, considerando un margen de seguridad del 12%.

Figura 10.3.12.11. Condiciones operativas pre-contingencia previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

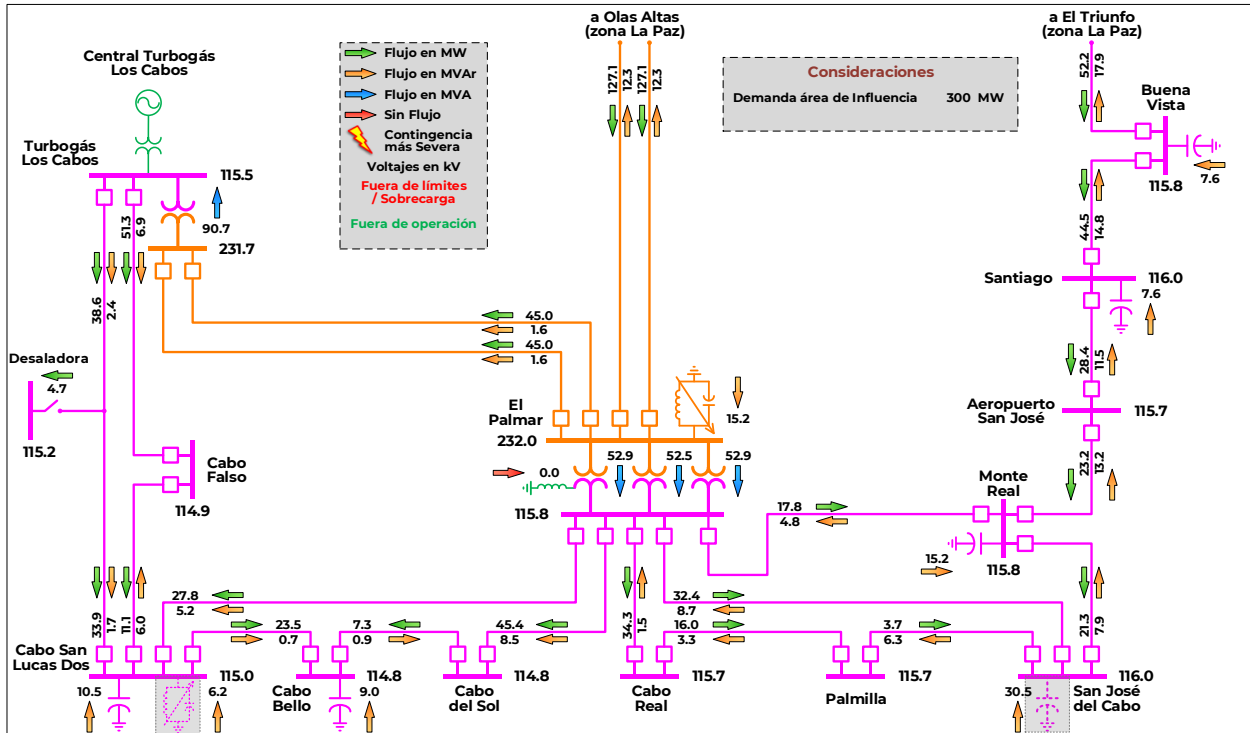


Figura 10.3.12.12. Condiciones operativas post-contingencia del CEV El Palmar previstas en 2025 en el área de influencia (Alternativa 2)

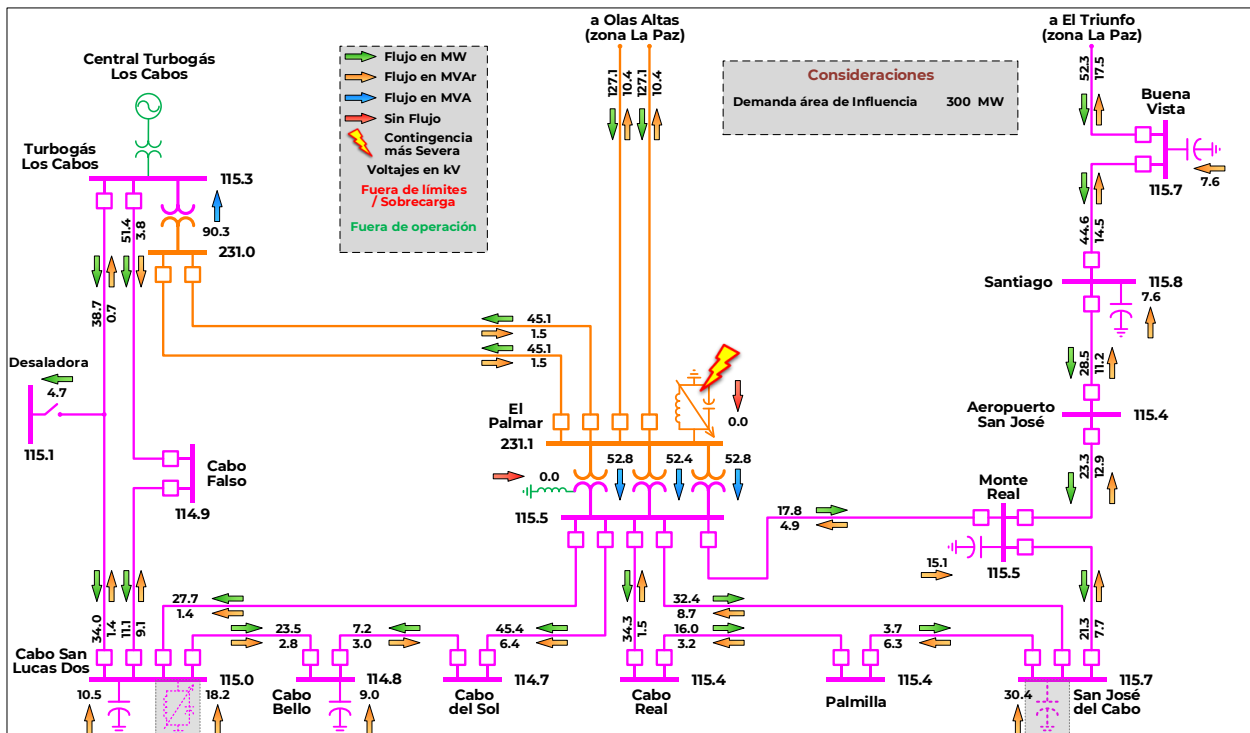
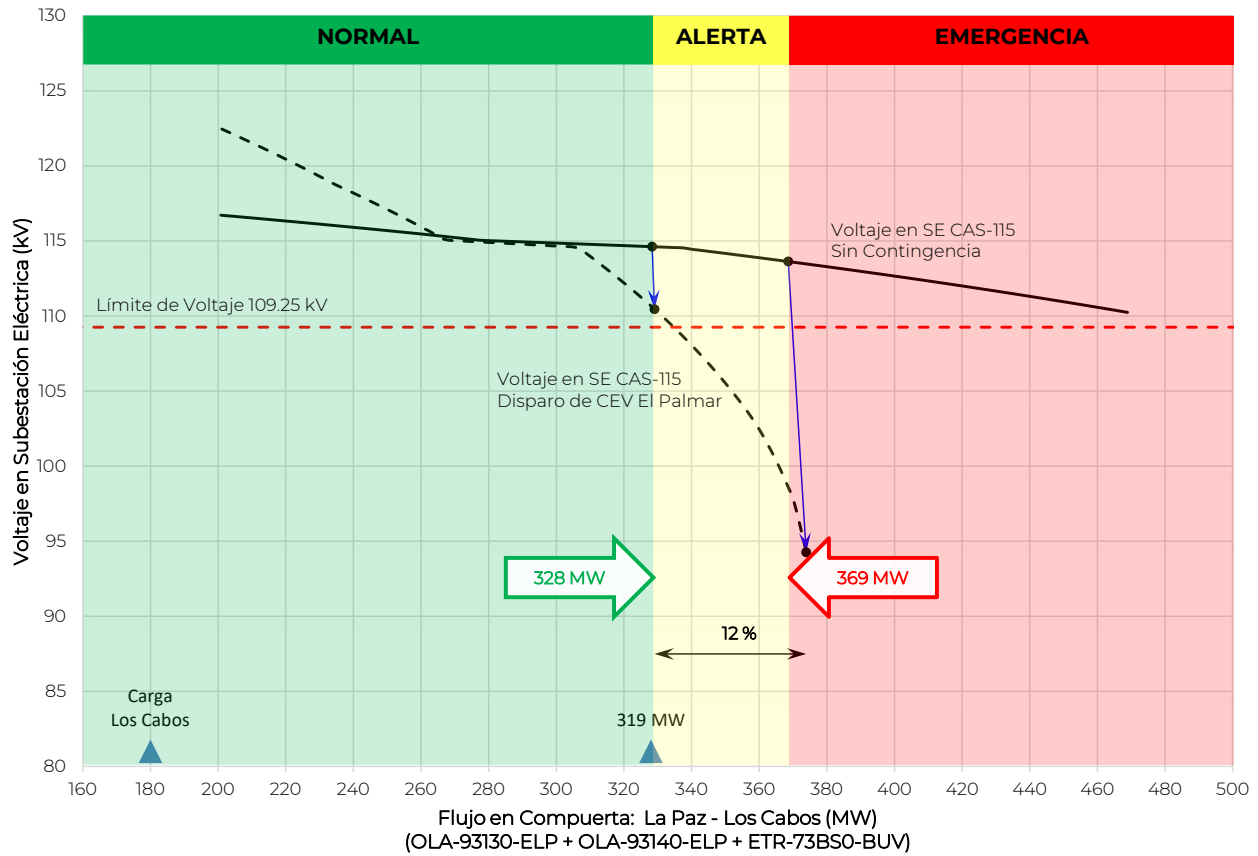


Figura 10.3.12.13. Curva P-V para determinar la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos (Alternativa 2)



En los Cuadros 10.3.12.3 y 10.3.12.4 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 ya que presenta un menor costo de inversión.

Cuadro 10.3.12.3. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 1

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
73.30	43.89	117.19	28.72	31.98	88.47	2.77

Cuadro 10.3.12.4. Resumen de beneficios económicos de la Alternativa 2

Millones de pesos \$ en VP 2023

Beneficio Operativo	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos Totales de Operación	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
68.88	53.53	122.40	33.26	86.87	89.14	1.03

### Alternativa propuesta

El cuadro 10.3.12.5 presenta una comparativa entre la capacidad de transmisión del enlace La Paz – Los Cabos para cada una de las alternativas.

Se observa una mejora significativa en la capacidad para suministrar la demanda en la zona Los Cabos, en donde la Alternativa 2 tiene una mayor capacidad de transmisión.

**Cuadro 10.3.12.5. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto**

Escenario	Capacidad de Transmisión
Sin Proyecto	277 MW
Alternativa 1	314 MW
Alternativa 2	328 MW

El cuadro 10.3.12.6 presenta un resumen de las características principales de Confiabilidad para ambas alternativas

de solución a la problemática de compensación en la zona Los Cabos.

**Cuadro 10.3.12.6. Resumen de las características de Confiabilidad de las dos alternativas**

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Suministro de la demanda	Menor	Mayor
Control de calidad de la tensión	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I <sup>2</sup> R	Menor	Mayor
Costo de inversión (Millones de Pesos de 2020)	34.8	93.6
Relación Beneficio/Costo	2.77	1.03

Por los resultados de los estudios técnicos de Confiabilidad y económicos de rentabilidad, se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de

compensación de potencia reactiva para mantener el perfil de voltaje y suministro de la demanda a largo plazo en la zona Los Cabos.

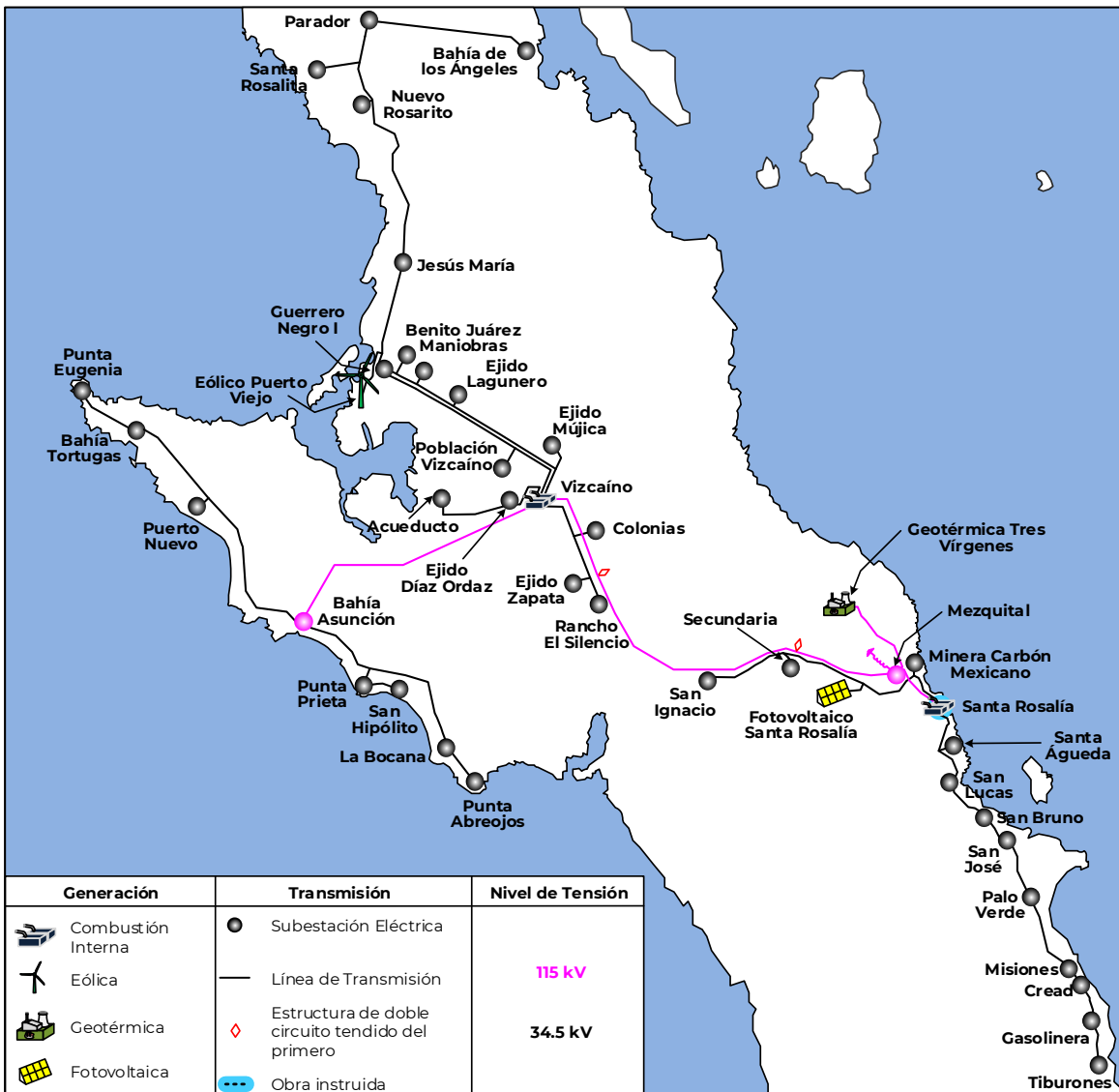
## M21-MU1 Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV

### Diagnóstico operativo

El Sistema Interconectado Mulegé (SIM) es un Sistema Aislado del resto de los sistemas eléctricos del país, se encuentra al norte del estado de Baja California Sur y al sur del estado de Baja California. Cuenta con dos zonas eléctricas: Santa Rosalía y Guerrero Negro, las cuales se interconectan mediante el enlace de transmisión de 115 kV entre las SE Mezquital y Vizcaíno.

La zona Santa Rosalía cuenta con tres Centrales Eléctricas, la Central Geotérmica de Tres Vírgenes, la Central de Combustión Interna Santa Rosalía y un pequeño campo solar denominado Campo Fotovoltaico Santa Rosalía. La Subgerencia de Control Santa Rosalía tiene a su cargo el control operativo y físico de la red eléctrica del SIM, la cual se muestra en la Figura 10.3.13.1.

Figura 10.3.13.1. Diagrama geográfico del Sistema Interconectado Mulegé



La SE Santa Rosalía es la SE principal de la zona, cuenta con una LT de 115 kV proveniente de la SE Mezquital y mediante la cual se transmiten los requerimientos de energía eléctrica necesarios por la zona Santa Rosalía en los diferentes escenarios de operación. Tiene instalado un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV con el cual se alimentan los diversos poblados alejados de Santa Rosalía sobre la costa del Mar de Cortés entre los que destacan San Lucas, San Bruno y Mulegé. Hacia la parte interior de la península hacia la región de Vizcaíno se suministra, mediante un circuito en 34.5 kV, el poblado de San Ignacio.

Actualmente, está en proceso de puesta en operación del proyecto instruido por SENER a CFE Transmisión “P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2”, el cual consiste en un nuevo banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV en la SE Santa Rosalía, con lo que se resuelve la problemática en la restricción en la capacidad de transformación para atender el suministro de la demanda requerida en el poblado de Santa Rosalía.

Con la realización del proyecto instruido, se tendrá suficiencia para atender los crecimientos pronosticados en la zona Santa Rosalía, sin embargo, debido a la condición radial que tiene la barra de 115 kV de la SE Santa Rosalía, en condiciones de contingencia se

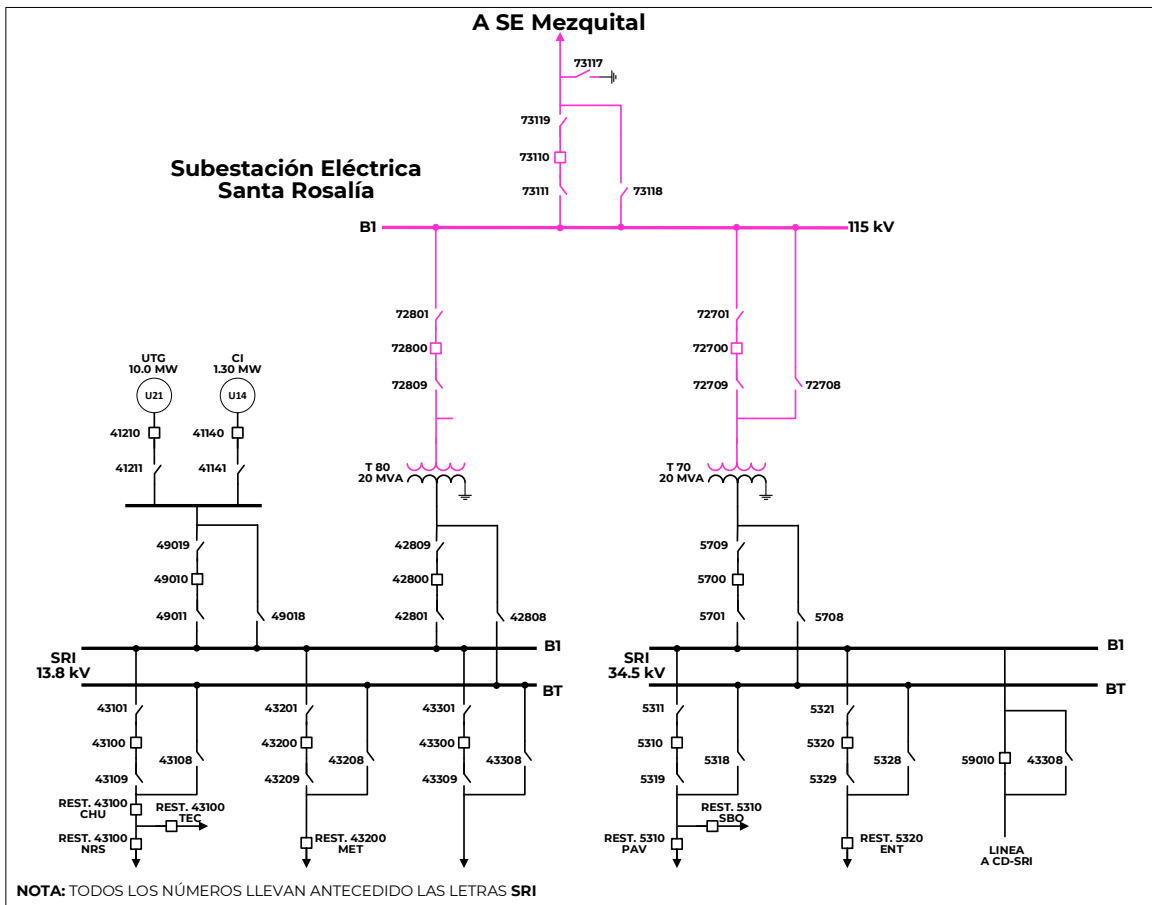
perdería toda la carga conectada en dicha barra, por lo que es de suma importancia incrementar la Confiabilidad de la barra de 115 kV debido a que tendrá conectados los dos bancos de transformación que permiten atender los Centros de Carga de la zona.

Posterior a la entrada en operación del proyecto “P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2”, se cambiará el punto de interconexión de dos Unidades de la Central de Combustión Interna Santa Rosalía, añadiendo 11.30 MW en la barra de 13.8 kV para atención ante diversas contingencias y condiciones de emergencia.

La Figura 10.3.13.2 muestra la condición actual de la SE Santa Rosalía con la entrada del nuevo transformador. Se observa que en el nivel de tensión de 115 kV únicamente se tiene una barra mientras en el nivel de media tensión en 34.5 kV y en 13.8 kV se tienen dos barras para distribuir la carga con la Confiabilidad requerida.

Por lo anterior, se requiere eliminar las limitantes en la operación de la SE Santa Rosalía para dar mayor Confiabilidad al Suministro Eléctrico de la zona Santa Rosalía, tanto con red completa como ante contingencias sencillas con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del SEN.

Figura 10.3.13.2. Diagrama unifilar de la SE Santa Rosalía en 2021



### Problemática que resolver

En la SE Santa Rosalía se detecta la necesidad de modernizar el arreglo de barras existente en el nivel de tensión de 115 kV, motivado por la condición de riesgo en que opera al disponer únicamente de una barra en 115 kV de la cual depende por completo el suministro de los Centros de Carga de toda la zona Santa Rosalía y representa aproximadamente el 50% de la carga total del SIM y corresponde a 9,950 usuarios.

Actualmente, ante una falla en la barra de 115 kV se queda fuera de servicio los dos transformadores que atienden la carga en la SE Santa Rosalía y, por tanto, se tendrá el corte de carga

prácticamente de los poblados de Santa Rosalía, San Ignacio y Mulegé. Dependiendo de la condición de operación de las Unidades de Central Eléctrica en media tensión será posible atender parte del Suministro Eléctrico con mayores costos de operación, por lo tanto, es de suma importancia la realización de este proyecto.

### Características del Proyecto

El proyecto consiste en la modernización de la barra en 115 kV de la SE Santa Rosalía para incrementar la Confiabilidad en el Suministro Eléctrico.

El proyecto tiene un costo de inversión estimado de **20.2 millones de pesos de 2020** (0.9 millones de dólares de 2020)

considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

### Análisis de Confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se disminuirán los problemas de Suministro Eléctrico en la zona Santa Rosalía, así también se dará mayor Confiabilidad de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de red completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Con la entrada en operación del proyecto, se evitará la pérdida de toda la carga que se suministra desde la SE Santa Rosalía ante escenarios de baja y alta demanda, incrementará la Confiabilidad de la red que abastece de energía eléctrica y asegurará capacidad de suministro para los futuros desarrollos residenciales, comerciales y turísticos contemplados en el pronóstico de crecimiento de la demanda de la zona Santa Rosalía.

### Alternativas analizadas

La solución técnica resulta en completar dos juegos barras, las cuales el Bus Principal (BP) puede fungir como respaldo del Bus auxiliar (BA) o viceversa garantizando la Continuidad del servicio ante la indisponibilidad de una de las barras. Además, se independizará la carga del Bus 34.5 kV y Bus 13.8 kV,

respectivamente. Adicionalmente, cada juego de barras podrá tomar mantenimientos independientes. El diagrama unifilar de esta alternativa se muestra en la Figura 10.3.13.3.

Sin embargo, se realizó el análisis de una segunda alternativa que consiste en una variante del doble juego de barras con arreglo de doble interruptor.

La Alternativa 2 tiene un costo estimado de inversión de **22.6 millones de pesos de 2020** (1.1 millones de dólares de 2020 considerando una paridad de 21.4856 pesos por dólar).

Es decir, la Alternativa 1 “Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV” es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática y que proporciona la Confiabilidad y seguridad adecuada para esta SE.

### Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, se justifica debido a los ahorros por energía no suministrada que se tendrán considerando que el equipo se encuentra fuera de servicio por falla o mantenimiento.

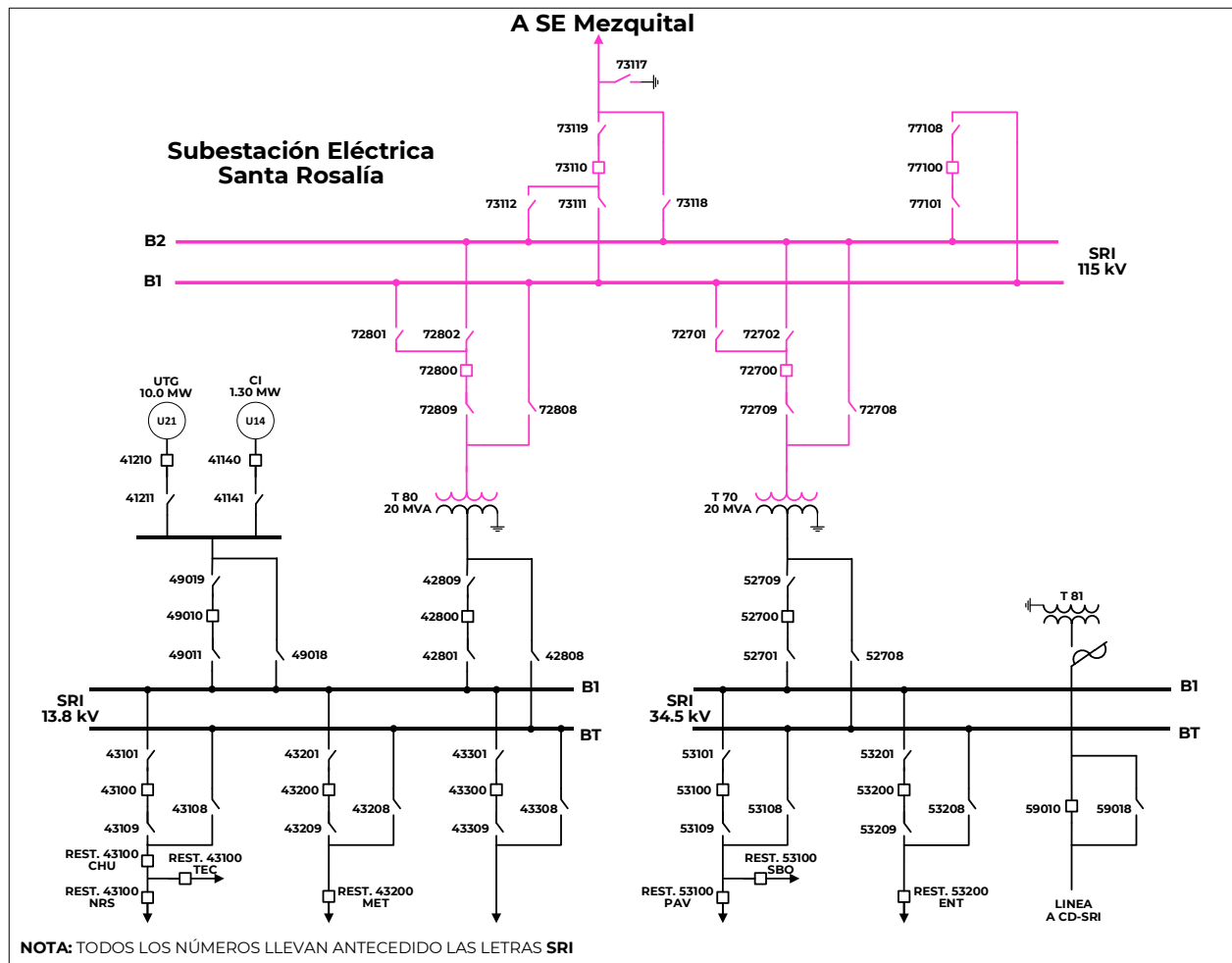
La Alternativa 1 tiene una relación Beneficio/Costo (B/C) de **1.62**, un Valor Presente Neto (VPN) de **11.6 millones de pesos** y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de **16.5 %**. La Alternativa 2 tiene una relación B/C de **1.45**, un VPN de **9.3 millones de pesos** y una TIR de **14.7 %**.



Cuadro 10.3.13.1. Obras en SE del proyecto: Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV

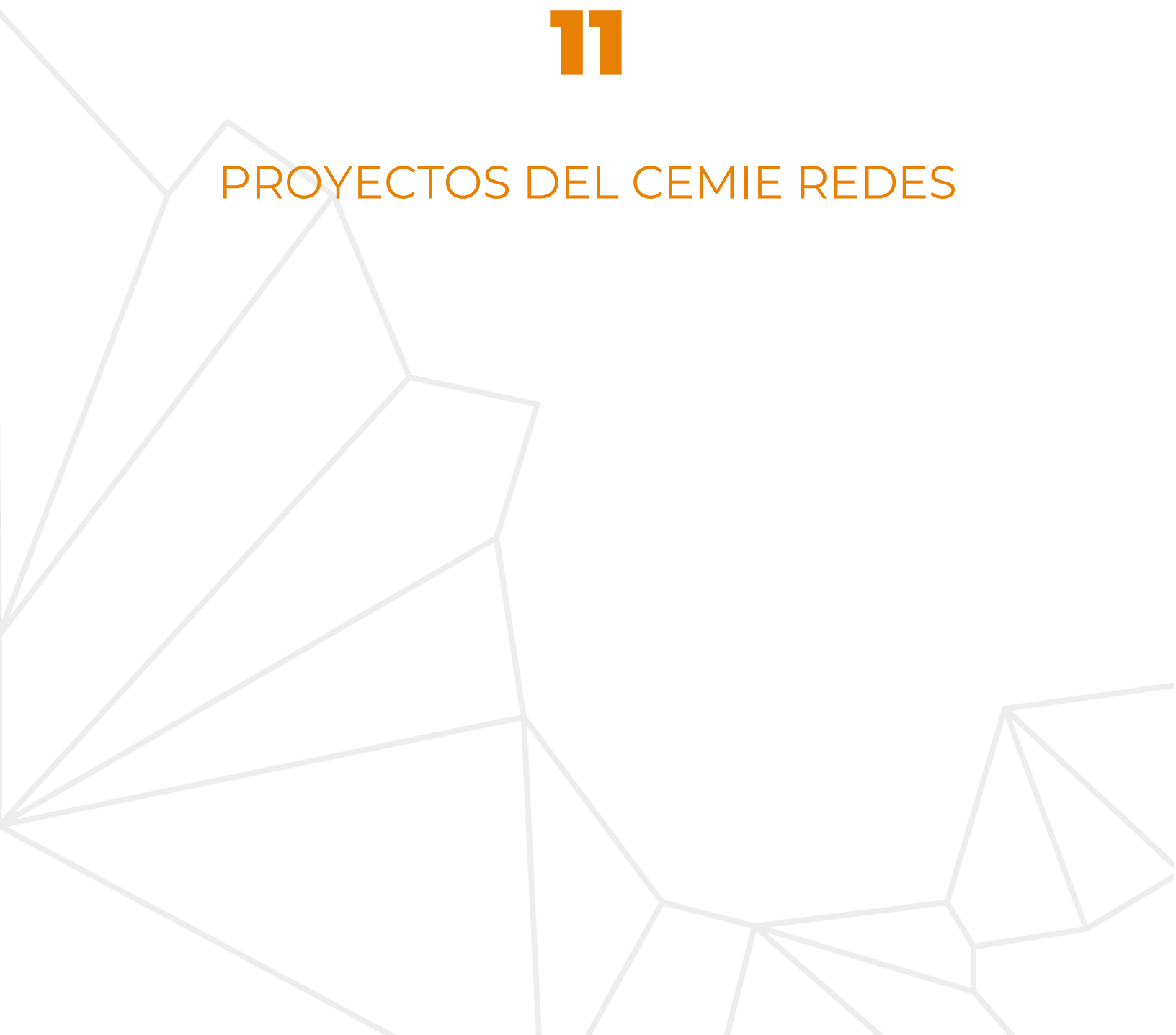
Subestación	Cantidad	Unidad	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Interrupitor de potencia tripolar en 115 kV	1	Pieza	abr-22	abr-23
Juegos de cuchillas en 115 kV en V motorizadas	9	Pieza	abr-22	abr-23
Transformadores de Corriente en 115 kV	6	Pieza	abr-22	abr-23
Transformadores de Potencial en 115 kV	9	Pieza	abr-22	abr-23
Obra Electromecánica	1	Lote	abr-22	abr-23
Obra Civil	1	Lote	abr-22	abr-23
Puesta en Servicio	1	Lote	abr-22	abr-23
<b>Total</b>				

Figura 10.3.13.3. Diagrama unifilar de la Alternativa 1 en la SE Santa Rosalía



# 11

## PROYECTOS DEL CEMIE REDES



## XI. 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 CTA-FSE-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 (Consortio).

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.

Los proyectos anotados a continuación describen brevemente el objetivo, la actividad a desarrollar, instituciones participantes, entregables y montos asignados bajo el Fondo Sectorial CONACYT – SENER – Sustentabilidad Energética 2018-01 (FONDO), para el desarrollo de los trabajos.

### **Descripción general**

#### **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.**

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$ 448,630,502.55  
Concurrente: \$ 177,510,660.72

#### **Duración del Proyecto**

Hasta 4 años.

#### **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.

#### **Descripción de las etapas**

Se implementan planes de corto y largo plazo para el Centro. También, se planean y llevan a cabo sesiones del Consejo de Administración donde se revisan, planean y se da seguimiento al CEMIE-Redes. Adicionalmente, se atiende y se da respuesta a las solicitudes del Consejo Administrativo. Además, se da seguimiento al avance de los proyectos estratégicos del CEMIE.

#### **Descripción de la meta:**

- Generar los planes de trabajo del CEMIE-Redes.
- Integrar y llevar a cabo reuniones con el Consejo Administrativo y Usuarios del CEMIE-Redes, así como con otros especialistas del Sector.
- Ratificar el Plan General del Proyecto del CEMIE-Redes.
- Dar seguimiento al desarrollo de los proyectos estratégicos del CEMIE-Redes.

#### **Actividades principales:**

- Implementar planes de corto y largo plazo del CEMIE-Redes.
- Definir estrategias para la autosostenibilidad del CEMIE-Redes.
- Realizar reuniones con participantes de otros CEMIEs y otros investigadores para articular líneas de trabajo y unificar esfuerzos, entre otras.

## **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.

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$ 18,013,523.83  
Concurrente: \$5,386,062.17

### **Duración del Proyecto**

36 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapa 1**

- a) Integrar la información técnica de los modelos matemáticos del SEN necesarios para estudios del estado estacionario y en el dominio del tiempo para el horizonte de estudio.
- b) Integración de los escenarios representativos (casos base) adecuados al horizonte de tiempo de estudio.
- c) Análisis y evaluación de respuestas inerciales, regulación de frecuencia, regulación de voltaje, niveles de falla e impacto en protecciones eléctricas primarias del sistema ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable, de acuerdo con el horizonte de estudio.
- d) Proponer controles suplementarios avanzados requeridos para mejorar la seguridad operativa del SEN ante distintos niveles de penetración de la generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.

#### **Etapa 2**

- a) Evaluación de la estabilidad de pequeña señal del sistema ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.
- b) Evaluación de la estabilidad transitoria de la red ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable de acuerdo con el horizonte de estudio.
- c) Diseño y desarrollo de controles avanzados para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia ante distintos niveles de penetración de generación renovable variable, de acuerdo con el horizonte de estudio.

### **Etapas 3**

- a) Ubicación y dimensionamiento de bancos de baterías con controles suplementarios avanzados para soporte de frecuencia del SEN.
- b) Diseño y desarrollo de controladores para el amortiguamiento de oscilaciones por medio de dispositivos FACTS y sistemas de almacenamiento con baterías.
- c) Ubicación y dimensionamiento de dispositivos FACTS para el soporte de voltaje del SEN.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapas 1**

1. Reporte técnico que describa las características de red, carga y generación de los escenarios representativos del SEN para el horizonte de estudio de interés.
2. Reporte técnico de las condiciones de balance carga-generación del SEN (desglose del despacho por tecnología, generación desplazada, margen de reserva, etc.).
3. Reporte técnico que describa las condiciones de seguridad operativa de los escenarios representativos del SEN (transferencias de potencia, principales contingencias, congestiones, etc.).
4. Reporte técnico que describa las problemáticas en el SEN bajo diferentes escenarios y condiciones operativas dentro del horizonte de estudio y ante diferentes niveles de penetración de la generación renovable variable.
5. Reporte técnico de propuestas de requerimientos para implementación y coordinación de controles suplementarios avanzados para mejorar la respuesta inercial, la estabilidad de frecuencia y del voltaje, así como acciones de mejora en esquemas de protección primaria del SEN.

6. Reporte técnico de estrategias/algoritmos avanzados de control suplementario (modelos definidos por el usuario) para mejorar la respuesta inercial, la estabilidad de frecuencia y del voltaje, así como acciones de mejora en esquemas de protección primaria del SEN.

#### **Etapas 2**

1. Reporte técnico que describa la conformación de los escenarios de estudio para la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria del SEN.
2. Reporte técnico que describa los resultados de las simulaciones de estabilidad de pequeña señal, incluyendo la detección de modos de oscilación de baja frecuencia, coeficientes de amortiguamiento, las unidades con mayor participación, propuesta de sintonización a estabilizadores de potencia, metodología desarrollada para su cálculo, para los diferentes escenarios y condiciones operativas representativas ante diferentes niveles de penetración de la generación renovable variable.
3. Reporte técnico que describa los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria en el SEN, incluyendo las contingencias que potencialmente pueden causar pérdida de sincronismo, la metodología desarrollada para su cálculo para los diferentes escenarios y condiciones operativas representativas ante diferentes niveles de penetración de generación renovable variable.
4. Reporte técnico de propuestas de requerimientos para implementación y coordinación de controles suplementarios avanzados para mejorar la estabilidad transitoria y la estabilidad dinámica del SEN.
5. Estrategias/algoritmos avanzados de control para el amortiguamiento de

oscilaciones de potencia (modelos definidos por el usuario) en el SEN, incluyendo la interacción con los controles disponibles en las centrales de generación renovable variable.

### **Etapas 3**

1. Reporte técnico que describa los modelos matemáticos de sistemas de almacenamiento con bancos de baterías y dispositivos FACTS en el SEN.
2. Estrategias/algoritmos avanzados (modelos definidos por el usuario) para soporte de frecuencia del SEN por medio de bancos de baterías.
3. Metodología para la ubicación y dimensionamiento de bancos de baterías para soporte de frecuencia del SEN.
4. Estrategias/algoritmos avanzados de control del amortiguamiento de oscilaciones de potencia (modelos definidos por el usuario) por medio de dispositivos FACTS y sistemas de almacenamiento con baterías.
5. Metodología para la ubicación y dimensionamiento de dispositivos FACTS para el soporte de voltaje de la red.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

### **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.

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$30,355,918.00

Concurrente: \$24,090,048.00

### **Duración del Proyecto**

48 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

- a) Revisión bibliográfica asociada a las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

b) Formulación matemática de las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

### **Etapas 2**

- a) Formulación y aplicación de las metodologías propuestas para la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs para determinar el estado operativo de un Sistema Eléctrico de Potencia y los componentes eléctricos que lo integran.
- b) Implementación de las metodologías propuestas para la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs para determinar el estado operativo de un Sistema Eléctrico de Potencia y los componentes eléctricos que lo integran.

### **Etapas 3**

- a) Implementación y validación de los métodos matemáticos propuestos para evaluar el impacto de la utilización de mediciones suministradas por PMUs en la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- b) Validación y estudios de aplicación con base en los enfoques matemáticos propuestos y en los programas computacionales desarrollados.

### **Etapas 4**

- a) Validación y estudios de aplicación con base en los enfoques matemáticos propuestos y en los programas computacionales desarrollados.
- b) Elaboración del informe final sobre el proyecto desarrollado.

## **Productos / Entregables**

### **Etapas 1**

1. Informe técnico de la manera en que se han formulado las aplicaciones de las

unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto, así como la forma en que estas aplicaciones están integradas en forma de herramientas computacionales utilizadas en el análisis de sistemas eléctricos.

2. Curso dirigido a ingenieros de sistemas eléctricos de potencia y a estudiantes de posgrado. El número de personas a atender en el curso será de 40 (cuarenta), y tendrá una duración de 30 (treinta) horas, en un periodo de 4 días.

3. Reporte sobre técnicas y metodologías existentes de ubicación óptima de PMUs en redes eléctricas.

4. Reporte técnico de los modelos matemáticos propuestos para las aplicaciones de las unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

4. Informe del desarrollo técnico de los esquemas de medición fasorial existentes aplicado al monitoreo y el control de las redes eléctricas de potencia.

### **Etapas 2**

1. Informe técnico de los métodos matemáticos y los avances en los programas de cómputo desarrollados con el fin de llevar a cabo el estudio de las diversas aplicaciones propuestas.

2. Informe técnico de los avances de los programas de cómputo desarrollados para llevar a cabo el estudio de las diversas aplicaciones propuestas.

3. Informe técnico que describe las técnicas de minería de datos para determinar la estabilidad del SIM.

4. Informe del estudio de la factibilidad económica en la integración de los esquemas de monitoreo desde PMUs ubicados en el SEN.



### **Etapa 3**

1. Informe técnico del diseño de los experimentos que se utilizarán para validar los modelos y enfoques matemáticos propuestos, así como los programas de cómputo desarrollados.
2. Informe técnico del análisis de los resultados científicos obtenidos con base a las propuestas desarrolladas.
3. Prototipos de los programas computacionales asociados con las aplicaciones de las unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.

### **Etapa 4**

1. Informe técnico de las aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.
2. Prototipos finales de los programas computacionales desarrollados para cada una de aplicaciones de unidades de medición fasorial que se desarrollarán en este proyecto.
3. Reporte del análisis de relación costo/beneficio en la operación y en el manejo de la red de transmisión y distribución con la utilización de PMUs.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

### **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.

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$15,285,413.34

Concurrente: \$5,506,033.28

#### **Duración del Proyecto**

48 meses.

## Objetivo

Desarrollar herramientas en tiempo-real que permitan monitorear, identificar, identificar núcleos dinámicos (clústeres) 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.

## Descripción de las Etapas

### Etapa 1

a) Revisión del estado del arte, Modelado y Simulación.

### Etapa 2

a) Implementación algorítmica y planteamiento de metodologías.

### Etapa 3

a) Implementación algorítmica de las metodologías.

### Etapa 4

a) Integración, desempeño y validación de las metodologías.

## Productos / Entregables

### Etapa 1

1. Documento resumen de los métodos de identificación de oscilaciones inter-área aplicados a sistemas de eléctricos de potencia con base en mediciones fasoriales.
2. Reporte sobre las técnicas de clusterización basadas en mediciones fasoriales y aplicadas a sistemas de potencia.

3. Ponencia a nivel institucional.
4. Reporte de criterios de análisis de oscilaciones inter-área y caracterización de los sistemas eléctricos de prueba ante disturbios y/o contingencias.
5. Sistemas de prueba para la metodología.
6. Documento resumen con diferentes escenarios de análisis del sistema de potencia ante disturbios y/o contingencias.

### Etapa 2

1. Reporte con diagramas de flujo de la implementación de los métodos de monitoreo de oscilaciones inter-área usando información de mediciones fasoriales.
2. Reporte con diagramas de flujo de la implementación de los métodos de identificación de núcleos dinámicos o clusterización.
3. Documento resumen con diferentes escenarios de análisis de oscilaciones electromecánicas.
4. Reporte con criterios para desarrollar la metodología de monitoreo de oscilaciones inter-área usando información de las mediciones fasoriales sincronizadas.
5. Reporte con diagrama de flujo y operación de la metodología de monitoreo de oscilaciones electromecánicas.
6. Reporte con diagrama de flujo y operación de la metodología para determinación de núcleos dinámicos o clusterización.

### Etapa 3

1. Documento resumen de la implementación de la estrategia de monitoreo de oscilaciones inter-área sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.

2. Documento resumen de la implementación de la estrategia de clusterización de mediciones fasoriales para la identificación de grupos coherentes sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.

#### **Etapas 4**

1. Documento resumen de la integración de las metodologías de monitoreo e identificación de núcleos dinámicos o clusterización sobre los sistemas eléctricos de potencia de prueba.

2. Libro compilando el desarrollo global del proyecto.

3. Resultados ilustrando la factibilidad que tiene la utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs en la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Mexicano.

4. Recomendaciones para la mejor utilización de mediciones obtenidas mediante PMUs en el Sistema Eléctrico Interconectado Mexicano y posibles aplicaciones futuras de este tipo de mediciones.

Entre los principales entregables tangibles de este proyecto, se encuentra una plataforma integrada con herramientas en tiempo-real para el análisis del desempeño dinámico con la capacidad para:

- Detectar y Monitorear Oscilaciones de Baja Frecuencia (WAMS-LFO) provenientes de múltiples canales, y utilizando las mediciones sincrofasoriales provenientes de la WAMS implementada.
- Detectar y Localizar Fuentes de Oscilación (WAMS-OSL), mediante el análisis de múltiples canales de medición sincrofasorial.
- Detectar Islas en el Sistema (WAMS-Clustering), mediante el uso de

herramientas de núcleos dinámicos o clustering jerárquicos y mediciones sincrofasoriales.

- Detectar y Monitorear eventos de frecuencia (FNET), mediante el uso de márgenes operativos y mediciones sincrofasoriales.
- Detectar la estabilidad de frecuencia (WAMS-F), mediante la emisión de alarmas y mediciones sincrofasoriales.

Adicionalmente, se desarrollará una plataforma que utiliza la arquitectura de control de área amplia y sistemas de transmisión flexibles en CA (WAC-FACTS), mediante hardware-in-the-loop y mediciones sincrofasoriales, con el fin de mitigar oscilaciones de baja frecuencia. Esta plataforma permitirá la sintonización fuera de línea de controladores en el modelo del Sistema Interconectado Nacional, así como el control de amortiguamiento.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto.**

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía.

#### **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.**

##### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el

origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$10,184,676.48  
Concurrente: \$11,520,000.00

### **Duración del Proyecto**

48 meses.

### **Objetivo 1**

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.

### **Objetivo 2**

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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

a) Especificación del programa de simulación a desarrollar, y escritura del programa básico de evaluación de estabilidad mediante el método SIME preventivo, empleando como herramienta de simulación al programa PSS/E. Establecimiento del sistema eléctrico de potencia de prueba que requiera el personal del CENACE.  
b) Evaluación del sistema de medición y del programa de determinación de parámetros a partir de datos de prueba para máquinas síncronas. Desarrollo de modelos físicos para centrales eólicas y para plantas solares. Desarrollo de las funciones de medición de variables

mecánicas y eléctricas de los generadores para el método SIME.

#### **Etapas 2**

a) Desarrollo del programa FILTRA empleando el método SIME.  
b) Desarrollo de la función de validación de modelos a partir de disturbios registrados de máquinas síncronas y de los protocolos de comunicación de las funciones de medición fasorial del medidor inteligente. Pruebas del método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria empleando el modelo de un sistema más realista con el simulador en tiempo real.

#### **Etapas 3**

a) Desarrollo del programa CONTROL empleando el método SIME y un programa de flujos de potencia.  
b) Validación del método de control en tiempo real de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia empleando los medidores inteligentes implementados. Desarrollo de los modelos matemáticos detallados de las centrales eólicas y la planta solar, y la determinación de parámetros de estos componentes por medio de pruebas experimentales.

#### **Etapas 4**

a) Desarrollo de los reportes finales de evaluación del desempeño del programa, y solicitud de patentes.  
b) Pruebas finales de los sistemas de medición, desarrollo de los reportes finales del proyecto, y solicitud de patentes.

## Productos / Entregables

### Etapa 1

1. Reporte con la definición de las especificaciones del programa de estabilidad.
2. Reporte con los detalles de los sistemas de prueba seleccionados en forma conjunta con personal del CENACE, incluyendo las características principales.
3. Programa básico de análisis de la estabilidad transitoria empleando el método SIME basado en el programa de simulación PSS/E.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Manuales iniciales del programa. Se requiere desarrollar versiones preliminares de los manuales, los cuales se irán adaptando.
6. Reporte indicando las actividades de adquisición e instalación de los equipos.
7. Reporte de las pruebas del medidor inteligente sobre máquinas síncronas y controles disponibles en el laboratorio.
8. Reporte de las pruebas de los algoritmos de medición de las principales variables requeridas para la función del medidor como PMU.
9. Medidor inteligente con las funciones de PMU.
10. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.
11. Reportes de actividades semestrales.
12. Reporte con las especificaciones del sistema de prueba y modelo inicial para probar el método de control de estabilidad en tiempo real.

### Etapa 2

1. Reporte con los resultados detallados de la evaluación de estabilidad y el análisis de las oscilaciones en el sistema de prueba. Como parte importante es el

- determinar el tipo de fenómeno dominante que se presenta en el sistema a fin de definir un esquema adecuado de filtrado de contingencias.
2. Reporte sobre resultados del análisis con las especificaciones del sistema de filtrado para contingencias.
3. Programa de filtrado para las contingencias.
4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.
5. Reporte del programa de filtrado de contingencias.
6. Reporte del desarrollo del protocolo de comunicación del medidor inteligente.
7. Reporte del desarrollo de las funciones de validación de modelos con disturbios registrados en el laboratorio.
8. Medidor inteligente con las funciones de PMU.
9. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.
10. Reportes de actividades semestrales.
11. Reporte de las pruebas del método E-SIME en un sistema realista implementado en el nuevo simulador en tiempo real.
12. Reporte descriptivo de la planta piloto solar y del modelo físico de la central eólica.

### Etapa 3

1. Reporte con las especificaciones requeridas para la aplicación del programa de computadora CONTROL al sistema eléctrico de potencia de México. Para el diseño de acciones de control es importante considerar características reales de operación y restricciones que propongan los ingenieros del CENACE.
2. Programa de computadora para el diseño de medidas de control preventivas (redespacho de generación)

empleando un programa de flujos de potencia.

3. Reporte con las pruebas de desempeño del programa. El reporte indicará si la aplicación desarrollada requiere cambios o posibles mejoras adicionales en el futuro.

4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.

5. Manual del programa CONTROL.

6. Medidor inteligente con funciones de validación de modelos con registros de eventos en línea. Reporte de las nuevas funciones de validación de modelos.

7. Modelos matemáticos con diferente grado de detalle de las plantas solares que pueden ser implementados en simuladores de los sistemas eléctricos de potencia.

8. Modelos matemáticos detallados de las plantas eólicas que pueden ser empleados en simulaciones de los sistemas eléctricos de potencia.

9. Medidor inteligente con funciones de PMU.

10. Programa y medidor inteligente con las funciones de validación de parámetros.

11. Reportes de actividades semestrales.

12. Reporte indicando los procedimientos de prueba que funcionaron de manera adecuada para la determinación de parámetros de componentes.

#### **Etapas 4**

1. Reportes de los programas terminados.

2. Reporte de la especificación de la interfaz gráfica y posibles soluciones para la presentación efectiva y amigable de la información a usuarios.

3. Solicitudes de patentes de los programas.

4. Pruebas de campo y minutas de las visitas a los centros de control.

5. Todos los reportes del proyecto revisados y terminados.

6. Modelos que representen la física de plantas eólicas y para planta piloto solar funcionando adecuadamente, con reportes descriptivos del proceso de formación, pruebas a modelos y parámetros.

7. Funcionamiento adecuado del medidor inteligente con las funciones de medición fasorial y de validación de modelos.

8. Programa con técnicas de validación de modelos para máquinas síncronas y sus controles.

9. Medidor inteligente con funciones de PMU.

10. Programa y medidor inteligente con funciones de validación de parámetros.

11. Reportes de actividades semestrales.

12. Reporte sobre el método de control de la estabilidad transitoria en tiempo real, validado en el simulador de tiempo real con un sistema eléctrico de potencia realista.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía

#### **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.

##### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos

Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$21,171,879.00

Concurrente: \$7,664,116.00

### **Duración del Proyecto**

36 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

a) Sistema de muestreo de las redes de baja tensión y laboratorio de medición para obtener los perfiles de carga de las redes de baja tensión de las 150 Zonas de CFE Distribución.

#### **Etapas 2**

a) Modelado y simulación de las redes de baja tensión muestreadas a través de herramientas de software de ingeniería (Synergi Electric u OpenDSS).

### **Etapas 3**

a) Sistematización de una plataforma informática para el control y administración de la muestra, la parametrización de las pérdidas técnicas por tipo de red y zona, cálculo de las pérdidas totales y el volumen de pérdidas mensuales.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapas 1**

1. Informe técnico con la especificación y justificación de la técnica de muestreo estadístico seleccionada para su aplicación en el proyecto.

2. Informe técnico de los insumos, la organización del almacenamiento de datos y los mecanismos de acceso para la integración de las fuentes de datos de las redes de baja tensión de CFE Distribución.

3. Informe con el diseño de la técnica de muestreo para la muestra representativa de las redes de baja tensión de CFE Distribución.

4. Informe con las especificaciones, solicitudes de compra y registro de suministro de los equipos para la implementación del sistema informático para la técnica de muestreo.

5. Sistema informático con la implementación de la técnica de muestreo para la muestra representativa de las redes de baja tensión de las Zonas.

6. Informe técnico con los resultados de las muestras representativas de las redes de baja tensión de las 150 Zonas de CFE Distribución.

7. Informe con las especificaciones, solicitudes de compra y registro de suministro de los equipos para la infraestructura del laboratorio de medición en las redes de baja tensión de CFE Distribución seleccionadas.



8. Documento con la memoria de la instalación y puesta en operación de los equipos e instrumentos de medición y comunicación en las redes de baja tensión seleccionadas de las zonas.
9. Informe técnico de las pruebas del sistema de comunicación de los equipos de medición y la central de la base de datos.
10. Informe técnico con los datos del levantamiento en campo de las cargas y las características eléctricas de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.

## **Etapas 2**

1. Informe del estado y seguimiento de la funcionalidad de los equipos de medición y comunicación instalados en las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.
2. Sistema informático para la administración y control de los registros de los equipos de medición instalados en las redes de baja tensión seleccionadas de las Zonas, permitiendo el registro del censo de información, la ubicación de los sensores y la visualización de los resultados (tabular, gráfica y geográfica).
3. Informe del proceso de ordenamiento, análisis y depuración de la información para construir las curvas generalizadas de los perfiles de carga de las redes de baja tensión de las Zonas.
4. Informe técnico con los modelos de las curvas generalizadas de los perfiles de carga de las redes de baja tensión por tipo de servicio y nivel de carga para las Zonas.
5. Informe técnico con los resultados de las pérdidas totales de potencia y energía de las redes de baja tensión seleccionadas, a través de balance de energía.
6. Archivos de la base de datos con los modelos digitalizados de las redes de

baja tensión seleccionadas de la muestra, a través de la herramienta de software de ingeniería (Synergi Electric u OpenDSS).

7. Archivos de la base de datos con los modelos validados y calibrados de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra, a través de los registros de medición.
8. Informe técnico con los resultados de las pérdidas técnicas, obtenidas de las simulaciones de los estudios eléctrico de los modelos de las redes de baja tensión seleccionadas de la muestra.
9. Informe técnico con el proceso de parametrización de las constantes de pérdidas por tipo de red para extrapolar el total de pérdidas técnicas en las redes de baja tensión de las Zonas.

## **Etapas 3**

1. Informe técnico con los requerimientos, la estructura y la tecnología para la integración de los sistemas desarrollados a la plataforma informática de CFE Distribución.
2. Sitio Web en la plataforma de CFE Distribución con los sistemas informáticos para el control y administración del muestreo de la red de baja tensión de las Zonas y para los registros de los equipos de medición. Además, el cálculo de las pérdidas técnicas de las redes de baja tensión de las Zonas.
3. Documentos, manuales y guías en papel y en archivos electrónicos en relación con el manejo de los sistemas informáticos que se integrarán a la plataforma de CFE Distribución.
4. Informe con el seguimiento de la funcionalidad de los sistemas informáticos que se integrarán a la plataforma de CFE Distribución.
5. Cursos de capacitación a 16 personas del área de planeación de las 16 Divisiones de CFE Distribución, vía



videoconferencia y/o presenciales en el proceso de cálculo y manejos de los sistemas informáticos desarrollados para determinar las pérdidas técnicas de las redes de baja tensión.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad

### **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.**

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$22,237,882.72  
Concurrente: \$4,576,150.80

#### **Duración del Proyecto**

36 meses.

#### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapa 1**

a) Reingeniería de las componentes eléctricas de las RGD para actualizar las entidades y atributos que se requieran en función de las necesidades actuales del sector eléctrico nacional.

#### **Etapa 2**

a) Modelo abierto para la interoperabilidad con procesos y herramientas de análisis utilizadas para realizar las tareas de planeación de la CFE-Distribución.

#### **Etapa 3**

a) Protocolo final de pruebas y transferencia de tecnología a CFE Distribución.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapa 1**

1. Minutas de acuerdos.
2. Documento de especificación del modelo de red eléctrico de las RGD.
3. Documento de especificación de las componentes eléctricas de los recursos de energías renovables.
4. Documento de especificación de reglas eléctricas y topológicas para la digitalización y validación de las RGD.
5. Informe de tecnologías actuales para el manejo de grandes volúmenes de información geográfica y su integración al manejo de las RGD.
6. Informe de técnicas de analítica de datos para la automatización de

procesos de aprendizaje en procesos de validación de las RGD.

7. Documento de especificación del proceso de extracción, transformación de los datos digitalizados de las RGD al nuevo modelo de datos.

8. Documento de especificación de la aplicación de las técnicas de validación y reglas eléctricas en la topología de las redes eléctricas.

9. Desarrollo informático para la implementación de los procesos de validación y aplicación de las reglas eléctricas en el modelo de datos de las RGD.

10. Documento de resultados concernientes a la primera etapa del proyecto.

## **Etapas 2**

1. Informe de comparativas de las herramientas de código abierto para la administración de funciones de interoperabilidad.

2. Documento del proceso de integración del administrador de interoperabilidad para su incorporación en productivo a la CFE-Distribución.

3. Implementación de los conectores de interoperabilidad entre el almacén corporativo de los modelos de las RGD y la automatización de los procesos de planeación y operación.

4. Aplicación del proceso de interoperabilidad a un conjunto de procesos de planeación para su validación y prueba.

5. Documento de resultados de la aplicación del proceso de interoperabilidad a los procesos de planeación.

6. Documento de resultados concernientes a la segunda etapa de proyecto.

## **Etapas 3**

1. Documento de plan de pruebas de validación de la herramienta corporativa.

2. Documentación de módulos generados para la implementación de la herramienta corporativa.

3. Video capsulas multimedia para integrar en la plataforma de capacitación virtual de la CFE-Distribución.

4. Informe de resultados de las pruebas operativas realizadas con el área de TIC de CFE-Distribución.

5. Curso de capacitación para la administración de TI en la arquitectura de la herramienta corporativa (para un grupo de 5 a 10 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.

6. Curso de capacitación al personal de desarrollo de TI en la estructura y reglas de negocios de la herramienta corporativa para integrar nuevas funcionalidades y dar soporte (para un grupo de 5 a 10 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.

7. Curso de capacitación al personal de planeación en la herramienta corporativa y las funciones de interoperabilidad (para un grupo de 5 a 20 participantes). Se entregará constancia de participación. Cada curso tendrá una duración aproximada de 5 días.

8. Informe de resultados obtenidos.

9. Presentación final de resultados a CFE-Distribución.

10. Reporte de actividades sobre el soporte y atención de incidencias de la herramienta corporativa.

## **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

## **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.**

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$20,162,203.68  
Concurrente: \$9,006,110.00

### **Duración del Proyecto**

48 meses.

### **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.

## **Descripción de las Etapas**

### **Etapas 1**

a) Metodología basada en la analítica de datos recolectados para identificar las pérdidas de energía eléctrica en las RGD.

### **Etapas 2**

a) Herramienta informática para visualizar los circuitos de media tensión y ubicar las pérdidas generadas en las RGD.

### **Etapas 3**

a) Procedimiento para ubicar los puntos donde ocurren las pérdidas de energía en las RGD, segmentando los circuitos de media tensión para “acorrallar” dichas pérdidas.

### **Etapas 4**

a) Procedimiento para reducir las incertidumbres en el proceso de planeación al contar con una mejor identificación de ubicación de las pérdidas en las RGD.

## **Productos / Entregables**

### **Etapas 1**

1. Informe del estudio del arte para la selección del método analítico para procesar datos recolectados (mediciones) y descubrir patrones de comportamiento.
2. Informe técnico con información de los resultados obtenidos de la revisión de los documentos nacionales e internacionales para determinar las pérdidas en las RGD.
3. Informe técnico con información de las arquitecturas, protocolos y herramientas de comunicación y

control para la prueba de la herramienta informática.

4. Manual del proceso extracción y tratado de la información de las mediciones de los sistemas de la CFE distribución para su análisis y depuración.

5. Manual de la aplicación del método analítico en una zona.

## **Etapas 2**

1. Informe de las capacidades de la herramienta informática a desarrollar para la ubicación de las pérdidas en las RGD.

2. Manual del desarrollo de la herramienta informática para la ubicación de las pérdidas generadas en las RGD.

3. Documento técnico para el proceso de cálculo de las pérdidas totales mediante un análisis del balance de energía del sistema de distribución.

4. Informe técnico de resultados de las pruebas de validación, operación y desarrollo, realizadas con la herramienta informática (INEEL-CFE Distribución). Creación de los modelos para pruebas con la herramienta de informática para la ubicación de pérdidas en las RGD.

5. Manuales de uso de la herramienta informática basada en información geográfica.

6. Informe técnico sobre el potencial de la herramienta informática para la ubicación de las pérdidas generadas en las RGD.

## **Etapas 3**

1. Documento técnico para determinar las pérdidas en los circuitos de media tensión de las RGD segmentando el circuito con la ubicación de los restauradores.

2. Informe del proceso de depuración y selección de los valores y tipo de

pérdidas generadas en los circuitos de media tensión de las RGD.

3. Informe técnico de los resultados obtenidos de los análisis de pérdidas de los circuitos de media tensión con la herramienta Informática.

4. Documento para identificación de las pérdidas técnicas y no técnicas generadas en los circuitos de media tensión de las RGD.

5. Informe de los resultados obtenidos con la herramienta informática para determinar y ubicar las pérdidas generadas en las RGD.

## **Etapas 4**

1. Documento de las funciones de la herramienta para visualizar las pérdidas en los puntos de medición (restauradores), en los circuitos de media tensión de las RGD.

2. Documento del proceso de recolección de datos de medición para realizar los estudios e identificar los sitios o puntos donde se estén generando las pérdidas en las RGD e Informe de los beneficios que se obtienen al acorrarar las pérdidas en las RGD en la planeación de la red eléctrica nacional.

3. Informe y presentación de los resultados de los trabajos de investigación.

## **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

## **PE-A-09 - Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución**

### **Instituciones Participantes**

I. INEEL - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias - **Institución Líder.**

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$6,128,874.00

Concurrente: \$2,035,096.00

### **Duración del Proyecto**

24 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapa 1**

a) En esta etapa se elaborará el material y se impartirá la capacitación para personal de CFE Distribución en los siguientes cuatro módulos:

I. Modelado de sistemas eléctricos de distribución de media y baja tensión con Synergi.

II. Análisis de flujos de potencia instantánea en los circuitos de media y baja tensión con Synergi.

III. Análisis de fallas de circuitos de media tensión para determinar las corrientes de corto circuito.

IV. Análisis de la capacidad de alojamiento de la generación distribuida en los circuitos de media tensión de las RGD. Además, se incluirá la capacitación en la herramienta de estudios eléctricos de CFE Distribución.

#### **Etapa 2**

a) En esta etapa se elaborará el material y se impartirá la capacitación para personal de CFE Distribución en los siguientes cinco módulos:

V. Compensación de potencia reactiva en circuitos de media tensión de las RGD.

VI. Pronóstico de demanda a largo plazo en los elementos de transformación de AT/MT y circuitos de MT/MT de las RGD.

VII. Planeación del área de influencia y centros de carga de nuevas subestaciones de distribución de AT/MT.

VIII. Diseño muestral y análisis para la estimación de pérdidas totales en redes de baja tensión con un nivel de confianza y grado de error aceptable.

IX. Análisis económico de proyectos de inversión.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapa 1**

I. Reporte técnico de consulta para los cuatro módulos de capacitación. Informe técnico que contiene el material de consulta con los cuatro módulos de capacitación mencionados.

2. Reporte con la estructura y preparación de los contenidos de los cuatro cursos de capacitación, con los temas indicados en la Etapa 1.

Informe técnico de los contenidos de cuatro módulos de capacitación.

3. Reporte de la integración de material, que incluye los guiones en video y manuales digitales de cada curso, e impartición de cada uno de los cuatro módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 1), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

4. Constancia de la integración e impartición de cuatro módulos de capacitación y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

5. Videos de la impartición de cuatro módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 1), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de cuatro módulos y constancias emitidas a los participantes.

6. Reporte con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.

Informe técnico con la aprobación de los módulos de capacitación.

7. Reporte del soporte técnico del INEEL proporcionado a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

Constancia del apoyo del INEEL a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

## **Etapa 2**

1. Reporte técnico de consulta para los cinco módulos de capacitación.

Informe técnico que contiene el material de consulta con los cinco módulos de capacitación mencionados.

2. Reporte con la estructura y preparación de los contenidos de los cinco cursos de capacitación, con los temas indicados en la actividad 1 de la Etapa 2.

Informe técnico de los guiones de cinco módulos de capacitación.

3. Reporte de la integración de material, que incluye los guiones en video y manuales digitales de cada curso, e impartición de cada uno de los cinco módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 2), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

Constancia de la integración e impartición de cinco módulos de capacitación y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

4. Videos de la impartición de cinco módulos de capacitación (mencionados en la actividad 1, Etapa 2), y el de capacidades del software de análisis eléctrico institucional a la plataforma de enseñanza virtual de CFE Distribución.

Se extenderán constancias a los participantes de cada curso emitidas por el INEEL con reconocimiento curricular por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS).

Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de cinco módulos y constancias a los participantes de cada curso.

5. Reporte con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.

Informe técnico con los procedimientos y criterios de aprobación de los módulos de capacitación.

6. Reporte del soporte técnico del INEEL proporcionado a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

Constancia del apoyo del INEEL a los especialistas divisionales en la capacitación a los ingenieros de Zona de Distribución.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Distribución - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

### **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.

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$43,927,923.80

Concurrente: \$23,020,865.94

#### **Duración del Proyecto**

36 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

a) Desarrollo de Metodología para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.

b) Desarrollo de Sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.

c) Desarrollar un Sistema de Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF6 basado en Condición, que incluya el desarrollo de una metodología, para calcular el índice de salud, integrando los parámetros de humedad en el gas y subproductos del SF6 medidos a través del SiMoS-SF6 que permitan llevar a cabo la semaforización de la condición de interruptores mediante mediciones en línea.

d) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).

e) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.



## **Etapas 2**

- a) Desarrollo de Metodología para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
- b) Desarrollo de Sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia.
- c) Desarrollar un Sistema de Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF6 basado en Condición, que incluya el desarrollo de una metodología, para calcular el índice de salud, integrando los parámetros de humedad en el gas y subproductos del SF6 medidos a través del SiMoS-SF6 que permitan llevar a cabo la semaforización de la condición de interruptores mediante mediciones en línea.
- d) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).
- e) Desarrollo de herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión.
- f) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.

## **Etapas 3**

- a) Desarrollar un sistema portátil y de alta sensibilidad que comprende sensores, amplificadores y detector, así como una metodología de diagnóstico de subestaciones aisladas en gas, para la detección de descargas parciales en ultra alta frecuencia y su correlación con

el contenido de humedad y subproductos de gas (medidos fuera de línea).

b) Desarrollo de herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión.

c) Desarrollo de sensores de corriente de fuga y de rayo para apartarrayos.

## **Productos / Entregables**

1. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot de 170°C.
2. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot de 140°C.
3. Reporte técnico con resultados de experimentación a escala reducida del envejecimiento del sistema aislante a la temperatura máxima de hot spot para envejecimiento normal (110°C) de acuerdo con la norma IEEE C57.91.
4. Reporte técnico con los resultados experimentales para transformadores tipo columna y acorazados en arreglos a escala reducida.
5. Reporte técnico con el modelo de envejecimiento del aislamiento sólido en función del contenido de gases disueltos, Metanol, Etanol, furfural vs GP a diferentes temperaturas y contenidos de humedad en el papel.
6. Reporte técnico con la metodología para la administración de la sobrecarga y estimación de la vida residual para Transformadores de Potencia.
7. Reporte técnico con la especificación del sistema para la administración de la sobrecarga y estimación de la vida residual.



8. Instalación y puesta en servicio del sistema para administración de sobrecarga y estimación de vida residual en transformadores de potencia, en un servidor de CFE Transmisión. Manual de usuario y constancias de capacitación al personal que defina la CFE Transmisión.

9. Reporte técnico con la Estimación de los límites de sobrecarga segura y vida residual en 48 equipos evaluados utilizando la metodología desarrollada.

10. Reporte técnico conteniendo la validación de los materiales y bienes solicitados acorde a lo especificado, que garantice el cumplimiento de los productos finales del proyecto.

11. Reporte técnico conteniendo el desarrollo de los algoritmos que soportan la metodología para determinar la condición de interruptores de potencia previamente realizada en un proyecto previo. Dicha metodología permite el cálculo del índice de condición de los interruptores con base en la concentración de los subproductos del gas SF<sub>6</sub>, incluyendo aquellos que no se encuentran aún normalizados (Sulfuro de Tionilo y de Sulfurilo).

12. Programa que integra las mediciones en línea del sensor y la metodología de la condición del gas SF<sub>6</sub>. Este programa estará integrado al SISIP. Se entregará código fuente y manual de usuario.

13. Reporte técnico conteniendo la evidencia de la fabricación de los 10 Sistemas de Monitoreo con conexión inalámbrica (Radiofrecuencia @ 2.4 GHz) para transferencia de información.

14. Instalación y puesta en servicio de 27 sensores en 9 interruptores de una subestación y 3 sensores en una GIS. La subestación y la GIS serán seleccionadas en conjunto con CFE Transmisión.

15. Reporte técnico de resultados de la instalación y validación del Sistema de

Diagnóstico de Interruptores de Potencia en SF<sub>6</sub> basado en Condición.

16. Reporte técnico con la especificación y diseño conceptual de los sensores a desarrollar.

17. Reporte técnico con la Especificación y diseño conceptual del sistema de detección y diagnóstico de GIS en banda UHF.

18. Reporte técnico con la validación de las especificaciones y características de los materiales y bienes adquiridos para el desarrollo de sensores, amplificadores y DEI's.

19. Prototipos mejorados de sensores y amplificadores. Prototipo inicial del sistema de detección y diagnóstico de GIS en banda UHF.

20. Reporte técnico con la especificación del software de operación del equipo.

21. Reporte técnico con los resultados de la operación en ambiente de laboratorio, de los sensores y amplificadores desarrollados, conectados a un equipo convencional de detección de descargas parciales.

22. Reporte técnico con la metodología de diagnóstico de GIS.

23. Reporte técnico con la evaluación del equipamiento y metodología en una GIS en campo.

24. Constancias de capacitación en el uso del sistema portátil al personal que CFE Transmisión designe.

25. Herramienta de interfaz con la plataforma corporativa.

26. Reporte técnico que incluye las especificaciones técnicas y planos del sistema de monitoreo remoto.

27. Prototipo de sensor de monitoreo inteligente, ensamblado y probado a nivel laboratorio según especificaciones técnica.

28. Reporte técnico con las pruebas de norma aplicadas en un laboratorio certificado de acuerdo con la especificación técnica.

29. Instalación y puesta en servicio de 30 sensores de apartarrayos en una subestación seleccionada en conjunto con CFE Transmisión.

30. Reporte técnico con resultados de pruebas de puesta en operación del sistema de monitoreo.

31. Reporte técnico con el comparativo de pruebas de caracterización de apartarrayos retirados y nuevos.

32. Reporte técnico con el análisis, las correlaciones realizadas y el modelo desarrollado para determinar el envejecimiento de apartarrayos basado en pruebas de laboratorio.

33. Reporte técnico con los resultados del monitoreo de apartarrayos mediante sistema de monitoreo remoto. Asimismo, incluye los resultados de la evaluación comparativa de al menos dos sistemas de medición comerciales con información proporcionada por CFE.

34. Reporte técnico con el análisis, correlación y las conclusiones de los resultados obtenidos durante el monitoreo de apartarrayos.

35. Reporte técnico con el diseño de la metodología que permitirá evaluar el estado operativo de apartarrayos.

36. Reporte técnico con la especificación de la herramienta corporativa.

37. Reporte técnico con el diseño de la herramienta corporativa.

38. Código fuente de la interoperabilidad de los sistemas existentes (SISIP, SIDICOT).

39. Código fuente de la Herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento de equipo eléctrico de subestaciones.

40. Reporte técnico con las pruebas realizadas a la herramienta corporativa para evaluar su funcionalidad y operación.

41. Instalación y puesta en servicio de la herramienta corporativa para la gestión del mantenimiento y vida residual de

equipo eléctrico de subestaciones de la Red Nacional de Transmisión, en servidores de la CFE. Manual de usuario y constancias de capacitación al personal que CFE Transmisión designe.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

### **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.**

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$27,746,740.63  
Concurrente: \$8,324,011.37

#### **Duración del Proyecto**

48 meses.

#### **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.

## **Descripción de las Etapas**

### **Etapas 1**

a) Identificar y ponderar los parámetros de mayor peso que determinan la condición de las principales componentes de las líneas de transmisión, a partir de metodologías documentadas de diagnóstico en sitio y de la experiencia del personal de operación y de especialistas de la CFE.

b) Establecer y ponderar los criterios de importancia de las líneas de transmisión, con la participación del personal de operación y de especialistas de la CFE.

c) Estandarizar la información requerida para determinar la condición e importancia de líneas de transmisión y para el análisis y establecimiento de las estrategias de mantenimiento, mediante la elaboración de formatos uniformizados.

### **Etapas 2**

a) Desarrollar algoritmos para determinar la condición e importancia, la estrategia óptima de mantenimiento y el costo económico del mantenimiento, que permitan evaluar la Confiabilidad de las líneas de transmisión, mediante el uso de las técnicas RCM y analítica de datos.

### **Etapas 3**

a) Especificar, diseñar e implementar el sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, de la CFE, integrando los algoritmos correspondientes y capturando la

información necesaria de las líneas de transmisión, en un ambiente web que le permita al usuario observar los resultados de manera gráfica y tabular.

### **Etapas 4**

a) Validar el sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y capacitar a personal de la CFE, con información histórica de las diferentes GRT's.

## **Productos / Entregables**

### **Etapas 1**

1. Estado del arte de las metodologías para la gestión de mantenimiento y diagnóstico de líneas aéreas de transmisión.

2. Factores de ponderación de los criterios de condición de los principales elementos de las líneas de transmisión (aisladores, apartarrayos, conductores de fase, hilo de guarda, estructura, conductor de puesta a tierra, etc.).

3. Factores de ponderación de los criterios de importancia de las líneas de transmisión y de sus elementos principales.

4. Definición de los parámetros a usar en los formatos uniformizados de la información requerida y procedimiento de captura, para el Sistema de Gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en Líneas de Transmisión.

5. Diagrama de Flujo de los algoritmos para determinar los índices de condición de la línea de transmisión.

6. Avance de la especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y

acceso a la información del sistema de gestión.

## **Etapa 2**

1. Formatos uniformizados de la información requerida y procedimiento de captura, implantados en la GRT´s.
2. Metodologías de evaluación para la condición operativa de los elementos principales de las líneas de transmisión, con base en sus criterios de inspección.
3. Captura de la información registrada en los formatos uniformizados de todas las líneas de transmisión de la CFE en el sistema de gestión de mantenimiento, por parte del INEEL, con el apoyo de la CFE.
4. Algoritmos para determinar los índices de condición e importancia, la prioridad de las tareas de mantenimiento y costos de mantenimiento.
5. Avance de la especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y acceso a la información del sistema de gestión.

## **Etapa 3**

1. Especificación del modelo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, y esquema de seguridad para el control y acceso a la información del sistema de gestión.
2. Diseño Web de la arquitectura sobre un ambiente Web de la metodología del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.
3. Implementación y prueba de la especificación y diseño de la gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.

## **Etapa 4**

1. Resultados de la validación en las 108 líneas de transmisión, con base en la comparación de los resultados del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, con la información correspondiente en los registros de mantenimiento.
2. Sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión, para optimizar las estrategias de mantenimiento a fin de reducir costos e incrementar la Confiabilidad de las líneas de transmisión.
3. Reporte técnico del curso del manejo del sistema de gestión del mantenimiento basado en la condición y riesgo, en líneas de transmisión.
4. Constancia de participación en el curso del manejo del Sistema de Gestión del Mantenimiento basado en la Condición y Riesgo, en Líneas de Transmisión, con las rubricas de las autoridades del INEEL.

## **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CFE Transmisión - Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.

## **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.**

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$19,191,959.50  
Concurrente: \$5,902,500.00

### **Duración del Proyecto**

43 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

a) Organización de la oficina de pilotos y cumplimiento del marco normativo y regulatorio de drones.

#### **Etapas 2**

a) Formación de recursos humanos y certificación de personal para uso comercial de drones.

#### **Etapas 3**

a) Desarrollo de aplicaciones de maniobras de inspección para construcción.

#### **Etapas 4**

a) Evaluación del uso de la tecnología de drones en el sector eléctrico.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapas 1**

1. Revisión del estado del arte y de la práctica en el uso de drones en la industria eléctrica.  
2. Identificación de las aplicaciones específicas con drones que se emplearán en CPTT, considerando tecnologías BIM (Building Information Model).

#### **Etapas 2**

1. Análisis de las diversas plataformas de desarrollo de aplicaciones para dron, en el que se especifique la plataforma de desarrollo que utilizará la CFE, para desarrollar aplicaciones específicas para los trabajos de inspección en infraestructura eléctrica y obras de construcción.  
2. Desarrollo de la estructura orgánica o del proceso de elaboración de la oficina de pilotos definiendo: objetivo, funciones, reglamento y procedimientos para control y operación de drones al interior de la CFE.  
3. Desarrollo de propuestas de procedimientos, reglamentos y

manuales para control y operación de drones al interior de la CFE.

4. Desarrollo de guías, procedimientos, manuales y estándares del uso de drones en la industria. Propuesta para la DGAC sobre el uso de drones en la industria.

5. Desarrollo de curso básico para la operación de drones, incluyendo mantenimiento preventivo y correctivo.

6. Desarrollo de curso avanzado para la operación de drones en: Espacios cerrados, Sistemas Eléctricos, Espacios abiertos con vuelo automatizado.

7. Desarrollo de la certificación de pilotos de drones para su operación en Sistemas Eléctricos e industriales de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-107.

8. Especificación de las cámaras para ser utilizadas en un dron para inspección de infraestructura eléctrica.

### **Etapas 3**

1. Diseño y desarrollo e implantación de la aplicación para gestión de maniobras de inspección con el uso de drones, especificando las opciones de inspección visual, así como las rutinas de inspección para las estructuras tipo seleccionada.

2. Implantación de la oficina de pilotos y los procedimientos de inspección de obras e infraestructura en la CPTT.

3. Documentación de experiencias de evaluación de elementos estructurales con drones.

4. Especificación de la metodología de inspección con drones en elementos estructurales.

5. Implementación de una aplicación para integrar la información de drones a la tecnología BIM.

6. Implantación de herramientas para fotogrametría y topología aérea en la CPTT.

### **Etapas 4**

1. Evaluación del impacto económico en los procesos de inspección de infraestructura, incluyendo un análisis de Confiabilidad.

2. Evaluación del impacto de la tecnología de drones en la Confiabilidad de los procesos de construcción y seguimiento de obras.

3. Análisis y plan de negocios de nuevas aplicaciones de drones en el sector eléctrico.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CPTT CFE - Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la Comisión Federal De Electricidad.

### **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.

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$11,254,692.00

Concurrente: \$4,040,640.00

## **Duración del Proyecto**

48 meses.

## **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.

## **Descripción de las Etapas**

### **Etapas 1**

a) Esta etapa consiste en llevar a cabo una revisión al estado del arte en relación de tecnologías de almacenamiento de energía con aplicaciones en la red. Posteriormente se llevarán a cabo estudios técnicos y económicos sobre la integración de SAE en la RNT y las RGD. Se generarán indicadores asociados al diferimiento de inversión en dos escenarios: 1, los SAE ofrecen productos al Transportista o Distribuidor en un periodo prolongado; y 2, los SAE ofrecen productos al Transportista o Distribuidor en un muy corto plazo y durante un periodo de tiempo corto.

### **Etapas 2**

a) Durante esta etapa se llevarán a cabo propuestas para regular la integración de SAE en la red. También se propondrá un esquema de jerarquización en la operación de SAE.

### **Etapas 3**

a) Consiste en actualizar el estudio para proponer el despliegue de nuevos SAE en la red y el estado del arte. También se va a revisar la propuesta de regulación y en su caso, actualizarla para mejorar el mecanismo. Se llevará un seguimiento sobre la entrada en vigor de posibles regulaciones en materia de SAE.

### **Etapas 4**

a) Consiste en llevar a cabo un seguimiento sobre la entrada en vigor de regulaciones en materia de SAE.

## **Productos / Entregables**

### **Etapas 1**

1. Reporte técnico con el informe del estado del arte de la tecnología de SAE y la regulación.
2. Reporte con el estudio técnico de integración a la red de SAE, que incluya indicadores de impacto de los SAE en la RNT y las RGD.
3. Estudio de factibilidad técnico-económica, que incluya alternativas para el despliegue de tecnologías de almacenamiento en diversas regiones del país, principalmente de aire comprimido, bioquímicos y rebombeo.

### **Etapas 2**

1. Desarrollo de guía para jerarquizar la operación de SAE, evitando interpretación de manipulación de precios.



2. Propuesta de regulación en la integración de tecnologías de almacenamiento de energía en México, de acuerdo con los indicadores de impacto en la red.

### **Etapas 3**

1. Propuesta para el despliegue de nuevos SAE.
2. Documento de seguimiento a mecanismos de regulaciones en SAE.
3. Documento del estado del arte actualizado sobre tecnologías comercialmente disponibles.

### **Etapas 4**

1. Documento de seguimiento a mecanismos de regulaciones en SAE.
2. Análisis de los criterios vigentes en la jerarquización de la operación de SAE, considerando nuevas tecnologías de almacenamiento.
3. Análisis de la regulación en un horizonte de largo plazo, considerando la evolución de las tecnologías de almacenamiento y la red.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

### **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.**

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$30,482,891.38

Concurrente: \$12,792,701.62

### **Duración del Proyecto**

36 meses.

### **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.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapas 1**

a) Revisión y análisis del estado del arte relacionado con las metodologías actuales para la determinación de la estructura de costos, tarifas reguladas y retribuciones asociadas a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) suministrados por las Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

b) Desarrollo de los algoritmos de cálculo e integración de metodologías, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, que las Centrales de Generación proporcionan



a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

### **Etapas 2**

a) Desarrollo de los algoritmos de cálculo e integración de metodologías, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, que las Centrales de Generación proporcionan a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

### **Etapas 3**

a) Aplicación de los algoritmos de cálculo y de las metodologías desarrolladas, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociadas a los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, en doce unidades generadoras de Centrales Eléctricas, que se tomarán como casos de estudio.  
b) Transferencia de conocimiento, desarrollo de recursos humanos.

### **Productos / Entregables**

#### **Etapas 1**

1. Documento técnico sobre el estado del arte de las metodologías para la determinación de la estructura de costos de producción de Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales de generación a mercados eléctricos primarios a nivel mundial.
2. Documento técnico sobre el estado del arte de las metodologías para la determinación de las tarifas reguladas y retribuciones de los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales de Generación a

mercados eléctricos primarios a nivel mundial.

3. Documento técnico que incluye la identificación y análisis de los componentes de costos, tarifas y retribuciones de Servicios Conexos no incluidos en el MEM, proporcionados por Centrales Térmicas e Hidráulicas.

#### **Etapas 2**

1. Documento técnico que incluye los algoritmos de cálculo e integración de una metodología, para determinar los costos, tarifas reguladas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el MEM, que las Centrales de Generación Térmicas e hidráulicas proporcionan al SEN.
2. Metodologías para determinar los costos, tarifas y retribuciones asociados a los servicios conexos no incluidos en el MEM que las Centrales Eléctricas proporcionan a la red eléctrica nacional, en términos del Código de Red.

#### **Etapas 3**

1. Documento técnico que incluye la selección de doce unidades generadoras de Centrales de Generación (casos de estudio), con base al análisis de su relevancia en el suministro de los servicios conexos no incluidos en el MEM al SEN.
2. Documento técnico que incluye el análisis de la información de doce unidades generadoras seleccionadas, para identificar los componentes incluidos en los modos de operación para suministro de servicios conexos y los costos asociados a éstos.
3. Documento técnico que incluye, el cálculo de los costos, tarifas y retribuciones de los servicios Conexos de las Centrales de Generación incluidas como casos de estudio mediante la

aplicación de los algoritmos de cálculo y la metodología desarrollada.

4. Contenido técnico de cursos de capacitación.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

#### **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.**

##### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$3,937,387.00

Concurrente: \$1,533,618.00

##### **Duración del Proyecto**

24 meses.

##### **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.

##### **Descripción de las Etapas**

###### **Etapas 1**

a) Analizar las regulaciones y experiencias tanto nacionales como internacionales en materia de generación distribuida con la finalidad de proponer una serie de modificaciones y nuevos requerimientos a la regulación nacional.

###### **Etapas 2**

a) Analizar las funciones avanzadas de los inversores utilizados a nivel internacional, los esquemas utilizados y de los sistemas de administración de la generación distribuida con base en las experiencias tanto nacionales como internacionales en esta materia, con la finalidad de identificar y proponer mejoras.

##### **Productos / Entregables**

###### **Etapas 1**

1. Reporte técnico de la revisión del Manual de interconexión de centrales con capacidad menor a 0.5 MW.
2. Reporte técnico de regulaciones internacionales en materia de generación distribuida.

3. Reporte técnico de revisión de regulaciones nacionales en materia de generación distribuida y aspectos relacionados del Código de Red.
4. Reporte técnico del análisis de los factores de impacto y metodologías utilizadas en la evaluación de la capacidad de alojamiento.
5. Reporte técnico del análisis de los beneficios y las implicaciones por la digitalización del “Procedimiento para la atención de solicitudes de interconexión de centrales eléctricas y GD”.
6. Asistencia a curso sobre interconexión de generación distribuida.
7. Reporte técnico de los resultados de las reuniones realizadas con el sector para revisión de las propuestas realizadas en la etapa.

## **Etapas 2**

1. Reporte técnico del estado de la normatividad nacional e internacional para prueba y certificación de los inversores.
2. Reporte técnico de los beneficios derivados de la instalación de la generación distribuida desde la perspectiva de los consumidores y la sociedad.
3. Evaluación técnica para el proceso de interconexión de generación distribuida.
4. Reporte técnico de la elaboración de propuesta técnica para la inclusión de las funciones avanzadas de los inversores en las regulaciones.
5. Asistencia a curso sobre interconexión de generación distribuida.

## **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

## **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.

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$16,801,619.43

Concurrente: \$7,135,835.35

### **Duración del Proyecto**

48 meses.

### **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 voltaje con el uso de inversores.

Para propósitos de este documento, las siglas RGD integran a las redes de media y baja tensión.

## **Descripción de las Etapas**

### **Etapas 1**

a) Análisis de las mejores prácticas internacionales por la inclusión de las tecnologías de Generación Distribuida (GD) en las Redes Generales de Distribución (RGD).

### **Etapas 2**

a) Simulaciones técnicas de una red de distribución que cuente con GD conectada a las RGD.

### **Etapas 3**

a) Desarrollo de modelos de software para cuantificar indicadores por la inclusión de la GD en las RGD.

### **Etapas 4**

a) Simulaciones técnico-económicas en una RGD por la inclusión de la GD.

## **Productos / Entregables**

### **Etapas 1**

1. Reporte técnico con los resultados del análisis de las mejores prácticas internacionales referente a indicadores que cuantifiquen beneficios de las tecnologías de GD y que puedan ser utilizados en proyectos para la planeación y operación de las RGD.

2. Reporte técnico con el análisis de las posibles herramientas provenientes de los sistemas de GD que puedan favorecer la operación del Distribuidor.

3. Reporte técnico con base en el análisis internacional del efecto de las pérdidas de energía eléctrica en las RGD por la inclusión de las tecnologías de GD.

4. Reporte técnico con los resultados del análisis de las mejores prácticas internacionales referente a indicadores que cuantifiquen beneficios de las tecnologías de GD y que puedan ser utilizados en proyectos para la planeación y operación de las RGD (complementa a la actividad 1).

5. Reporte técnico de la simulación y análisis de una red de distribución para cuantificar los indicadores a través de una herramienta comercial de software en su operación sin GD y ante el efecto de la GD en la RGD.

### **Etapas 2**

1. Reporte del desarrollo de la herramienta informática para analizar y cuantificar el comportamiento de los indicadores en las RGD en presencia de GD en media tensión y baja tensión.

2. Reporte técnico con los indicadores para mejorar el aprovechamiento de los recursos de la GD en las RGD de la CFE distribución, necesidades regulatorias, técnicas y económicas para su aprovechamiento.

3. Reporte técnico con la metodología y límites necesarios para considerar indicadores que cuantifiquen el impacto de la GD en las RGD.

### **Etapas 3**

1. Reporte técnico y documentación de los desarrollos para la implementación y aplicación de la herramienta computacional desarrollada para analizar y cuantificar los indicadores en las RGD ante el impacto de la GD. Capacitación al finalizar el curso, el INEEL entregará constancias de capacitación a todos los integrantes que

hayan cumplido con su participación y asistencia.

2. Reporte del análisis de escenarios para cuantificar las pérdidas de energía eléctrica debido a la interconexión de la GD en una RGD.

#### **Etapas 4**

1. Reporte técnico del análisis de cuantificación de pérdidas de energía eléctrica debido a la interconexión de la GD en una RGD.

2. Reporte técnico del análisis económico debido a la interconexión de la GD en una RGD.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. CRE – Comisión Reguladora de Energía.

#### **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.**

2. CENIDET - Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$23,291,591.00

Concurrente: \$8,408,704.00

#### **Duración del Proyecto**

48 meses.

#### **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.

#### **Descripción de las Etapas**

##### **Etapas 1**

a) Funciones avanzadas y convencionales estratégicas, regulaciones, estándares y equipamiento para la prueba de inversores para fuentes de energía renovables.

##### **Etapas 2**

a) Plataforma de prueba, esquemas y comunicación para las pruebas de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.

##### **Etapas 3**

a) Aplicaciones, validación y homologación de esquemas de pruebas de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.

#### **Etapa 4**

a) Protocolos de prueba para evaluar la interoperabilidad y funcionalidad de inversores avanzados y convencionales; y Documento de Especificación Técnica para Inversores.

#### **Productos / Entregables**

##### **Etapa 1**

1. Reporte de la capacidad de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores para las fuentes de energía renovables.
2. Documento con características técnicas del equipo y evidencia de la puesta en operación (i.e. memoria fotográfica).
3. Convenio de colaboración por cada institución y empresa participante en el proyecto.
4. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 1 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

##### **Etapa 2**

1. Arquitecturas, protocolos y herramientas de comunicación y control para la prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores.
2. Documentos probatorios de la capacitación de 8 investigadores de las instituciones participantes.
3. Metodologías y técnicas de simulación para la prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de inversores.
4. Modelado de la red de prueba con las herramientas de la Plataforma Avanzada de Simulación, aplicando el esquema "Power Hardware In the Loop".

5. Desarrollo de simulaciones en línea con el modelo de la red de prueba (on-line) y las herramientas del simulador en tiempo real de la Plataforma Avanzada de Simulación.

6. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.

7. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 2 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

##### **Etapa 3**

1. Esquemas de prueba de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores establecidas en la norma IEC TR 61850-90-7.

2. Modelos de los esquemas de prueba con condiciones más realistas, similares a la operación en campo, para la evaluación de los inversores con funciones avanzadas y convencionales estratégicas.

3. Modelos de los esquemas nacionales para la prueba de inversores avanzados con base en lo establecido en el código de red y requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional.

4. Algoritmos de prueba (scripts) desarrollados con las herramientas disponibles en la Plataforma Avanzada de Simulación.

5. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.

6. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 3 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

##### **Etapa 4**

1. Protocolos de prueba para evaluar la interoperabilidad y funcionalidad de las funciones avanzadas y convencionales estratégicas de los inversores, con base en lo establecido en el código de red y

requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional.

2. Documento de Especificación Técnica para Inversores (a revisión de la entidad correspondiente).

3. Reporte de actividades y beneficios de participar en dichas reuniones.

4. Documento probatorio de la capacitación en la Etapa 4 de al menos 1 investigador de las instituciones participantes.

### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. SENER – Secretaría de Energía.

### **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.**

#### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$13,734,655.41

Concurrente: \$5,385,425.78

#### **Duración del Proyecto**

48 meses.

### **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 cuenta con la infraestructura necesaria (hardware y software) para su correcto funcionamiento.

### **Descripción de las Etapas**

#### **Etapa 1**

a) Catálogo de preguntas teóricas y casos de estudio práctico. Especificación de la plataforma de evaluación. También se desarrollará el material multimedia para la evaluación tanto teórica como práctica. Se desarrollará y se llevará a cabo la puesta en funcionamiento de la plataforma PLADIEVA.

#### **Etapa 2**

a) Implementación de la plataforma y aplicación de exámenes piloto para revisión de la plataforma, y desarrollo de modelos para la redacción del Certificado de cumplimiento y verificación/contrastación del sistema.

#### **Etapa 3**

a) Elaboración de paquete de preguntas teóricas técnicas con base en la normatividad de la CRE para la certificación de UVs (Generación, Trasmisión y Distribución).



#### **Etapas 4**

a) Se dará seguimiento al sistema y plataforma multimedia mediante auditorías trimestrales y reaplicación de exámenes.

#### **Productos / Entregables**

##### **Etapas 1**

1. Catálogo de preguntas teóricas para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Inspección.
2. Catálogo de casos de estudio prácticos para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Inspección.
3. Especificación de los módulos de evaluación teórica.
4. Documento de Especificación de los módulos de evaluación práctica.
5. Documento de Especificación de la arquitectura de la plataforma de evaluación.
6. Documento de Especificación del portal de servicios.
7. Módulo de evaluación teórica funcional integrado a la plataforma.
8. Módulo de evaluación práctica funcional integrado a la plataforma.
9. Portal de servicios integrado a la plataforma.
10. Documento de pruebas y validación de la plataforma por parte del personal de la CRE.
11. Versión funcional de la plataforma con acceso remoto. Manual de usuario. Manual de instalación.
12. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

##### **Etapas 2**

1. Documento con los resultados de la verificación y contrastación del sistema en la aplicación de exámenes piloto.
2. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.

3. Informe del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
4. Reporte de los modelos para la redacción del Certificado de cumplimiento de las obras o instalaciones.
5. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

##### **Etapas 3**

1. Catálogo de preguntas teóricas para aplicarse como examen para candidatos de Unidades de Verificación.
2. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.
3. Reporte de la verificación y contrastación del sistema en caso de que no se apruebe el primer examen.
4. Informe del seguimiento del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
5. Versión del módulo de evaluación teórica de las Unidades de Verificación (Generación, Transmisión y Distribución).
6. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

##### **Etapas 4**

1. Reportes de auditorías trimestrales de la plataforma multimedia.
2. Reporte de la verificación y contrastación del sistema en caso de que no se apruebe el primer examen.
3. Informe del seguimiento del soporte técnico de la plataforma después de su puesta en funcionamiento.
4. Reportes de Revisión técnica e integración de la plataforma.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

CRE – Comisión Reguladora de Energía.



## **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.**

### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$13,836,748.79  
Concurrente: \$5,104,667.42

### **Duración del Proyecto**

24 meses.

### **Objetivos**

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.

Desarrollar la metodología y los modelos para determinar la magnitud de la posible oferta de la demanda controlable en sistemas de refrigeración para usuarios comerciales e industriales, y los costos correspondientes y las estrategias para su implementación.

Identificar los estándares y caracterizar y las tecnologías de comunicación y control agregado de cargas distribuidas de refrigeración.

Integrar equipos de medición en los sistemas de refrigeración, para registrar la energía eléctrica consumida por estos sistemas, así como la infraestructura de comunicación para obtener la información de manera remota. La información generada por estos equipos se utilizará para gestionar la Demanda.

Elaborar modelo de determinación de precio de oferta de Demanda Controlable para su presentación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Análisis de rentabilidad de la oferta de Demanda Controlable en el contexto del Mercado Eléctrico Mayorista y su relación con el precio marginal de los Servicios Conexos.

Análisis de estado actual de la infraestructura de medición y comunicación de los Usuarios de suministro básico.

Estudio de prefactibilidad, costo efectivo de implementación de demanda controlable por nivel de tensión.

Análisis de factibilidad técnica, económica y regulatoria de operación de demanda controlable ofertada por usuarios de suministro básico a nivel Suministrador de Servicios Básicos, o a través de CENACE.

Análisis del impacto del Producto Asociado de Demanda Controlable en: a) Mercado de energía de corto plazo, b) Mercado de servicios conexos y c) Mercado de Balance de Potencia.

## Descripción de las Etapas

### Etapa 1

a) Estado del arte de oferta de demanda controlable y estándares aplicables y, Modelado y simulación de características termoeléctricas de equipos de refrigeración y prototipo de equipos de medición.

### Etapa 2

a) Validación de modelo, pruebas en campo, software para control de demanda y modelo de determinación de precio de oferta, Estudio de factibilidad técnica económica de demanda controlable y modelo de negocio.

## Productos / Entregables

### Etapa 1

1. Estudio de mercado y estado de arte para determinar los equipos típicos y la factibilidad técnica de control de demanda.
2. Estado de arte y aplicación de protocolos de control de demanda dispersa.
3. Modelo genérico preliminar para determinación de precio de oferta de Demanda Controlable para su presentación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

### Etapa 2

1. Modelo de determinación de precio de oferta de demanda controlable.
2. Software de control de demanda controlable dispersa.

## Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto

CRE – Comisión Reguladora de Energía.

## 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.

### Importe para el proyecto en pesos mexicanos

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$20,736,854.56

Concurrente: \$6,238,352.00

### Duración del Proyecto

42 meses.

### 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.

## Descripción de las Etapas

### Etapa 1

a) Etapa para la definición de alcances (activos e infraestructura crítica) así como para la recopilación de información requerida para la estandarización de ciberseguridad que se requiere para la implementación y fortalecimiento de los mecanismos de protección y para determinar el estado actual de las empresas productivas en materia de ciberseguridad.

### Etapa 2

a) Etapa para la implementación y operación de controles de seguridad como parte del fortalecimiento de los esquemas de protección.

### Etapa 3

a) Etapa para el monitoreo y retroalimentación de mejoras detectadas en los controles de ciberseguridad.

### Etapa 4

a) Etapa para la transferencia final de los mecanismos de protección que hayan sido definidos.

## Productos / Entregables

### Etapa 1

1. Documento del estado del arte y mapa de ruta de estándares y mejores prácticas de ciberseguridad para la REI en México.
2. Marco de trabajo para la estandarización de ciberseguridad en la REI en México.
3. Modelo de desarrollo de sistemas seguros para la estandarización de

sistemas de información para REI Nacional.

4. Documento con el informe de la revisión y diagnóstico del contexto inicial de ciberseguridad en la empresa productiva “CFE Transmisión”.

5. Análisis de vulnerabilidades en la red de datos y equipo OT previamente seleccionado, de la empresa productiva “CFE Transmisión”, que incluye diagnóstico de vulnerabilidades, planeación y diseño de controles de seguridad e implementación de mejoras. Constancias de participación en eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial

6. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 33%, 33% acumulado).

7. Diseño de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a personas de la CRE, “CFE Transmisión” y otras instituciones o empresas asociadas a las REI. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación. (Informe global de avance de la actividad del 25%, 25% acumulado).

### Etapa 2

1. Informe (1 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.

2. Plan de Recuperación de Desastres (DRP por sus siglas en inglés) para dispositivos de adquisición de datos SCADA, previamente seleccionado. Constancias de participación en eventos

de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial.

3. Prototipo de un sistema de monitoreo y prevención de ataques cibernéticos basado en técnicas de ciberdefensa inteligente aplicable a la REI (Avance acumulado del 60%).

4. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva “CFE Transmisión”, que está directamente asociada a la REI (Avance del 40%, 40% acumulado).

5. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 33%, 66% acumulado).

6. Formación de recursos humanos especializados en ciberseguridad con la impartición de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a 15 personas de la CRE, “CFE Transmisión” y otras instituciones o empresas asociadas a las REI, 15 constancias del curso impartido. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance de la actividad del 40%, 65% acumulado).

7. Propiedad intelectual por concepto de 2 de 4 solicitudes de registro de derechos de autor por los entregables con número 2 y 3.

### **Etapas 3**

1. Informe (2 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.

2. Prototipo de un sistema de monitoreo y prevención de ataques cibernéticos

basado en técnicas de ciberdefensa inteligente aplicable a la REI (Avance acumulado del 100%).

3. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva “CFE Transmisión”, que está directamente asociada a la REI (Avance del 40%, 80% acumulado).

4. Diseño de laboratorio de ciberseguridad para evaluar la integridad y Confiabilidad de sistemas y equipos de la REI Nacional (Avance del 34%, 100% acumulado).

5. Formación de recursos humanos especializados en ciberseguridad con la impartición de un curso especializado en ciberseguridad para la REI Nacional dirigido a 15 personas de la CRE, “CFE Transmisión” y otras instituciones o empresas asociadas a las REI, 15 constancias del curso impartido. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance de la actividad del 25%, 90% acumulado).

### **Etapas 4**

1. Informe (3 de 3) de la evaluación de posibles actualizaciones al marco de trabajo del entregable número 2.

2. Caso de estudio de la aplicación del Marco de Trabajo en la empresa productiva “CFE Transmisión”, que está directamente asociada a la REI (Avance del 20%, 100% acumulado).

3. Reporte de los beneficios al proyecto de la asistencia a eventos de formación especializada a través de cursos de capacitación o congresos en Ciberseguridad, Tecnología Operacional o Inteligencia Artificial, constancias de participación (Informe global de avance

de la actividad del 10%, 100% acumulado).

4. Propiedad intelectual por concepto de 2 de 4 solicitudes de registro de derechos de autor por los entregables con número 7 y 8.

#### **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.

#### **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.

##### **Importe para el proyecto en pesos mexicanos**

Se tiene el origen “fondo”, el cual consiste en los conceptos de Recursos Humanos y apoyos, pasajes y viáticos, maquinaria y equipo, entre otros; y el origen “concurrente”, que consiste en aportaciones por parte de las instituciones.

Fondo: \$45,261,684.00

Concurrente: \$11,487,027.00

##### **Duración del Proyecto**

48 meses.

##### **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, se instalarán tecnologías fotovoltaicas, minihidráulicas o híbridas, aprovechando los recursos energéticos de las comunidades; permitirán el desarrollo de estas comunidades y su integración en el desarrollo económico de México. La Secretaría de Energía y CFE Distribución conocerán los resultados del proyecto, se transferirán los lineamientos técnicos para aprovechar las bondades de los nuevos servicios de las microrredes interconectadas, tales como participación de la frecuencia y soporte de la tensión de red.

##### **Descripción de las Etapas**

###### **Etapa 1**

a) Integración de una plataforma de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.

b) Desarrollar e instalar tecnologías renovables (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) en comunidades que tengan necesidad de electrificación con este tipo de tecnologías, con el objetivo de impulsar el desarrollo de estas comunidades y se

integren en el desarrollo económico de México.

c) Análisis de topologías, operación y control para el desarrollo de un Sistema de Administración de Energía (EMS) de Microrredes.

## **Etapa 2**

a) Integración de una plataforma física de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.

b) Desarrollar e instalar tecnologías renovables (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) en comunidades que tengan necesidad de electrificación con este tipo de tecnologías, con el objetivo de impulsar el desarrollo de estas comunidades y se integren en el desarrollo económico de México.

c) Integración de una microrred con una topología básica con operación con software e interfaz y con los controladores en tiempo real.

d) Desarrollo de una plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

## **Etapa 3**

a) Pruebas operacionales a la plataforma física de microrred eléctrica en las instalaciones del INEEL, infraestructura que se utilizará para el análisis, pruebas, y para el desarrollo de políticas públicas y regulaciones para impulsar el desarrollo de microrredes eléctricas en México.

b) Inspección y monitoreo de los sistemas aislados de generación eléctrica (fotovoltaicos, minihidráulicas

o híbridos) instalados en algunas comunidades alejadas que no tienen acceso a las RGD.

c) Implementación en tiempo real de algoritmos de manejo de energía de la microrred con base en una función objetivo funcional; integra funciones de control de la demanda y de la generación despachable.

d) Difusión de la plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

## **Etapa 4**

a) Inspección y monitoreo de los sistemas aislados de generación eléctrica (fotovoltaicos, minihidráulicas o híbridos) instalados en algunas comunidades alejadas que no tienen acceso a las RGD.

b) Sistema de regulación de la microrred, se incluyen restricciones físicas de componentes y variables para mejorar su desempeño.

c) Difusión de la plataforma para el modelado digital de microrredes con diferentes esquemas de generación, almacenamiento y cargas.

## **Productos / Entregables**

### **Etapa 1**

1. Reporte técnico de la planificación y topología del sistema del INEEL.

2. Reporte técnico del modelo digital de la microrred propuesta del INEEL.

3. Reporte técnico de especificación de equipos y sistemas.

4. Reporte técnico para adquisición de equipos. Evidencia fotográfica y reporte de puesta a punto de equipos ya instalados y pruebas de reconocimiento. Reporte del personal



capacitado en la operación del equipo. Discusión de las capacidades adquiridas o fortalecimiento de infraestructura en función al equipo adquirido.

5. Reporte técnico con el análisis y definición de pequeñas comunidades candidatas a electrificarse.

6. Reporte técnico con procedimiento para la visita a comunidades, integración de resultados.

7. Reporte técnico de medición de caudales de ríos en comunidades candidatas.

8. Reporte técnico con acuerdos que definen la o las comunidades candidatas.

9. Reporte técnico con los resultados de trámites y permisos.

10. Reporte técnico con especificación de equipos y sistemas.

11. Reporte técnico para adquisición de equipos. Evidencia fotográfica y reporte de puesta a punto de equipos ya instalados y pruebas de reconocimiento. Reporte del personal capacitado en la operación del equipo. Discusión de las capacidades adquiridas o fortalecimiento de infraestructura en función al equipo adquirido.

12. Metodología y estrategia de capacitación a las comunidades en el uso, operación y mantenimiento de los sistemas de generación eléctrica.

13. Reporte técnico de análisis de topologías, operación y control de microrredes.

14. Reporte técnico de especificaciones de equipos y solicitudes de compra para la integración y desarrollo del EMS.

15. Reporte técnico de implementación y análisis de microrredes mediante software especializado.

16. Reporte técnico de la propuesta de función objetivo y técnicas de solución mediante software.

## **Etapas 2**

1. Reporte técnico para adquisición de equipos etapa final.

2. Reporte técnico de la instalación y puesta en operación de la microrred en el INEEL.

3. Reporte técnico del resultado de las pruebas operacionales.

4. Reporte técnico para adquisición de equipos.

5. Reporte técnico de la instalación y puesta en operación del sistema y/o sistemas instalados.

6. Reporte técnico con el procedimiento para la capacitación, y resultados obtenidos.

7. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.

8. Reporte técnico de equipos operando correctamente y análisis de su interacción con el software.

9. Reporte técnico de microrred operando, en software especializado, con flexibilidad para su operación y control.

10. Reporte técnico con el algoritmo propuesto de regulación y validación del desempeño mediante software.

11. Reporte técnico de algoritmos de control primario y secundario mediante software de simulación.

## **Etapas 3**

1. Reporte técnico de resultados de las pruebas operacionales.

2. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.

3. Reporte técnico de patrones de consumo y generación.

4. Reporte técnico con algoritmos propuestos en los equipos y sistemas adquiridos operando en tiempo real.

5. Reporte técnico con la solución de la función objetivo, integra mediciones reales obtenidas de la microrred.
6. Reporte técnico con resultados de implementación de controladores.
7. Reporte técnico con datos y características de los modelos de los subsistemas.
8. Reporte técnico de análisis de los modelos integrados.
9. Reporte técnico con el resultado de las pruebas de la plataforma digital.
10. Reporte técnico con evidencias de la difusión y resultados.

#### **Etapas 4**

1. Reporte técnico del monitoreo y mantenimiento del sistema y/o sistemas instalados.
2. Evidencias de la capacitación a las comunidades en el uso, operación y

mantenimiento de los sistemas de generación eléctrica.

3. Reporte de la estrategia de continuidad de la operación de los sistemas de generación Eléctrica.
4. Reporte técnico de análisis de trabajos en el tema para propiedad industrial.
5. Solicitud de registro de un título de propiedad industrial relacionado con el sistema de administración de la energía para la microrred.
6. Reporte técnico de la operación en laboratorio de hardware in the loop de microrredes.
7. Reporte técnico con evidencias de la difusión y resultados.

#### **Organismos beneficiarios de los desarrollos del proyecto**

1. SENER – Secretaría de Energía.



# 12

PROYECTOS EN ESTUDIO  
IDENTIFICADOS EN EL MEDIANO Y  
LARGO PLAZO

## XII. Proyectos en estudio identificados en el mediano y largo plazo

### Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2025 – 2035

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 Limpia 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 2025 a 2035, 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 Limpia y que puedan ser soportadas de manera sustentable bajo condiciones económicas y del mercado eléctrico mayorista, se podrían integrar como proyectos propuestos, o en su caso, nuevos proyectos con metas de infraestructura diferentes.

#### Refuerzo de la red eléctrica de la zona Piedras Negras

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Los Novillos Banco 2	3	AT	225.0	230/138	abr-25	Noreste
<b>Total</b>			<b>225.0</b>			

AT. Autotransformador

#### Los Arcos Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Arcos Banco 1 (Sustitución)	1	T	20.0	115/138	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>20.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Arcos MVar	Capacitor	138	1.2	abr-25	abr-25	Oriental
<b>Total</b>			<b>1.2</b>			

## El Arbolito Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Arbolito Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/34.5	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>30.0</b>				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Arbolito MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-25	abr-25	Occidental
<b>Total</b>			<b>1.8</b>			

## Incremento en la capacidad de transmisión en el enlace de transmisión Moctezuma – Chihuahua

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Moctezuma - El Encino (93420) (cambio de tensión a 400 kV) / 45	400	1	206.0	abr-26	Norte
Maniobras El Encino III entronque Moctezuma - El Encino (93420)	400	1	5.0	abr-26	Norte
Maniobras El Encino III entronque Moctezuma - El Encino (A3A70)	400	2	10.0	abr-26	Norte
Maniobras El Encino III entronque El Encino - Hércules Potencia (A3A10)	400	2	10.0	abr-26	Norte
<b>Total</b>			<b>25.0</b>		

45/ Al ser cambio de tensión no se contabiliza en las metas físicas

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Moctezuma Banco 7	3	AT	375.0	400/230	abr-26	Norte
<b>Total</b>			<b>375.0</b>			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Moctezuma MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-26	Norte
Chihuahua Norte MVar (sustitución)	Capacitor	115	30.0	abr-26	Norte
Chihuahua Planta MVar (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-26	Norte
<b>Total</b>			<b>115.0</b>		

## Incremento en la capacidad de transmisión en los enlaces de transmisión Chihuahua - Camargo - La Laguna

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Maniobras El Encino III - Punto de Inflexión Francisco Villa / 3	400	2	69.0	abr-26	Norte
Punto de Inflexión Francisco Villa - Camargo II / 4	400	2	71.0	abr-26	Norte
Camargo II - Torreón Sur / 3	400	2	330.0	abr-26	Norte
<b>Total</b>			<b>470.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Maniobras El Encino III MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-26	Norte
Camargo II MVar (reactor de línea)	Reactor	400	200.0	abr-26	Norte
<b>Total</b>			<b>300.0</b>		

### Incremento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico para los Centros de Carga conectados en el Enlace de Transmisión Mérida – Puerto Progreso

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Norte - San Ignacio	115	1	20.0	abr-26	Peninsular
San Ignacio - Puerto Progreso / 4	115	2	7.8	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>27.8</b>		

4/ Tendido del segundo circuito

### Incremento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico para los Centros de Carga conectados en el Enlace de Transmisión Balam – Playa Mujeres

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Balam - Punto de Inflexión Punta Sam / 4	115	2	3.0	abr-26	Peninsular
Punto de Inflexión Punta Sam - Playa Mujeres / 4, 12	115	2	6.2	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>9.2</b>		

4/ Tendido del segundo circuito

12/ Circuito con cable subterráneo

### Incremento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la región Playa del Carmen

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tulum - SETS / 8	115	2	39.0	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>39.0</b>		

8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Playa del Carmen Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>100.0</b>			

AT. Autotransformador

### Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Poza Rica

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde - Poza Rica II / 3	400	2	155.0	abr-27	Oriental
<b>Total</b>			<b>155.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Laguna Verde MVar (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	abr-27	Oriental
<b>Total</b>			<b>50.0</b>		

### Expansión de la Transmisión entre las Gerencias Norte y Occidente

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur - Primero de Mayo / 3	400	2	250.0	abr-27	Norte
Primero de Mayo - Cañada / 3	400	2	220.0	abr-27	Occidental
<b>Total</b>			<b>470.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-27	Norte
Primero de Mayo MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-27	Occidental
<b>Total</b>			<b>175.0</b>		

### Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Toluca

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Yautepec Potencia - Volcán Gordo / 3	400	2	128.5	abr-29	Central
Volcán Gordo - Agustín Millán II / 4	400	2	48.1	abr-29	Central
<b>Total</b>			<b>176.6</b>		

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Volcán Gordo MVar (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-29	Central
<b>Total</b>			<b>66.6</b>		

### Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Cancún

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Dzitnup - Riviera Maya / 3	400	2	165.0	abr-30	Peninsular
Leona Vicario - Xib / 3, 4	115	2	12.5	abr-30	Peninsular
<b>Total</b>			<b>177.5</b>		

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Leona Vicario Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-30	Peninsular
<b>Total</b>			<b>375.0</b>			

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Riviera Maya MVar (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-30	Peninsular
<b>Total</b>			<b>66.6</b>		

### Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Puebla

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Manlio Fabio Altamirano - Ojo de Agua Potencia / 3	400	2	90.0	abr-31	Oriental
<b>Total</b>			<b>90.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

### Expansión de la red de Transmisión en Cabo San Lucas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Turbogás Los Cabos - El Manglito	115	2	30.0	abr-31	Baja California Sur
El Manglito entronque Cabo Bello - Cabo San Lucas Dos	115	2	6.0	abr-31	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>36.0</b>		

## Expansión de la Transmisión entre las regiones Tula-Pachuca y Jilotepec

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Nochistongo - Jilotepec Potencia / 3	230	2	30.0	abr-32	Central
<b>Total</b>			<b>30.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

## Expansión de la Transmisión entre las regiones Poza Rica y Puebla

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Poza Rica II - San Martín Potencia / 3	400	2	210.0	abr-32	Oriental
<b>Total</b>			<b>210.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
San Martín Potencia MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-32	Oriental
<b>Total</b>			<b>100.0</b>		

## Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Playa del Carmen

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Valladolid - Tulum / 3	230	2	105.0	abr-32	Peninsular
<b>Total</b>			<b>105.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tulum Banco 3	4	AT	300.0	230/115	abr-32	Peninsular
<b>Total</b>			<b>300.0</b>			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Tulum MVar (reactor de terciario)	Reactor	13.8	22.5	abr-32	Peninsular
<b>Total</b>			<b>22.5</b>		

## Expansión de la Transmisión entre las zonas Tijuana y Ensenada

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Las Viñas - La Herradura	230	2	150.0	abr-32	Baja California
Tijuana I - La Herradura / 4	230	2	16.0	abr-32	Baja California
Panamericana Fraccionamiento - La Herradura	115	2	70.0	abr-32	Baja California
<b>Total</b>			<b>236.0</b>		

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
La Herradura Banco 2	3	AT	225.0	230/115/69	abr-32	Baja California
<b>Total</b>			<b>225.0</b>			

AT. Autotransformador

## Expansión de la Transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Olas Altas - Turbogás Los Cabos / 3	230	2	125.0	abr-32	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>125.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

## Expansión de la Transmisión entre la zona La Paz

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Olas Altas - Coromuel / 3	230	2	25.0	abr-32	Baja California Sur
Coromuel entronque Punta Prieta - Palmira	115	2	4.0	abr-32	Baja California Sur
Coromuel entronque Punta Prieta - Camino Real	115	2	4.0	abr-32	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>33.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Coromuel Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-32	Baja California Sur
<b>Total</b>			<b>300.0</b>			

AT. Autotransformador

## Expansión de la Transmisión entre las regiones Ixtepec y Oaxaca

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-34	Oriental
Benito Juárez - Oaxaca Potencia / 3	230	2	25.0	abr-34	Oriental
Benito Juárez - La Ciénega / 3	230	2	8.0	abr-34	Oriental
<b>Total</b>			<b>287.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Benito Juárez Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-34	Oriental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia MVar (reactor de línea)	Reactor	400	133.3	abr-34	Oriental
Benito Juárez MVar (reactor de bus)	Reactor	400	133.3	abr-34	Oriental
<b>Total</b>			<b>266.6</b>		

## Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Acapulco

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Yautepec Potencia - Libramiento Diamante / 3	400	2	260.0	abr-35	Oriental
Libramiento Diamante entronque Pie de la Cuesta - Los Amates	230	2	5.0	abr-35	Oriental
Libramiento Diamante entronque Quemado - Los Amates	230	2	5.0	abr-35	Oriental
<b>Total</b>			<b>270.0</b>		

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Libramiento Diamante Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-35	Oriental
<b>Total</b>			<b>500.0</b>			

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Gerencia de Control Regional
Libramiento Diamante MVar (reactor de línea)	Reactor	400	133.3	abr-35	Oriental
Libramiento Diamante MVar (reactor de bus)	Reactor	400	100.0	abr-35	Oriental
<b>Total</b>			<b>233.3</b>		





**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 2020

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>01-CENTRAL</b>			
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
Almolya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustín Millán II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	ACAPULCO (48)		400 <sup>v</sup> / 230 / 115
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400 <sup>v</sup>
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
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
<b>02-ORIENTAL</b>			
VERACRUZ (46)	POZA RICA (45)		400 / 115
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
El Castillo	Jalapa Dos	73840	115
El Castillo	La Reina	73260	115

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>JUILE (52)</b>		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>COATZACOALCOS (53)</b>		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
<b>COATZACOALCOS (53)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
<b>POZA RICA (45)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
<b>TEMASCAL (51)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		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
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>TABASCO (54)</b>		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
<b>JUILE (52)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
<b>TEMASCAL (51)</b>	<b>OAXACA (50)</b>		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
<b>IXTEPEC (56)</b>	<b>JUILE (52)</b>		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
<b>JUCHITAN (57)</b>	<b>JUILE (52)</b>		230
Juchitán II	Juile	93000	230
<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>	<b>JUILE (52)</b>		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
<b>JUCHITAN (57)</b>	<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>		230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93010	230
<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>	<b>COATZACOALCOS (53)</b>		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
<b>OAXACA (50)</b>	<b>JUCHITAN (57)</b>		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
<b>OAXACA (50)</b>	<b>ACAPULCO (48)</b>		115
Pinotepa Nacional	Ometepec/Agua Zarca	73440/73430	115
<b>VERACRUZ (46)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		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
<b>VERACRUZ (46)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		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
<b>PUEBLA (47)</b>	<b>MORELOS (49)</b>		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (48)	MORELOS (49)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
<b>03-OCCIDENTAL</b>			
GUADALAJARA (30)	SALAMANCA (34)		400
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (30)	CARAPAN (36)		400 / 230
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (30)	LÁZARO CÁRDENAS (39)		400
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	CARAPAN (36)		400
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	SALAMANCA (34)		400 / 230
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	Potreriños	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potreriños	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400 / 230
Potreriños	Las Fresas	A3L30	400
Potreriños	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/Yymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	QUERÉTARO (38)		230 / 115
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fe	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
<b>04-NOROESTE</b>			
NACUZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		400 <sup>v</sup>
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400 <sup>v</sup>

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400 <sup>V</sup>
<b>HERMOSILLO (4)</b>	<b>GUAYMAS (5)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
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
<b>OBREGÓN (6)</b>	<b>LOS MOCHIS (7)</b>		<b>400 / 230</b>
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
<b>LOS MOCHIS (7)</b>	<b>CULIACÁN (8)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
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
<b>CULIACÁN (8)</b>	<b>MAZATLÁN (9)</b>		<b>400 / 230</b>
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
<b>MAZATLÁN (9)</b>	<b>TEPIC (29)</b>		<b>400</b>
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
<b>SEIS DE ABRIL (1)</b>	<b>CANANEA (2)</b>		<b>230 / 115</b>
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
<b>CANANEA (2)</b>	<b>NACOZARI (3)</b>		<b>230</b>
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
<b>SEIS DE ABRIL (1)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>230</b>
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
<b>CANANEA (2)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>230 / 115</b>
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
<b>NACOZARI (3)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>400<sup>V</sup> / 230</b>
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari	Hermosillo V	93D70	400 <sup>V</sup>
Nacozari	Hermosillo V	93D90	400 <sup>V</sup>
<b>GUAYMAS (5)</b>	<b>OBREGÓN (6)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
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
<b>05-NORTE</b>			
<b>JUÁREZ (10)</b>	<b>MOCTEZUMA (12)</b>		<b>230</b>
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
<b>MOCTEZUMA (12)</b>	<b>CHIHUAHUA (14)</b>		<b>400<sup>V</sup> / 230</b>
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400 <sup>V</sup>
<b>CAMARGO (15)</b>	<b>LAGUNA (17)</b>		<b>230</b>
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II	Gómez Palacio	93040	230
<b>LAGUNA (17)</b>	<b>DURANGO (16)</b>		<b>400 / 230</b>

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
<b>DURANGO (16)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>		<b>230</b>
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
<b>DURANGO (16)</b>	<b>MAZATLÁN (9)</b>		<b>400 / 230</b>
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
<b>LAGUNA (17)</b>	<b>SALTILLO (23)</b>		<b>400 / 230</b>
Andalucía	Saltillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>CHIHUAHUA (14)</b>		<b>400</b>
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
<b>NUEVO CASAS GRANDES (11)</b>	<b>MOCTEZUMA (12)</b>		<b>400<sup>v</sup> / 230 / 115</b>
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400 <sup>v</sup>
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400 <sup>v</sup>
Galeana	Benito Juárez	73720	115
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>CUAUHTÉMOC (13)</b>		<b>230 / 115</b>
El Encino	Cauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cauhtémoc	73250	115
División del Norte-General Trías-Man. Santa Rosa-Cauhtémoc		73770/73350	115
<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>CAMARGO (15)</b>		<b>230</b>
Avalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
<b>06-NORESTE</b>			
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>NUEVO LAREDO (19)</b>		<b>400 / 230</b>
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
<b>REYNOSA (20)</b>	<b>NUEVO LAREDO (19)</b>		<b>138</b>
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
<b>MATAMOROS (21)</b>	<b>REYNOSA (20)</b>		<b>400 / 230 / 138</b>
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
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400 / 230</b>
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
<b>REYNOSA (20)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400 / 230</b>
Aeropuerto	Ternium Maniobras	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>GÜÉMEZ (28)</b>		<b>400</b>
Champayán	Güémez	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez	A3250	400
<b>GÜÉMEZ (28)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400</b>
Güémez	Lajas	A3140	400
Güémez	Lajas	A3D90	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>POZA RICA (45)</b>		<b>400 / 230</b>
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
<b>VALLES (25)</b>	<b>SAN LUIS POTOSÍ (33)</b>		<b>400</b>
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
<b>TAMAZUNCHALE (27)</b>	<b>QUERÉTARO (38)</b>		<b>400</b>
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>VALLES (25)</b>		<b>400</b>
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>TAMAZUNCHALE (27)</b>		<b>400</b>
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
<b>MONTERREY (22)</b>	<b>SALTILLO (23)</b>		<b>400 / 230</b>
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
<b>SALTILLO (23)</b>	<b>PRIMERO DE MAYO (24)</b>		<b>400</b>
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
<b>PRIMERO DE MAYO (24)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>		<b>400</b>
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
<b>07-PENINSULAR</b>			
<b>TABASCO (54)</b>	<b>ESCÁRCEGA (60)</b>		<b>400 / 230</b>
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>LERMA (61)</b>		<b>230 / 115</b>
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Sabancuy	Champotón	73130	115
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>MÉRIDA (62)</b>		<b>400</b>
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>CHETUMAL (69)</b>		<b>230 / 230<sup>2/</sup></b>
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 <sup>2/</sup>
<b>LERMA (61)</b>	<b>MÉRIDA (62)</b>		<b>230 / 115</b>
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>VALLADOLID (64)</b>		<b>230 / 115</b>
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitas	73T30	115
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>CHETUMAL (69)</b>		<b>230 / 115</b>
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>DZITNUP (63)</b>		<b>400</b>
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
<b>DZITNUP (63)</b>	<b>PUNTO DE INFLEXIÓN (66)</b>		<b>400</b>
Dzitnup	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
<b>DZITNUP (63)</b>	<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>		<b>400</b>
Dzitnup	Riviera Maya/Kantenáh	A3Q70	400
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>PUNTO DE INFLEXIÓN (66)</b>		<b>400</b>

**Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Riviera Maya	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
<b>VALLADOLID (64)</b>	<b>CANCÚN (65)</b>		<b>230 / 115</b>
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115
Tizimín	Canek	73T50/73460	115
Valladolid	Balam	93050	230
Valladolid	Nizuc	93070	230
<b>VALLADOLID (64)</b>	<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>		<b>115</b>
Valladolid	Tulum	73830	115
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>CANCÚN (65)</b>		<b>230 / 115</b>
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Riviera Maya	Nizuc	73R40/73ETO/73ETO	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>COZUMEL (68)</b>		<b>34.5</b>
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
<b>08-BAJA CALIFORNIA</b>			
<b>TIJUANA (71)</b>	<b>MEXICALI (73)</b>		<b>230</b>
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
<b>TIJUANA (71)</b>	<b>ENSENADA (72)</b>		<b>230 / 115 / 69</b>
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
<b>WECC (EUA)</b>	<b>TIJUANA (71)</b>		<b>230</b>
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230
<b>MEXICALI (73)</b>	<b>SAN LUIS RÍO COLORADO (74)</b>		<b>230 / 161</b>
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
<b>09-BAJA CALIFORNIA SUR</b>			
<b>INSURGENTES (75)</b>	<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>		<b>115</b>
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
<b>PUERTO SAN CARLOS (77)</b>	<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>		<b>115</b>
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>	<b>LAS PILAS (78)</b>		<b>115</b>
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
<b>LAS PILAS (78)</b>	<b>OLAS ALTAS (79)</b>		<b>115</b>
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
<b>LAS PILAS (78)</b>	<b>LA PAZ (80)</b>		<b>115</b>
Las Pilas	La Paz	73170	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>LA PAZ (80)</b>		<b>115</b>
Olas Altas	La Paz	73170	115
<b>LA PAZ (80)</b>	<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>		<b>115</b>
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>		<b>115</b>
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>COROMUJEL (82)</b>		<b>230</b>
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>	<b>EL TRIUNFO (83)</b>		<b>115</b>
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
<b>EL TRIUNFO (83)</b>	<b>SANTIAGO (84)</b>		<b>115</b>
El Triunfo	Santiago	73130	115



### Anexo 4.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
SANTIAGO (84)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
Santiago	San José 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 Cabos	93160	230
El Palmar	Central 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 30 de junio de 2021

Tecnología	CFE <sup>5/</sup>	CFE-PIE <sup>5/</sup>	PRIVADO <sup>6/</sup>	PEMEX	Total <sup>1/</sup>
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,993		7,691
Fotovoltaica	6		7,050		7,056
Bioenergía <sup>2/</sup>			408		408
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>13,168</b>	<b>613</b>	<b>14,964</b>	<b>0</b>	<b>28,744</b>
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente <sup>7/</sup>			1,942	367	2,309
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>1,608</b>	<b>0</b>	<b>1,942</b>	<b>367</b>	<b>3,917</b>
<b>Total energía limpia</b>	<b>14,776</b>	<b>613</b>	<b>16,906</b>	<b>367</b>	<b>32,662</b>
<b>%</b>	<b>32.87</b>	<b>3.67</b>	<b>62.47</b>	<b>39.90</b>	<b>36.44</b>
Ciclo combinado	10,959	16,076	8,025		35,060
Térmica convencional <sup>3/</sup>	10,448		939	422	11,809
Turbogás <sup>4/</sup>	2,945		815	131	3,891
Combustión interna	355		379		734
Carboeléctrica	5,463				5,463
<b>Total</b>	<b>44,946</b>	<b>16,689</b>	<b>27,064</b>	<b>921</b>	<b>89,619</b>

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 30 de junio de 2021. Incluye centrales en operación y en pruebas.

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 CEL.

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 30 de junio 2021<sup>1/</sup>

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>2/</sup>	Total
Baja California		743			5	570			320	537	2,175
Baja California Sur			343		1	10			113	532	999
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		1,180					65		450	306	2,001
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		642									642
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						291	295
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
<b>Total</b>	<b>5,463</b>	<b>10,959</b>	<b>355</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>951</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,945</b>	<b>44,946</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

<sup>2/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

### Anexo 4.2b. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIEs al 30 de junio de 2021<sup>1/</sup>

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total <sup>2/</sup>
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	1,678		1,678
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
<b>Total</b>	<b>16,076</b>	<b>613</b>	<b>16,689</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

<sup>2/</sup> Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2021

**Anexo 4.2c. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX al 30 de junio 2021<sup>1/</sup>**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

1/ incluye centrales en operación y en pruebas

2/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

**Anexo 4.2d. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los Permisarios al 30 de junio 2021<sup>1/</sup>**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>2/</sup>	Turbogás	Total
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	38	282	7	384
Durango	156	3			159
Estado de México	850	12	3	105	970
Guanajuato	393	12		5	411
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,043	45		624	3,712
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	44	37	11	671
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
<b>Total</b>	<b>8,025</b>	<b>379</b>	<b>939</b>	<b>815</b>	<b>10,158</b>

1/ incluye centrales en operación y en pruebas

2/ incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.2e. Capacidad instalada por tipo de tecnología Eoloeléctrica y Estado (MW) de los Permisarios al 30 de junio 2021<sup>1/</sup>

Estado	Eoloeléctrica	Total
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	748	748
Jalisco	184	184
Nuevo León	961	961
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,920	1,920
Villa de Reyes	105	105
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
<b>Total</b>	<b>6,993</b>	<b>6,993</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

Anexo 4.2f. Capacidad instalada por tipo de tecnología Fotovoltaica y Estado (MW) de los Permisarios al 30 de junio 2021<sup>1/</sup>

Estado	Fotovoltaica	Total
Aguascalientes	1,201	1,201
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	322	322
Hidalgo	101	101
Jalisco	383	383
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	505	505
Sonora	1,324	1,324
Tlaxcala	420	420
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	315	315
<b>Total</b>	<b>7,050</b>	<b>7,050</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

Anexo 4.2g. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los Permisarios al 30 de junio 2021<sup>1/</sup>

Estado	Bioenergía <sup>2/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>3/</sup>	Geotermoelectrica	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	76			79
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		9	41
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	31	50			81
Jalisco	25	9		47	82
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
<b>Total</b>	<b>408</b>	<b>1,942</b>	<b>25</b>	<b>489</b>	<b>2,863</b>

1/ incluye centrales en operación y en pruebas

2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

3/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoelectrica convencional y Turbogás

### Anexo 4.3. Evolución de la capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2021<sup>1/</sup>

Tecnología	2017 <sup>2/</sup>	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
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	7,691
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	7,056
Bioenergía <sup>4/</sup>	374	375	375	378	408
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>17,954</b>	<b>20,629</b>	<b>23,582</b>	<b>25,594</b>	<b>28,744</b>
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente <sup>5/</sup>	1,322	1,709	1,710	2,305	2,309
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>2,930</b>	<b>3,317</b>	<b>3,318</b>	<b>3,913</b>	<b>3,917</b>
<b>Total capacidad Energía Limpia</b>	<b>20,883</b>	<b>23,946</b>	<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>32,662</b>
%	<b>30.69</b>	<b>32.82</b>	<b>34.29</b>	<b>35.50</b>	<b>36.44</b>
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	35,060
Térmica convencional <sup>6/</sup>	12,665	12,315	11,831	11,809	11,809
Turbogás <sup>7/</sup>	2,960	2,960	2,960	3,545	3,891
Combustión interna	739	880	891	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
<b>Total</b>	<b>68,050</b>	<b>72,958</b>	<b>78,447</b>	<b>83,121</b>	<b>89,619</b>

1/ Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2017 al 30 de junio 2021.

2/ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

3/ Capacidad instalada al 30 de junio de 2021, incluye centrales en operación y en pruebas.

4/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

5/ Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

6/ Incluye Lecho Fluidizado

7/ Incluye plantas móviles

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 <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>5,463</b>	<b>7,780</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>11,282</b>	<b>2,637</b>	<b>42,220</b>

1/ Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

**Anexo 4.3b. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIES 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
<b>Total</b>	<b>13,007</b>	<b>613</b>	<b>13,620</b>

**Anexo 4.3c. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2017**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup>turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

**Anexo 4.3d. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios 2017**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
<b>Total</b>	<b>4,553</b>	<b>380</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>6,086</b>

<sup>1/</sup>incluye Lecho Fluidizado

**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
<b>Total</b>	<b>3,199</b>	<b>3,199</b>



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
<b>Total</b>	<b>165</b>	<b>165</b>

Anexo 4.3g. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios 2017

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>374</b>	<b>954</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>1,840</b>

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

### Anexo 4.3h. 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 <sup>1/</sup>	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							450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283								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
<b>Total</b>	<b>5,463</b>	<b>9,403</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,932</b>	<b>2,637</b>	<b>43,495</b>

<sup>1/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

### Anexo 4.3i. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIEs 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
<b>Total</b>	<b>13,007</b>	<b>613</b>	<b>13,620</b>

**Anexo 4.3j. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2018**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup>turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

**Anexo 4.3k. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios 2018**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
<b>Total</b>	<b>4,984</b>	<b>521</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>6,658</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.3l. 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
<b>Total</b>	<b>4,167</b>	<b>4,167</b>

Anexo 4.3m. 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
<b>Total</b>	<b>1,872</b>	<b>1,872</b>

### Anexo 4.3n. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios 2018

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoelectrica	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
<b>Total</b>	<b>375</b>	<b>1,341</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,228</b>

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

### Anexo 4.3o. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE 2019

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>5,463</b>	<b>9,403</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,637</b>	<b>43,008</b>

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

**Anexo 4.3p. 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
<b>Total</b>	<b>14,763</b>	<b>613</b>	<b>15,376</b>

**Anexo 4.3q. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2019**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup>turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

**Anexo 4.3r. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios 2019**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
<b>Total</b>	<b>6,236</b>	<b>532</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>7,921</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

**Anexo 4.3s. 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
<b>Total</b>	<b>5,352</b>	<b>5,352</b>

### Anexo 4.3t. 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
<b>Total</b>	<b>3,640</b>	<b>3,640</b>

### Anexo 4.3u. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios 2019

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>375</b>	<b>1,342</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,229</b>

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



### Anexo 4.3v. 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 <sup>1/</sup>	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	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567								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
<b>Total</b>	<b>5,463</b>	<b>9,686</b>	<b>355</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>926</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,605</b>	<b>43,308</b>

<sup>1/</sup> Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

### Anexo 4.3w. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIEs 2020

Estado	Ciclo combinado	Eólica	Total <sup>1/</sup>
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
<b>Total</b>	<b>15,285</b>	<b>613</b>	<b>15,898</b>

<sup>1/</sup> Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

**Anexo 4.3x. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2020**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	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
<b>Total</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup>turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

**Anexo 4.3y. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los Permisarios 2020**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	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
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
<b>Total</b>	<b>6,976</b>	<b>495</b>	<b>939</b>	<b>809</b>	<b>9,219</b>

<sup>1/</sup>incluye Lecho Fluidizado

Anexo 4.3z. Capacidad instalada por tipo de tecnología Eoloeléctrica y Estado (MW) de los Permisarios 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
<b>Total</b>	<b>5,806</b>	<b>5,806</b>

Anexo 4.3aa. Capacidad instalada por tipo de tecnología Fotovoltaica y Estado (MW) de los Permisarios 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
<b>Total</b>	<b>5,143</b>	<b>5,143</b>

**Anexo 4.3ab. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los Permisarios 2020**

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoelectrica	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
<b>Total</b>	<b>378</b>	<b>1,937</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,827</b>

<sup>1/</sup> 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.

<sup>2/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás

**Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 30 de junio de 2021**

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (C.C. Petacalco)	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos (C.T.C. Tula)	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Valle de México II	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México (C. C. C. Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo combinado
6	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
7	Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
8	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
9	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
10	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
11	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
12	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
13	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
14	Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo Combinado
15	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
16	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
17	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
18	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica

**Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 30 de junio de 2021**

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
19	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
20	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	Del Nayar	Hidroeléctrica
21	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
22	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
23	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
24	Central Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
25	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
26	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
27	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
28	Energía Azteca VIII, El Sauz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
29	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
30	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
31	Topolobampo III	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
32	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
33	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
34	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
35	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
36	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
37	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
38	Central Termoeléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
39	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
40	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
41	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
42	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
43	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
44	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
45	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
46	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
47	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
48	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
49	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
50	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
51	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
52	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
53	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
54	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
55	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
56	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
57	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
58	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
59	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
60	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
61	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Tijuana	Turbogás

#### Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 30 de junio de 2021

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
62	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
63	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
64	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
65	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

1/ incluye centrales en operación y en pruebas al 30 de junio de 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 30 de junio de 2021

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología <sup>1/</sup>
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	EVM Energía del Valle de México, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
5	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
6	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COGEFI
7	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COGEF
8	Eurus, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
10	EGP Magdalena Solar, S. de R. L. de C. V. (Central La Magdalena II)	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipán	FV-Solar
11	Energías Renovables Venta III S.A. de C.V.	Oriental	Puebla	Cuyoaco	FV-Solar
12	Buenos Días Energía, S. de R. L. de C. V.	Oriental	Tlaxcala	Calpulalpan	FV-Solar
13	Braskem Idesa, S. A. P. I.	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río	Ciclo Combinado/COG
14	Eoliatic del Istmo, S. A. P. I. de C. V. (Istmo I y II)	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
15	Eoliatic del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Santo Domingo Ingenio	Eólica
16	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
17	Ciclo Combinado Tierra Mojada, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo combinado
18	ENR AGS, S. A. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
19	FRV Potosí Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Ramos	FV-Solar
20	FRV Potrero Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
21	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
22	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
23	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
24	Parque Solar Los Cuervos, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	FV-Solar
25	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
26	Cúbico Alten Aguascalientes Uno, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar

### Anexo 4.5. Principales Centrales Eléctricas del sector privado, al 30 de junio de 2021

N°	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología <sup>1/</sup>
27	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozeni de García	Ciclo combinado
28	Kenergreen, S. A. P. I. de C. V. (Central Navojoa Solar)	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
29	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
30	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
31	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozeni de García	Ciclo combinado
32	Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
33	Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
34	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
35	Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	FV-Solar
36	Fisterra Energy Santa María I, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
37	Emerging America Inmobiliaria, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Aquiles Serdán	Combustión Interna
38	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
39	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
40	Compañía de Electricidad Los Ramones, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
41	Energía Buenavista, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
42	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
43	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
44	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COGEFI
45	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
46	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
47	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
48	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/COGEFI CEL
49	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
50	Dolores Wind S.A. de C.V.	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
51	Altos Hornos de México, S. A. B. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
52	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
53	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
54	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica
55	Eólica de Coahuila, S. A. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	General Cepeda	Eólica
56	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
57	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín, S. A. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
58	Eólica del Golfo I, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
59	Energía Azteca X, S. de R. L. de C. V. (Central Mexicali)	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas al 30 de junio de 2021.

<sup>2/</sup> COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente, COGEF CEL: Cogeneración Eficiente CEL.

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 (MWh) 2017 - 2021 (ene-may) por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador Eficiente**

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	12,007
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	1,801
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,702	9,456
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	7,389
Bioenergía	585	600	669	600	397
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>48,800</b>	<b>52,511</b>	<b>54,453</b>	<b>65,222</b>	<b>31,051</b>
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	4,326
Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	5,840	6,636	9,237	10,903	3,347
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>16,412</b>	<b>19,837</b>	<b>20,118</b>	<b>21,767</b>	<b>7,673</b>
<b>Total energía limpia</b>	<b>65,212</b>	<b>72,347</b>	<b>74,570</b>	<b>86,988</b>	<b>38,724</b>
<b>%</b>	<b>21.53</b>	<b>23.29</b>	<b>23.46</b>	<b>27.85</b>	<b>30.18</b>
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	70,580
Térmica convencional <sup>2/</sup>	42,884	39,345	38,020	22,405	9,656
Turbogás	6,580	7,815	9,090	7,147	4,399
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418	602
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	4,329
<b>Total</b>	<b>302,880</b>	<b>310,685</b>	<b>317,820</b>	<b>312,348</b>	<b>128,290</b>

1/ Se considera el 100% de la generación de las centrales eléctricas de cogeneración eficiente como energía limpia. Además, se agregó la generación limpia de las centrales eléctricas que tienen un Certificado de Energía Limpia.

2/ Incluye Lecho fluidizado.

3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-may 2021.

**Anexo 4.7. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017 - 2021 (ene-may) 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 CELs**

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	12,007
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	1,801
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,702	9,456
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	7,389
Bioenergía	585	600	669	600	397
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>48,800</b>	<b>52,511</b>	<b>54,453</b>	<b>65,222</b>	<b>31,051</b>
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	4,326
Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	2,054	2,310	3,259	4,002	1,158
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>12,626</b>	<b>15,510</b>	<b>14,140</b>	<b>14,867</b>	<b>5,484</b>
<b>Total energía limpia</b>	<b>61,426</b>	<b>68,021</b>	<b>68,592</b>	<b>80,088</b>	<b>36,534</b>
<b>%</b>	<b>20.28</b>	<b>21.89</b>	<b>21.58</b>	<b>25.64</b>	<b>28.48</b>
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	72,401
Térmica convencional <sup>2/</sup>	42,884	39,345	38,020	22,405	9,656
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,850	4,639
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	730
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	4,329
<b>Total</b>	<b>302,880</b>	<b>310,685</b>	<b>317,820</b>	<b>312,348</b>	<b>128,290</b>

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 16-marzo-2021. Además, incluye la energía limpia de las centrales con Certificado de Energía Limpia (CEL).

2/ Incluye Lecho fluidizado.

3/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-may 2021.



**Anexo 4.8. Evolución de la capacidad instalada (MW) PIIRCE 2020-2024**

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024
Ciclo combinado	31,948	36,060	36,560	37,245	43,073
CC Hidrógeno					
Térmica convencional	11,809	11,809	11,809	11,696	10,478
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
Turbogás	3,545	4,176	4,176	4,176	4,176
Combustión interna	850	788	788	793	793
Fotovoltaica	5,149	9,607	10,936	11,086	11,086
Hidroeléctrica	12,612	12,633	12,671	12,709	12,926
Eoloeléctrica	6,504	9,406	9,792	9,792	9,868
Cogeneración Eficiente	2,305	2,322	2,322	2,322	2,322
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Geotermoeléctrica	951	976	976	976	976
Bioenergía	378	416	416	416	416
Baterías-FV		20	20	20	20
Energía Cinética		5	5	5	5
GD-FV	1,023	1,718	2,136	2,597	3,095

**Anexo 4.9. Adiciones de capacidad por tecnología de jun 2021 a dic 2024**

Tecnología	Cap. Inst. 2020 - 2024 MW
Ciclo Combinado	8,013
Combustión Interna	59
Turbogás	285
Cogeneración Eficiente	12
Bioenergía	8
FV-Solar	4,031
Eólica	2,177
Hidroeléctrica	312
Banco de Baterías	20
GD-FV	3,095
Energía Cinética	5

**Anexo 4.10a. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto**

Combustible	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Combustóleo	65	62	65	69	68	71	72	71	71	71	70	70	70	70	69
Diésel	144	160	163	167	166	170	170	170	170	170	170	169	169	168	168
Carbón	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Gas Natural	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

**Anexo 4.10b. Evolución de precios de combustibles para los escenarios medio**

Combustible	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Combustóleo	30	33	39	40	37	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Diésel	113	122	127	127	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Carbón	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Gas Natural	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

**Anexo 4.10c. Evolución de precios de combustibles para los escenarios bajo**

Combustible	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Combustóleo	18	21	28	31	31	33	35	34	33	33	32	32	31	31	30
Diésel	95	102	109	111	110	111	112	112	111	110	109	108	107	107	106
Carbón	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Gas Natural	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	3
Uranio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

**Anexo 4.11. Comportamiento estacional de la demanda máxima mensual (MW) del SIN 2020, 2024, 2029 y 2034, Escenario de Planeación, GD-FV caso base**

2029	2029	2029	2034	2034	2034
DHI S/GD	Con GD	SIN GD	DHI S/GD	Con GD	SIN GD
54,173	54,173	0	62,663	62,663	0
51,993	51,993	0	60,439	60,439	0
50,506	50,506	0	58,529	58,529	0
49,213	49,213	0	57,274	57,274	0
48,624	48,624	0	56,410	56,410	0
48,399	48,392	7	56,320	56,309	11
49,036	48,774	262	57,247	56,856	391
49,826	48,277	1,550	58,840	56,512	2,328
51,861	49,176	2,686	60,836	56,779	4,057
54,167	50,944	3,224	62,905	58,036	4,868
55,810	52,302	3,508	64,813	59,520	5,293
56,893	53,305	3,588	66,390	60,974	5,416
57,863	54,305	3,557	67,647	62,271	5,376
58,856	55,472	3,384	68,354	63,229	5,125
59,613	56,454	3,158	69,320	64,525	4,796
60,676	57,926	2,750	70,212	66,009	4,203
61,753	59,366	2,386	70,303	66,636	3,667
60,367	58,459	1,908	69,900	66,943	2,957
58,451	57,391	1,059	67,533	65,839	1,695
56,969	56,752	218	65,015	64,643	372
57,178	57,172	5	66,949	66,939	9
58,551	58,551	0	68,644	68,644	0
58,660	58,660	0	68,719	68,719	0
57,498	57,498	0	67,140	67,140	0
61,753	59,366	3,588	70,303	68,719	5,416

### Anexo 4.12. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Diurno															
GCR	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BCN	3.1	18.3	33.0	34.6	31.5	28.2	25.8	35.2	31.4	28.0	25.4	22.3	31.8	28.1	25.4
BCS	83.1	73.0	48.7	70.0	63.8	60.3	55.8	51.1	54.8	49.8	52.5	47.4	47.7	49.3	43.6
CEL	43.4	48.2	47.2	58.1	50.4	44.9	53.6	52.6	50.0	47.7	50.2	46.6	48.2	47.9	48.7
NES	62.1	53.0	45.9	52.8	65.8	63.9	50.4	39.9	34.8	36.9	33.6	32.5	30.3	31.3	41.8
NOR	50.9	51.5	46.6	41.9	47.3	49.0	50.1	47.9	46.5	45.2	44.2	42.7	41.8	50.8	52.8
NTE	36.6	35.3	34.3	34.3	44.4	45.8	48.5	48.9	44.0	42.0	39.4	34.2	45.3	50.3	48.8
OCC	35.3	34.3	35.2	28.0	37.7	36.1	39.3	42.4	40.0	38.0	32.9	33.4	33.0	30.4	27.9
ORI	62.1	66.6	66.1	57.1	46.5	50.4	42.4	44.5	46.5	44.3	43.1	43.6	41.7	41.0	39.3
PEN	28.9	26.9	26.1	45.2	46.9	45.4	48.5	36.2	31.5	30.3	29.2	28.2	27.2	26.3	25.1
<b>SIN</b>	<b>47.8</b>	<b>47.0</b>	<b>44.8</b>	<b>45.6</b>	<b>49.2</b>	<b>48.4</b>	<b>47.1</b>	<b>44.8</b>	<b>42.2</b>	<b>41.0</b>	<b>39.0</b>	<b>37.6</b>	<b>38.0</b>	<b>38.8</b>	<b>40.4</b>
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 BCN	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 4.13. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima nocturna

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Nocturno															
GCR	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BCN	10.0	26.4	42.2	43.9	40.6	37.1	34.3	44.4	40.4	36.7	33.9	30.5	40.6	36.6	33.6
BCS	86.5	76.4	51.0	73.9	67.7	64.0	59.4	54.6	58.6	53.4	56.6	51.4	51.8	53.7	47.9
CEL	39.2	39.0	35.6	45.3	33.1	32.5	37.8	34.9	31.7	28.6	31.9	29.4	25.3	20.8	22.9
NES	60.4	46.9	41.4	48.6	59.8	53.7	38.5	34.4	30.6	29.5	25.3	23.0	21.9	21.8	21.8
NOR	38.8	33.3	32.2	31.3	30.3	29.4	28.7	26.2	21.1	18.1	18.9	18.7	18.6	19.2	19.5
NTE	28.8	27.7	22.4	20.8	25.0	19.9	19.4	19.0	14.7	14.5	14.2	13.5	15.7	15.3	14.9
OCC	29.2	28.5	27.2	19.8	27.3	26.8	28.6	26.1	25.9	24.1	18.6	14.5	14.2	14.0	14.1
ORI	49.7	50.8	49.5	40.5	31.6	32.8	24.6	24.6	25.8	26.1	26.5	25.8	25.4	26.5	26.3
PEN	19.2	15.6	15.0	44.0	43.8	37.1	45.3	32.3	31.0	28.5	24.3	18.9	16.5	15.9	17.4
<b>SIN</b>	<b>41.2</b>	<b>37.6</b>	<b>34.8</b>	<b>36.0</b>	<b>36.6</b>	<b>34.3</b>	<b>31.4</b>	<b>28.6</b>	<b>26.4</b>	<b>24.9</b>	<b>23.4</b>	<b>21.1</b>	<b>20.1</b>	<b>19.6</b>	<b>19.9</b>
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 BCN	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 4.14. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica 2035-2050 del SEN

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2035	486	486	496
2036	518	525	537
2037	535	545	558
2038	553	565	581
2039	572	585	604
2040	591	607	628
2041	612	630	655
2042	636	657	683
2043	658	683	712
2044	681	709	742
2045	704	734	770
2046	729	761	802
2047	754	788	834
2048	780	816	866
2049	806	844	898
2050	834	874	932

Anexo 4.15. Evolución estimada de la producción de energía eléctrica con Energía Limpia 2035-2050 del SEN

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2035	205	205	216
2036	229	229	240
2037	249	249	259
2038	278	277	287
2039	300	298	309
2040	318	318	328
2041	343	345	358
2042	363	370	381
2043	381	387	401
2044	398	406	422
2045	435	443	462
2046	457	465	491
2047	476	486	512
2048	495	506	534
2049	512	524	554
2050	536	550	579

#### Anexo 4.16. Evolución estimada de emisiones de CO<sub>2</sub> 2035-2050 del SEN

Periodo	Emisiones de CO <sub>2</sub> (%)			Emisiones con Base a la Generación Bruta y al COPAR 2020 (millones de toneladas CO <sub>2</sub> )					
	EC1 Emisiones de CO <sub>2</sub>	EC2 Emisiones de CO <sub>2</sub>	EC3 Emisiones de CO <sub>2</sub>	EC1 Emitidas	EC1 Evitadas	EC2 Emitidas	EC2 Evitadas	EC3 Emitidas	EC3 Evitadas
2035	58.39%	58.39%	57.20%	101.22	72.14	101.22	72.14	101.22	75.74
2036	53.91%	54.30%	52.98%	94.02	80.38	95.57	80.44	94.89	84.21
2037	52.14%	52.70%	51.69%	95.46	87.61	97.63	87.63	97.32	90.97
2038	49.81%	50.48%	49.81%	96.86	97.61	99.25	97.39	99.91	100.67
2039	48.47%	49.30%	48.46%	98.97	105.23	101.95	104.86	102.19	108.66
2040	47.23%	48.00%	47.52%	99.99	111.70	103.19	111.77	104.32	115.19
2041	45.51%	46.40%	45.86%	100.64	120.48	104.78	121.03	106.54	125.78
2042	44.48%	44.93%	44.84%	102.22	127.58	106.03	129.94	108.83	133.90
2043	43.70%	44.42%	44.29%	104.04	134.01	108.69	136.00	112.13	141.01
2044	43.10%	43.85%	43.88%	105.86	139.73	111.27	142.48	115.81	148.12
2045	41.40%	42.40%	42.38%	107.91	152.74	114.52	155.58	119.43	162.39
2046	40.78%	41.96%	41.71%	110.59	160.59	118.18	163.46	123.34	172.38
2047	40.46%	41.49%	41.50%	113.58	167.15	121.14	170.84	127.53	179.80
2048	40.16%	41.17%	41.21%	116.59	173.72	124.53	177.92	131.56	187.70
2049	40.14%	41.15%	41.27%	120.51	179.72	128.74	184.12	136.66	194.48
2050	39.61%	40.55%	41.05%	123.40	188.16	131.80	193.21	141.54	203.25

#### Anexo 4.17. Porcentaje de metas de Energía Limpia 2035 a 2050

Periodo	Metas (%)	EC 1	EC 2	EC 3
2035	41%	42%	42%	43%
2036	42%	44%	44%	45%
2037	43%	47%	46%	46%
2038	43%	50%	49%	49%
2039	44%	52%	51%	51%
2040	44%	54%	52%	52%
2041	45%	56%	55%	55%
2042	45%	57%	56%	56%
2043	46%	58%	57%	56%
2044	47%	58%	57%	57%
2045	47%	62%	60%	60%
2046	48%	63%	61%	61%
2047	48%	63%	62%	61%
2048	49%	63%	62%	62%
2049	49%	63%	62%	62%
2050	50%	64%	63%	62%

**Anexo 4.18. Capacidad neta instalada (MW) por tipo de tecnología para el escenario 1**

Tecnología	2050
Ciclo Combinado	34,358
Carboeléctrica	5,056
Combustión Interna	469.19
Térmica Convencional	7,657
Turbogás	3,556
Cogeneración	4,168
Geotermia	1,376
Eólica	36,601
Fotovoltaica	56,596
Hidro Eléctrica	17,799
Nuclear	11,509
Bio energía	1,171
Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	44,202
Batería	4,935
Concentración Solar	5,300
GD-FV	13,178
<b>Total</b>	<b>247,931</b>

**Anexo 4.19. Capacidad neta instalada (MW) 2035 a 2050 por tecnología para Escenario 1**

Periodo	Ciclo Combinado	Carboeléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermia	Eólica	Fotovoltaica	Hidroeléctrica	Nuclear	Bioenergía	Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Energía Cinética	Total	
2035	47,419	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	825.64	15,451	25,741	14,283	3,109	2351	1000				9,179	5	138,029
2036	45,737	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	16,861	27,871	14,403	3,609	469.1	4,256	329	500		9,556	5	145,477
2037	45,515	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	18,271	30,001	14,592	4,109	469.1	6,048	658	1,400		9,918	5	152,868
2038	42,249	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	19,681	32,131	14,742	4,659	469.1	10,897	987	2,100		10,286	5	160,087
2039	41,376	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	21,091	34,261	14,982	5,159	469.1	12,356	1,316	3,000		10,649	5	166,545
2040	39,389	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	22,501	36,291	15,519	5,709	469.1	15,390	1,645	3,000		11,002	5	172,802
2041	38,047	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	23,911	38,321	15,974	6,209	703.1	17,834	1,974	3,200		11,310	5	179,646
2042	38,705	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	25,321	40,351	16,392	6,759	703.1	19,205	2,303	3,400		11,477	5	186,778
2043	39,350	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	26,731	42,381	16,810	7,259	703.1	20,254	2,632	3,600		11,732	5	193,613
2044	40,932	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	28,141	44,411	16,810	7,809	703.1	21,296	2,961	3,700		11,947	5	200,871
2045	33,642	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	29,551	46,441	16,810	8,309	937.1	31,179	3,290	3,900		12,182	5	208,402
2046	32,625	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	30,961	48,471	16,810	8,859	937.1	35,228	3,619	4,100		12,400	5	216,172
2047	32,685	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	32,371	50,501	17,152	9,409	937.1	37,183	3,948	4,300		12,608	5	223,256
2048	33,217	5,056	469.19	7,657	3,472	4,168	1,376	33,781	52,531	17,381	9,959	937.1	39,546	4,277	4,500		12,811	5	231,144
2049	33,749	5,056	469.19	7,657	3,515	4,168	1,376	35,191	54,561	17,381	10,509	937.1	42,175	4,606	4,700		13,003	5	239,058
2050	34,358	5,056	469.19	7,657	3,556	4,168	1,376	36,601	56,591	17,799	11,509	1171.1	44,202	4,935	5,300		13,178	5	247,931

### Anexo 4.20. Capacidad neta instalada (MW) por tipo de tecnología para el escenario 2

Tecnología	2050
Ciclo Combinado	35,009
Carboeléctrica	5,056
Combustión Interna	469.19
Térmica Convencional	7,657
Turbogás	3,594
Cogeneración	4,168
Geotermia	1,376
Eólica	36,601
Fotovoltaica	56,596
Hidroeléctrica	17,799
Nuclear	11,509
Bioenergía	1,171
Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	50,977
Batería	4,935
Concentración Solar	5,300
GD-FV	13,178
<b>Total</b>	<b>255,396</b>

### Anexo 4.21. Capacidad neta instalada (MW) 2035 a 2050 por tecnología para Escenario 2

Periodo	Ciclo Combinado	Carboeléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermia	Eólica	Fotovoltaica	Hidroeléctrica	Nuclear	Bioenergía	Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Energía Cinética	Total
2035	47,419	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	825.64	15,451	25,741	14,283	3,109	235.1	1000			9,179	5	138,029
2036	47,121	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	16,861	27,871	14,403	3,609	469.1	4,256	329	500	9,556	5	146,861
2037	46,871	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	18,271	30,001	14,592	4,109	469.1	6,048	658	1,400	9,918	5	154,224
2038	44,121	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	19,681	32,131	14,742	4,659	469.1	10,897	987	2,100	10,286	5	161,959
2039	43,769	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	21,091	34,261	14,982	5,159	469.1	12,356	1,316	3,000	10,649	5	168,938
2040	41,785	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	22,501	36,291	15,519	5,709	469.1	15,390	1,645	3,000	11,002	5	175,198
2041	40,140	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	23,911	38,321	15,974	6,209	703.1	19,217	1,974	3,200	11,310	5	183,121
2042	39,876	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	25,321	40,351	16,392	6,759	703.1	22,067	2,303	3,400	11,477	5	190,810
2043	41,518	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	26,731	42,381	16,810	7,259	703.1	23,030	2,632	3,600	11,732	5	198,558
2044	42,573	5,056	469.19	7,657	3,470	4,168	1,376	28,141	44,411	16,810	7,809	703.1	24,896	2,961	3,700	11,947	5	206,153
2045	34,756	5,056	469.19	7,657	3,470	4,168	1,376	29,551	46,441	16,810	8,309	937.1	35,370	3,290	3,900	12,182	5	213,748
2046	33,276	5,056	469.19	7,657	3,470	4,168	1,376	30,961	48,471	16,810	8,859	937.1	40,322	3,619	4,100	12,400	5	221,957
2047	33,336	5,056	469.19	7,657	3,470	4,168	1,376	32,371	50,501	17,152	9,409	937.1	42,903	3,948	4,300	12,608	5	229,668
2048	33,868	5,056	469.19	7,657	3,511	4,168	1,376	33,781	52,531	17,381	9,959	937.1	45,487	4,277	4,500	12,811	5	237,775
2049	34,400	5,056	469.19	7,657	3,553	4,168	1,376	35,191	54,561	17,381	10,509	937.1	48,633	4,606	4,700	13,003	5	246,206
2050	35,009	5,056	469.19	7,657	3,594	4,168	1,376	36,601	56,591	17,799	11,509	1171.1	50,977	4,935	5,300	13,178	5	255,396

### Anexo 4.22. Capacidad neta instalada (MW) por tipo de tecnología para el escenario 3

Tecnología	2050
Ciclo Combinado	35,600
Carboeléctrica	5,056
Combustión Interna	469.19
Térmica Convencional	7,936
Turbogás	3,760
Cogeneración	4,168
Geotermia	1,376
Eólica	36,601
Fotovoltaica 1/	56,596
Hidroeléctrica	17,756
Nuclear	11,509
Bioenergía	1,171
Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	59,918
Batería	4,935
Concentración Solar	5,300
GD-FV	21,054
<b>Total</b>	<b>273,206</b>

### Anexo 4.23. Capacidad neta instalada (MW) 2035 a 2050 por tecnología para Escenario 3

Periodo	Ciclo Combinado	Carboeléctrica	Combustión Interna	Térmica Convencional	Turbogás	Cogeneración	Geotermia	Eólica	Fotovoltaica	Hidroeléctrica	Nuclear	Bioenergía	Ciclo Combinado H <sub>2</sub>	Batería	Concentración Solar	GD-FV	Energía Cinética	Total
2035	47,419	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	825.64	15,451	25,741	14,283	3,109	2351	1000			13,869	5	142,719
2036	48,208	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	16,861	27,871	14,403	3,609	4691	4,256	329	500	14,608	5	153,001
2037	48,907	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	18,271	30,001	14,592	4,109	4691	6,048	658	1,400	15,180	5	161,521
2038	46,063	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	19,681	32,131	14,742	4,659	4691	10,897	987	2,100	15,760	5	169,375
2039	46,764	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	21,091	34,261	14,982	5,159	4691	12,356	1,316	3,000	16,339	5	177,624
2040	45,369	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,101	22,501	36,291	15,519	5,709	4691	15,390	1,645	3,000	16,914	5	184,694
2041	42,742	5,056	469.19	7,657	3,430	4,168	1,376	23,911	38,321	15,974	6,209	7031	20,173	1,974	3,200	17,465	5	192,834
2042	42,924	5,056	469.19	7,657	3,470	4,168	1,376	25,321	40,351	16,392	6,759	7031	23,484	2,303	3,400	17,997	5	201,836
2043	43,930	5,056	469.19	7,657	3,510	4,168	1,376	26,731	42,381	16,810	7,259	7031	25,486	2,632	3,600	18,549	5	210,324
2044	44,205	5,056	469.19	7,657	3,510	4,168	1,376	28,141	44,411	16,810	7,809	7031	28,392	2,961	3,700	19,098	5	218,473
2045	36,394	5,056	469.19	7,657	3,551	4,168	1,376	29,551	46,441	16,810	8,309	9371	39,956	3,290	3,900	19,472	5	227,343
2046	33,808	5,056	469.19	7,657	3,593	4,168	1,376	30,961	48,471	16,810	8,859	9371	46,934	3,619	4,100	19,818	5	236,642
2047	34,400	5,056	469.19	7,657	3,634	4,168	1,376	32,371	50,501	17,152	9,409	9371	50,087	3,948	4,300	20,149	5	245,620
2048	34,460	5,056	469.19	7,657	3,634	4,168	1,376	33,781	52,531	17,381	9,959	9371	53,624	4,277	4,500	20,473	5	254,289
2049	35,051	5,056	469.19	7,657	3,634	4,168	1,376	35,191	54,561	17,381	10,509	9371	57,487	4,606	4,700	20,777	5	263,566
2050	35,600	5,056	469.19	7,657	3,760	4,168	1,376	36,601	56,591	17,799	11,509	1171	60,551	4,935	5,300	21,054	5	273,603



Anexo 4.24. Porcentaje de participación de capacidad neta instalada de unidades de Central Eléctrica Síncrona 2035 a 2050

Periodo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2035	63.50%	63.50%	61.42%
2036	62.45%	62.81%	61.00%
2037	61.50%	61.84%	60.31%
2038	60.59%	61.05%	59.52%
2039	59.58%	60.15%	58.90%
2040	58.66%	59.22%	58.12%
2041	57.96%	58.76%	57.64%
2042	57.46%	58.36%	57.40%
2043	56.88%	57.96%	57.07%
2044	56.46%	57.57%	56.69%
2045	56.11%	57.21%	56.56%
2046	55.84%	56.99%	56.53%
2047	55.46%	56.71%	56.45%
2048	55.26%	56.51%	56.32%
2049	55.09%	56.39%	56.31%
2050	55.10%	56.42%	56.44%



**2021**

Centro Nacional de  
Control de Energía



**SENER**  
SECRETARÍA DE ENERGÍA



**CENACE**<sup>®</sup>  
CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA