PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

PRODESEN
2018 - 2032

CENACE
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 7

2. FUNDAMENTO LEGAL 9

3. PROCESO DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 11

3.1. Coordinación con el CENAGAS 15

4. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 17

4.1. Capacidad de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional 18

4.2. Capacidad efectiva instalada en centrales generadoras 26

4.3. Principales Centrales Eléctricas 28

4.4. Producción de energía eléctrica en el SEN 33

5. DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2017 35

5.1. Por Gerencias de Control Regional en Generación, Transmisión, Transformación y Compensación 35

5.2. Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2017 43

5.3. Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN 43

5.4. Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC 46

5.5. Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS 47

5.6. Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé 49

5.7. Comportamiento de la generación hidráulica 50

5.8. Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2017 51

5.9. Principales corredores de transmisión saturados en 2017 52

5.10. Afectaciones manuales de carga 54

5.11. Disturbios 55

6. PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA 57

6.1. Introducción 57

6.2. Correlación de la demanda y consumo con otros factores 57

6.3. Proceso de Pronóstico 58

6.4. Situación de la Industria Eléctrica 59

6.5. Consumo bruto 2017 59

6.6. Consumo final y usuarios 2017 60

6.7. Demanda máxima 2017 60

6.8. Entorno Económico 2017 61

6.9. Escenario Macroeconómico 2018 - 2032 62

6.10. Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2018 - 2032 63
6.11. Consumo bruto 2018 - 2032 63
6.12. Consumo bruto regional (GWh) 2018 - 2032 64
6.13. Consumo final (GWh) 2018 - 2032 66
6.14. Demanda Máxima 2018 - 2032 66
6.15. Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2018 - 2032 68
7. CARACTERISTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO 71
7.1. Demanda máxima de verano 71
7.2. Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte 72
7.3. Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste 72
7.4. Demanda máxima de invierno 73
7.5. Demanda mínima de invierno 73
7.6. Demanda media de invierno 74
8. RESULTADOS PREVISTOS EN CONFIABILIDAD 77
8.1. Referencias Generales para la Planeación 77
8.2. Macro Red en proceso de análisis para el mercado eléctrico mayorista del 2022 - 2024 78
8.3. Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2020, 2022 y 2024 85
8.4. Operación de la Transmisión y Transformación en el verano a las 16:30 hs 86
8.5. Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 horas para el 2020-2024 90
8.6. Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs 100
8.7. Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2020, 2022 y 2024 100
8.8. Operación de la Transmisión y Transformación en demanda media de invierno de las 14:00 hs 101
8.9. Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 14:00 hs 106
8.10. Comportamiento operativo de la demanda máxima de invierno a las 20:00 hs para el 2020, 2022 y 2024 106
8.11. Límites de transmisión 2018 y 2024 111
9. AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 113
9.1. Objetivos de la Planeación 113
9.2. Proceso de Planeación de la RNT y las RGD del MEM 113
9.3. Principales Proyectos de Generación y Transmisión para cada Gerencia de Control Regional 2018 - 2027 113
9.4. Proyectos de Transmisión instruidos por la SENER hasta 2017 133

9.5. Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT 145
9.6. Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM 239
9.7. Obras de la Macro Red en proceso de análisis 347
9.8. Proyectos de Transmisión indicativos 351
9.9. Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF) 360
9.10. Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución 378
9.11. Montos de inversión estimados y Alcance en metas físicas para las obras de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM 2018-2032 434
9.12. Obras canceladas por CFE o indefinidas en su entrada en operación 443

10. MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM 447

10.1. Proyectos Propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT 447
10.2. Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie 450

11. DIAGNÓSTICO DE CONGESTIONES EN EL SEN 2018 - 2024 465

11.1. Estimación de sobrecostos por congestiones en la RNT 465

12. OBRAS DE LA MACRO RED EN PROCESO DE ANÁLISIS PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 469

12.1. Estudios de energía y económicos 469
12.2. Premisas para los estudios 470
12.3. Sección 1. Interconexión Sureste-Peninsular 474
Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas 479
Análisis de estabilidad transitoria 496
Análisis económico Interconexión Sureste-Peninsular 504
12.4. Sección 2. Macro Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país 518
Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas 525
Análisis de estabilidad transitoria 541
Análisis Económico Noroeste-Norte-Noreste 552
Análisis Económico Norte-Occidente 570
Análisis Económico Noreste-Occidente (Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – El Salero) 580
Análisis Económico Aguascalientes-San Luis Potosí-Querétaro 584
12.5. Sección 3. Red de Transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país 585
Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas 589
Análisis de estabilidad transitoria 599
Análisis económico enlace en corriente directa Monterrey – Centro del país 605

12.6. Sección 4. Red de Transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas 620

Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas 624

Análisis de estabilidad transitoria 629

Evaluación Económica Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas 635

13. SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL "PRODESEN" 2019 – 2033 645

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 responsable de formular el programa sectorial para el desarrollo de la industria eléctrica, conforme al Plan Nacional de Desarrollo. Dicho programa se denomina en el contexto de la Reforma como Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). En este programa se plasmará la política energética del país en materia eléctrica. El PRODESEN cubrirá un horizonte de 15 años.

En el PRODESEN se reflejará la política energética y aspectos de la Ley de Transición Energética para fomentar el desarrollo de las fuentes de energía limpia, cumplimiento de metas, 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.

- Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista.

Por tratarse de una actividad en régimen de competencia, los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) no serán vinculatorios. Sin embargo, la Ampliación y Modernización de la RNT y de 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 y proponer a la SENER y a la CRE para su autorización y opinión respectivamente, los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

En este documento, se presenta el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD en el marco de la Reforma Energética, para el periodo 2018 - 2032.

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 2018 – 2022. Asimismo, el CENACE tomará como un indicador 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 los PIIRCE considerados y los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

En una sección relevante, se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2017. Se muestra 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 restricciones en el suministro de energía eléctrica y una breve reseña de los principales disturbios ocurridos. Este diagnóstico es una referencia importante para identificar si a futuro se

solucionan con los proyectos propuestos a la SENER y a la opinión de la CRE.

En este documento, se incluye información detallada del sistema eléctrico existente, de los proyectos, tanto de centrales eléctricas, centros de carga y de redes eléctricas, ya determinados (en distintos niveles de avance) para entrar en operación en fechas específicas, de los pronósticos de demanda y del programa indicativo para la instalación y retiro de centrales eléctricas que se utilizarán como insumos para determinar el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

Se presentan los proyectos que se están proponiendo, distinguiendo los que ya se considera necesarios su construcción, como los que pudieran tener cambios de características o fecha de puesta en servicio por modificaciones en el crecimiento de la demanda o en el PIIRCE, los refuerzos a cargo de los interesados en interconexiones de centrales eléctricas y conexiones de centros de carga bajo el esquema individual entre otros.

Para cumplir las metas de producción de energía limpia del 35% para el 2024, se contemplan proyectos de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

La Comisión Federal de Electricidad como una empresa productiva del estado ha diferido y cancelado proyectos de Centrales Eléctricas y líneas de transmisión de 400 kV que impactarán significativamente las capacidades de transmisión y la factibilidad de integración de centrales eléctricas.

Se incluyen resultados de los análisis técnicos y económicos obtenidos para diferentes alternativas de cada proyecto, con el fin de justificar los mismos.

Una síntesis de estimaciones de costos de inversión del Programa de Ampliación y Modernización 2018 - 2032.

Al final una serie de proyectos que se estarán estudiando para el próximo programa.

FUNDAMENTO LEGAL

"El CENACE presenta a la Secretaría de Energía (SENER) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la propuesta del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, para el periodo 2018 — 2032, 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".

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

Para la definición de los proyectos que integrarán el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE realiza los estudios técnicos y económicos de acuerdo con el proceso que se muestra en la figura 3.1.

Antes de iniciar el proceso, es necesario clarificar cuáles son los objetivos y fundamento normativo que se deben cumplir en el reporte final del Programa. Los objetivos sustantivos son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, reducción de los costos de producción, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia, minimizar las congestiones en la RNT, programar proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes 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 plazo.

Para los estudios eléctricos de mediano a largo plazo, 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 generadores necesarios por confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunos generadores 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 generador y los límites de transmisión de los corredores significativos del Sistema Eléctrico Nacional.

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 Red Nacional de Transmisión por restringidos márgenes de reserva de potencia reactiva, desde la fase normal de estado estable y ante contingencias sencillas (criterio universal de confiabilidad n-1, excepto para transformadores), son indicadores para realizar estudios de mayor detalle con el fin de confirmar la necesidad de algún refuerzo 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, el Sistema Eléctrico Nacional 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

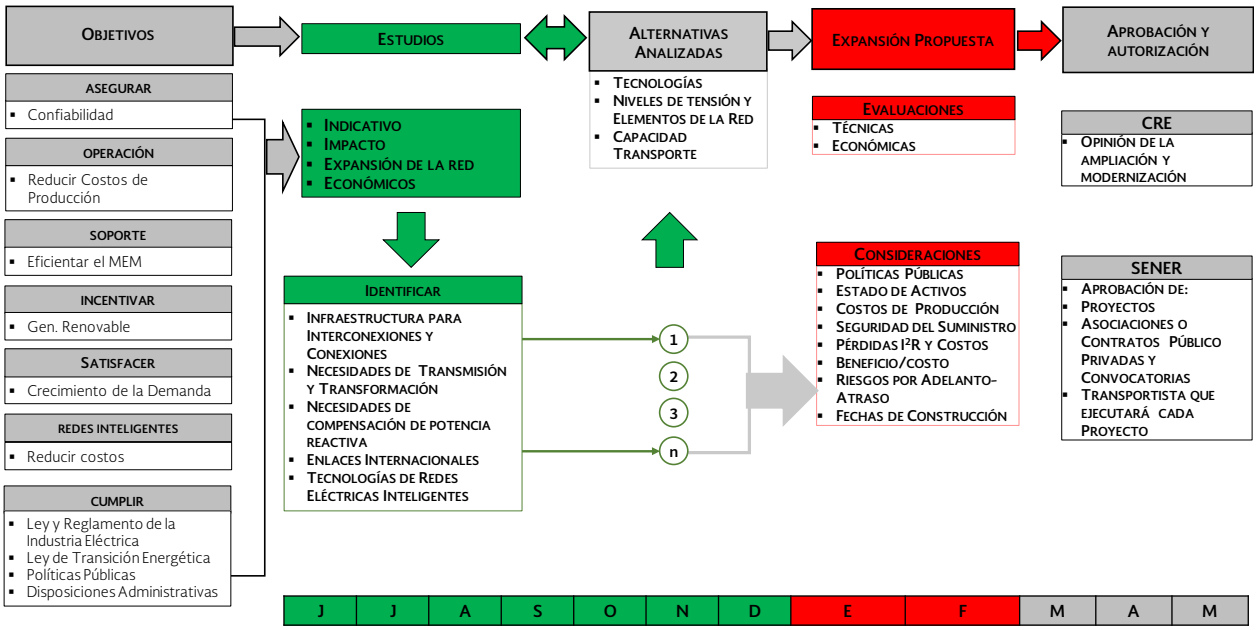
sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible que consume; se modela la indisponibilidad estadística y proyectada de las centrales eléctricas. Para la generación intermitente, el comportamiento estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios proporcionado por la Secretaría de Energía.

En la realización de los estudios económicos, se analizan las diferentes alternativas de cada proyecto previamente estudiadas técnicamente para los siguientes 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 generación, crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

FIGURA 3.1 PROCESO ANUAL DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



En la figura 3.2 se muestra el proceso para la evaluación del desempeño de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, 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 plazo (η a η+5), 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 de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, la incorporación de nuevos Centros de Carga y el crecimiento de la demanda por subestación eléctrica.

El modelo en el horizonte de tiempo de corto plazo para los estudios de evaluación del desempeño de la red eléctrica está compuesto de los componentes de secuencia positiva para flujos de carga y de los modelos matemáticos para estabilidad transitoria. En este horizonte es importante representar la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista con el mayor detalle posible.

Los diferentes escenarios estacionales, son condiciones puntuales en un tiempo determinado y están orientados a conocer el estado del sistema. 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 los

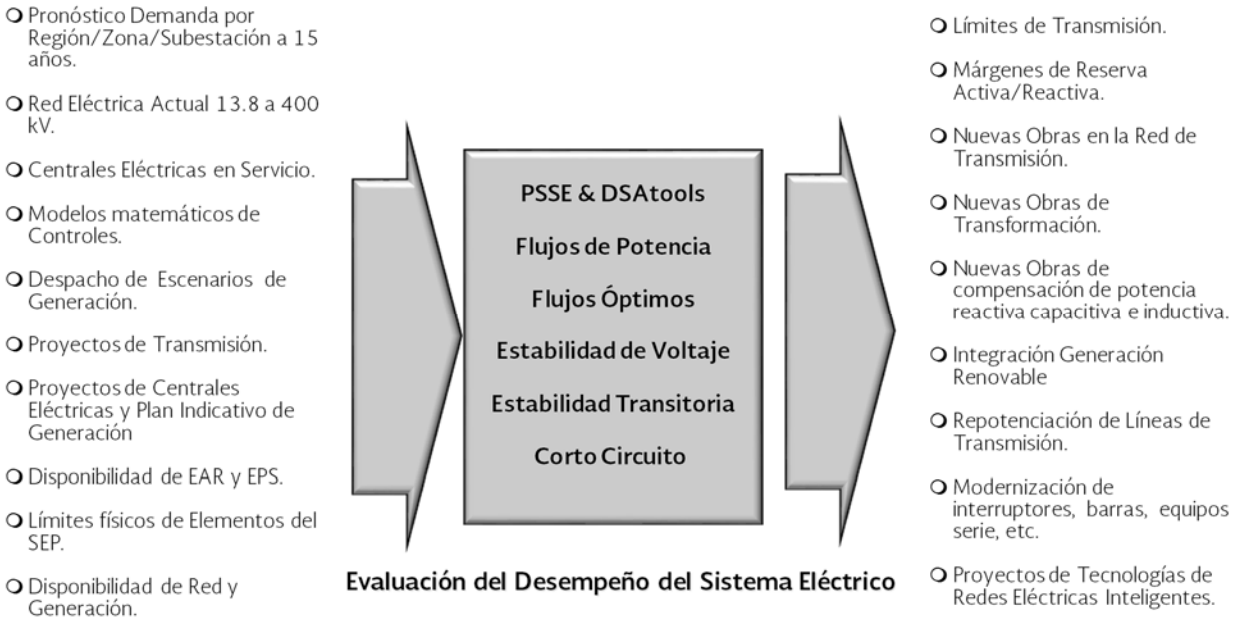
programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo (η+6 a η+14) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por un grado de incertidumbre mayor en las variables de precios de combustibles y evolución de la demanda y consumo. El modelo de la red se detalla para estudios de Confiabilidad Compuesta para determinar la arquitectura de la Red Nacional de Transmisión en niveles de tensión de 69 a 400 kV.

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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 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 y mejorar la confiabilidad del SEN ante la incorporación masiva de generación renovable (intermitente) en la RNT y generación distribuida.

FIGURA 3.2 PROCESO DE EVALUACIONES DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN 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 por regiones, pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, evolución de precios de combustibles, parámetros de desempeño de las Centrales Eléctricas, programa indicativo para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, 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 generación y transmisión, y parámetros de evaluación como la tasa social de descuento y el costo de la energía no suministrada.

Los resultados principales, para el proceso de evaluación 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, entre otros.

En el horizonte de tiempo de corto plazo (η a η+5) 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.

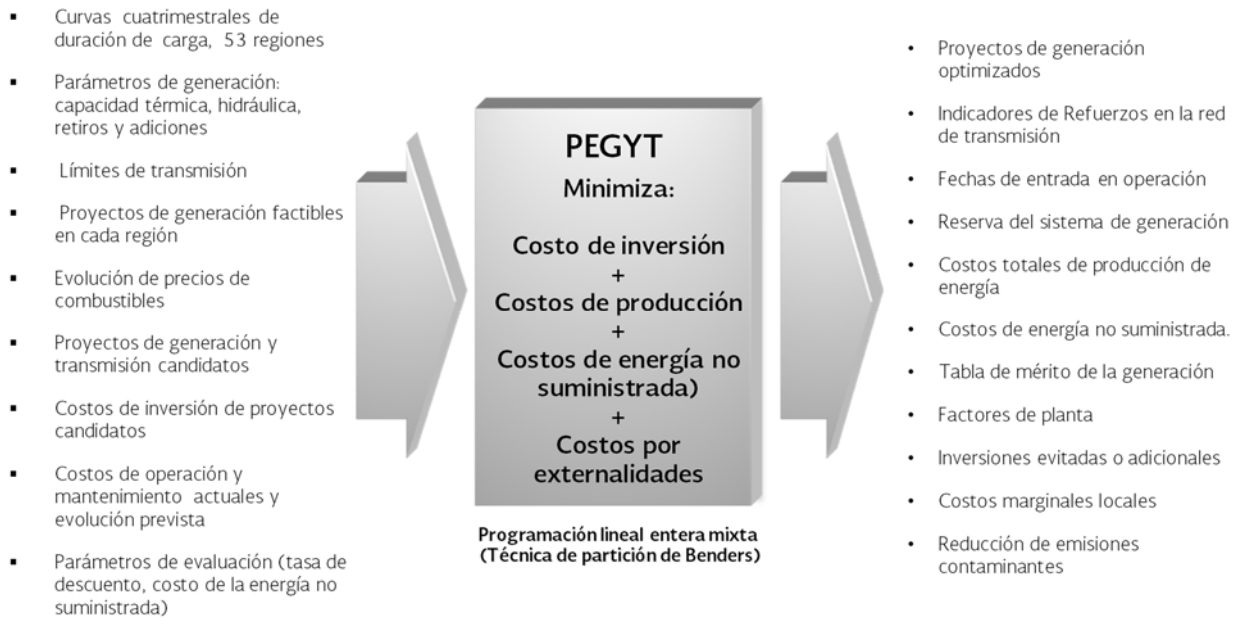
La evaluación económica o social, consiste en determinar si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

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 3.3 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo PEGyT. Tales resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos troncales de la Red Nacional de Transmisión.

FIGURA 3.3 PROCESO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS Y DE ENERGÍA DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



Para confirmar las necesidades de refuerzos y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios para la expansión de la Red Nacional de Transmisión 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 plazo (η+6 a η+14), en cada año se estructura una red eléctrica con los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, y el crecimiento de la demanda por Gerencia de Control Regional y Sistema Interconectado.

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

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

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

En la figura 3.4 se indican los principales insumos y resultados que se obtienen de la simulación de la operación futura del sistema con el modelo México.

FIGURA 3.4 PROCESO DE ESTUDIOS PROBABILISTICOS DE CONFIABILIDAD COMPUESTA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN 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 CENEGAS tiene una coordinación estrecha con el área de Operación del Sistema y el Mercado Eléctrico Mayorista.

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica es una facultad otorgada a la Secretaría de Energía. Esta última tiene una coordinación con el Organismo CENAGAS, para alinear las necesidades energéticas de este combustible en la planeación de mediano-largo plazo.

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En 1992 la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica se realizaba exclusivamente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la, hoy extinta, Compañía de Luz y Fuerza del Centro. En ese año se realizaron diversos cambios a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), con el fin de permitir la participación de generadores privados en la producción de energía eléctrica, ya sea para su venta exclusiva a la CFE o para autoconsumo local o remoto (usando la red de transmisión del servicio público).

Como parte de la Reforma Energética, en diciembre de 2013 se modificaron los Artículos 24, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; en agosto de 2014 se promulgó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y en octubre de ese año su Reglamento.

Uno de los principales cambios que se introducen en la LIE (Artículo 2), se refiere a que la industria eléctrica deja de ser una actividad monopólica verticalmente integrada, quedando ahora conformada por las actividades independientes de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la mencionada LIE.

Derivado de estos cambios legales, mediante decreto del 28 de agosto de 2014, se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como un Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública Federal, el cual tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar el Acceso Abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y proponer la Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

Aun cuando, actualmente, la CFE es el principal participante en el Mercado, y en sus inicios prácticamente el único, la Ley prevé que observe una estricta separación legal en la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios, para que su participación en los mercados se dé de manera independiente a través de cada una de las unidades en que se separe.

En su Artículo 108 la LIE establece que corresponde al CENACE formular y proponer a la Secretaría los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.

De acuerdo con el Artículo 29 de la LIE, serán los Transportistas y los Distribuidores quienes llevarán a cabo los proyectos de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que se incluyan en los programas correspondientes, previa instrucción de la Secretaría.

Asimismo, el Artículo 30 establece que “El Estado, a través de la Secretaría, los Transportistas o los Distribuidores podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”.

En esta sección se presentan las características de la infraestructura de transmisión y generación, instalada a finales de 2017.

Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regional

El SEN está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la figura 4.1.

La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, así como un pequeño centro de control en Santa Rosalía en Baja California Sur, para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México coordina el Mercado Eléctrico Mayorista y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la Ciudad de Puebla.

Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El sistema de Baja California opera ligado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -Western Electricity Coordinating Council (WECC)- por medio de dos líneas de transmisión en 230 kV en corriente alterna.

Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados del resto de la red eléctrica nacional.

FIGURA 4.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Capacidad de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional

La red de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la CFE, la cual ha sido la propietaria al mismo tiempo de las centrales eléctricas y de las líneas de transmisión y distribución, así como de la infraestructura de comercialización. La expansión de la red se ha llevado a cabo considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización 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 las energías renovables, además de garantizar los flujos de energía requeridos por el mercado eléctrico, considerando su rentabilidad económica y la confiabilidad del sistema.

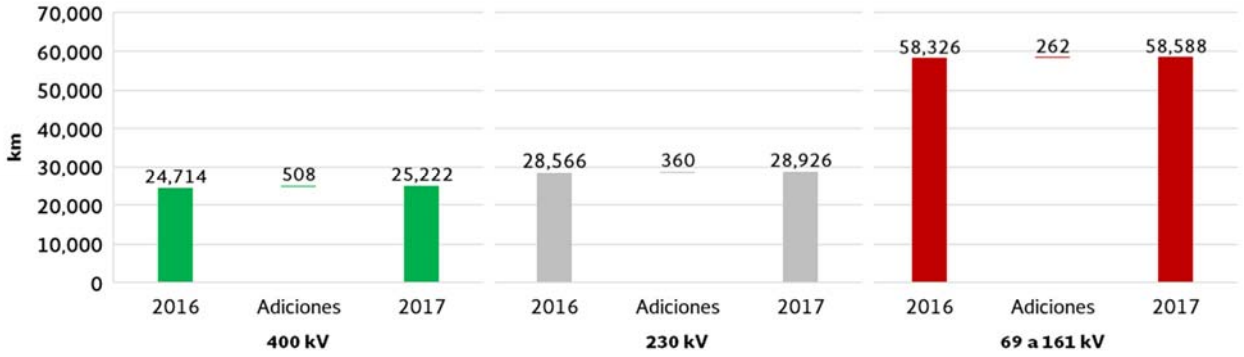
La RNT está constituida por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión; en la figura 4.2 se muestra un resumen de los kilómetros de líneas de diferentes niveles de operación.

- **Red Nacional de Transmisión (RNT):** Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría. 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 un kV y menores o iguales a 35 kV, así como las **redes en baja tensión** en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a un kV.

- **Redes Particulares:** Redes Eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución. No se incluyen en el documento.

FIGURA 4.2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ACTUAL DE LA RNT (KM) 1/



1/ Fuente: CFE. Datos preliminares

Al 31 de diciembre de 2017 en la RNT se tenían 112,736 km de líneas, 1.0% más que en 2016; de estos, 22.4% correspondía a 400 kV, 25.6% a 230 kV, y el 52.0% restante a tensiones entre 69 y 161 kV. Asimismo, se tenía una capacidad instalada en subestaciones de 201,898 MVA, 2.9% mayor que la de 2016.

En lo que respecta a las líneas de transmisión legadas (POISE) con fecha de terminación en 2017, se tiene:

- En 400 kV: Pueblo Nuevo – Obregón IV (87.1 km), Guaymas Cereso – Bácum (94.7 km), Seri – Guaymas Cereso (118.4 km), Cereso – Moctezuma (158.5 km) y Querétaro Potencia Maniobras – Santa María (27 km).

- En 230 kV: Hermosillo IV – Hermosillo V (36.1 km), Xpujil – Xul Ha (104.2 km) y Escárcega Potencia – Xpujil (159 km).

- En 115 kV: Bamoa entronque San Rafael – Guasave (25.2 km) y Janos – Monteverde (38.9 km).

En subestaciones legadas (POISE), durante 2017 se instaló una capacidad en conjunto de 3,750 MVA. Las principales adiciones fueron: Chimalpa II banco 1, Derramadero banco 1, Culiacán Poniente banco 1, Bácum bancos 3 y 4, Seri bancos 1 y 2 y Tlajomulco banco 1.

En la figura 4.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California se tienen 3 sistemas eléctricos separados eléctricamente del SIN.

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la figura 4.4. Con Texas, USA, se tienen 4 enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

Durante 2017 inició oficialmente la operación comercial de una central eléctrica de generación instalada físicamente en Texas, EUA, con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN.

En el cuadro 4.1 se indican los límites máximos de transmisión de potencia entre regiones en 2017.

Es relevante mencionar que, desde la propuesta a la SENER y a la opinión de la CRE del primer PAM 2015 – 2029 a la fecha, ningún proyecto de Transmisión, Transformación, Compensación se ha incorporado a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Es decir, después de la Reforma

Energética ninguna obra se ha puesto en operación bajo el amparo de la Ley de la Industria Eléctrica.

FIGURA 4.3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL - RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2017

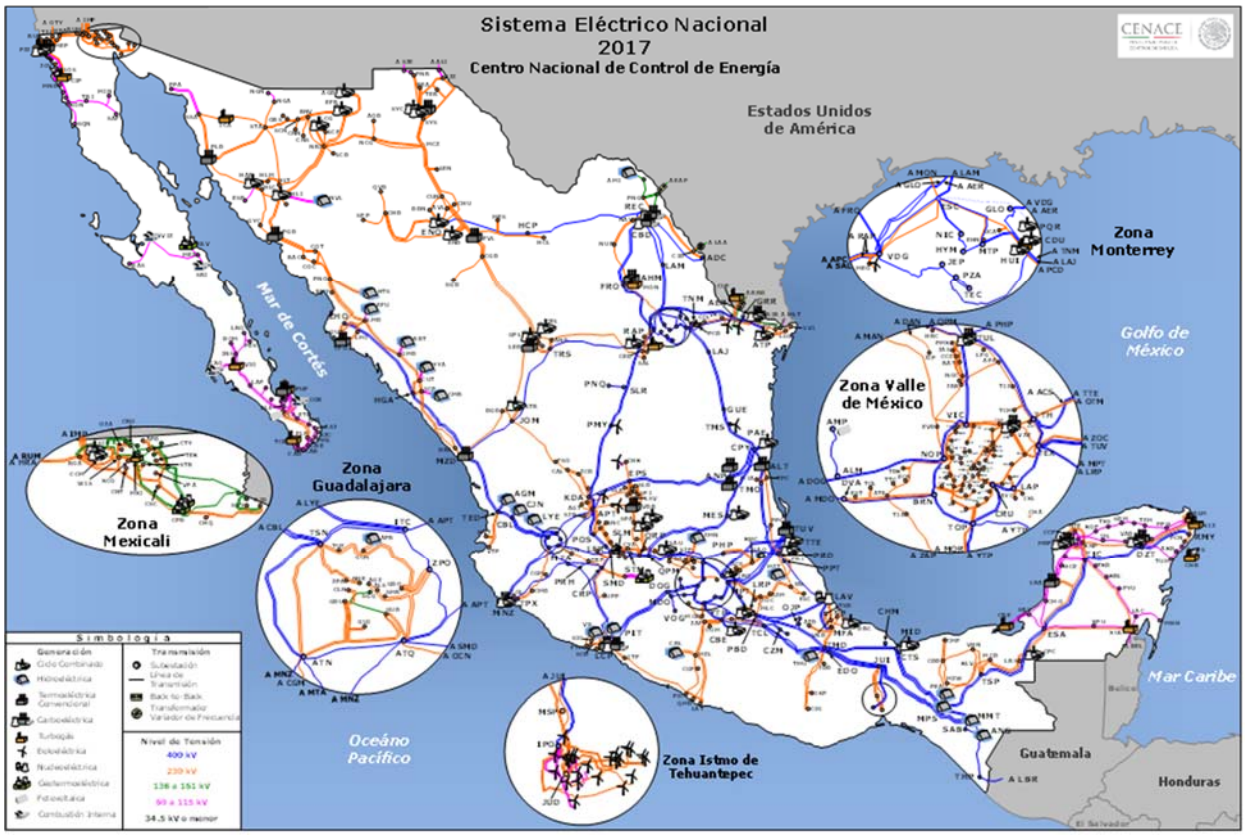


FIGURA 4.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2017

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2017 (MW)

Enlace				Características		
Región	**Subestación Eléctrica**	**Región**	**Subestación Eléctrica**	**Tensión (kV)**	**No. de circuito**	**Capacidad máxima total (MW)**
Cananea	Nacozari	Moctezuma	Nuevo Casas Grandes	400 [1/]	1	400
	Nacozari		Nuevo Casas Grandes	400 [1/]	2	
Cananea	Observatorio	Hermosillo	Santa Ana	230	1	975
	Cananea		Santa Ana	230	2	
	Nacozari		Hermosillo III	230	1	
	Nacozari		Hermosillo V	400[1/]	1	
	Nacozari		Hermosillo V	400[1/]	2	
Hermosillo	Hermosillo IV	Obregón	Guaymas Cereso	230	1	630
	Hermosillo V		Planta Guaymas II	230	1	
	Hermosillo V		Planta Guaymas II	230	2	
Obregón	Pueblo Nuevo	Los Mochis	Los Mochis II	230	2	600
	El Mayo		Los Mochis II	230	1	
	Pueblo Nuevo		Choacahui	400[1/]	1	
Culiacán	Juan José Ríos	Los Mochis	Los Mochis Industrial	115	1	850
	Guasave		Los Mochis Industrial	115	1	
	Guamúchil II		Los Mochis II	230	1	
	Guamúchil II		Los Mochis II	230	2	
	La Higuera		Choacahui	400	1	
	Culiacán Poniente		Choacahui	400	1	
Mazatlán	El Habal	Culiacán	Culiacán Potencia	230	1	1,450
	El Habal		Culiacán Potencia	230	2	
	Mazatlán II		La Higuera	400	1	
	Mazatlán II		La Higuera	400	2	
Mazatlán	Mazatlán II	Tepic	Tepic	400	1	1,380
	Mazatlán II		Tepic	400	2	
Juárez	Samalayuca	Moctezuma	Moctezuma	230	1	640
	Samalayuca		Moctezuma	230	2	
	Samalayuca		Moctezuma	230	3	
Moctezuma	Moctezuma	Chihuahua	Chihuahua Norte	230	1	640
	Moctezuma		Chihuahua Norte	230	2	
	Moctezuma		El Encino	400[1/]	1	
Chihuahua	Camargo II	Laguna	Gómez Palacio	230	1	330
	Camargo II		Gómez Palacio	230	2	
Laguna	Torreón Sur	Durango	Jerónimo Ortiz	400	1	550
	Lerdo		Durango II	230	1	
Durango	Jerónimo Ortiz	Aguascalientes	Fresnillo Potencia	230	1	300
Durango	Durango II	Mazatlán	Mazatlán	230	1	550
	Jerónimo Ortiz		Mazatlán	400	1	
Laguna	Andalucía	Saltillo	Saltillo	230	1	550
	Torreón Sur/Villanueva		Ramos Arizpe Potencia	400	1	
Río Escondido	Río Escondido	Chihuahua	Hércules	400	1	450
Río Escondido	Carbón II	Nuevo Laredo	Arroyo del Coyote	400	1	400
	Río Escondido		Arroyo del Coyote	230	1	
	Río Escondido		Cd. Industrial	230	1	
Reynosa	Reynosa	Nuevo Laredo	Falcón	138	1	140
	Reynosa		Falcón	138	1	
Matamoros	CC Anáhuac	Reynosa	Aeropuerto	400	1	1,400
	CC Anáhuac		Guerreño	400	1	
	CC Anáhuac		Río Bravo	230	1	
	Matamoros		Río Bravo	138	1	
	Matamoros		Río Bravo	138	1	
Río Escondido	Carbón II	Monterrey	Lampazos	400	1	2,100
	Carbón II		Lampazos	400	1	
	Carbón II		Frontera	400	1	
	Río Escondido		Frontera	400	1	
	Nueva Rosita		Monclova	230	1	
Reynosa	Aeropuerto	Monterrey	Ternium Man.	400	1	1,900
	Aeropuerto		Villa de García	400	1	
	Aeropuerto		Glorias	400	1	
	Ventika Maniobras		Cuchillo	230	1	

[1/] Operación inicial en 230 kV

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2017 (MW)

Enlace				Características		
Región	**Subestación Eléctrica**	**Región**	**Subestación Eléctrica**	**Tensión (kV)**	**No. de circuito**	**Capacidad máxima total (MW)**
Huasteca	Champayán	Güémez	Güémez/Tres Mesas	400	1	1,700
	Champayán		Güémez/Tres Mesas	400	1	
Güémez	Güémez	Monterrey	Lajas	400	2	1,500
	Güémez		Lajas	400	1	
Saltillo	Primero de Mayo	Aguascalientes	Cañada	400	1	1,260
	Primero de Mayo		Cañada	400	1	
Huasteca	Tamos	Poza Rica	Poza Rica II	400	1	1,600
	Tamos		Poza Rica II	400	1	
	Minera Autlán		Pantepec	230	1	
Valles	Anáhuac Potencia	San Luis Potosí	El Potosí	400	1	1,500
	Anáhuac Potencia		El Potosí	400	1	
Tamazunchale	Las Mesas	Querétaro	Querétaro Maniobras	400	1	1,750
	Las Mesas		Querétaro Maniobras	400	1	
Huasteca	Champayán	Valles	Anáhuac Potencia	400	1	1,050
	Champayán		Anáhuac Potencia	400	1	
	Altamira		Anáhuac Potencia	400	1	
Huasteca	Champayán	Tamazunchale	Las Mesas	400	1	1,200
	Champayán		Las Mesas	400	1	
Monterrey	Villa de García	Saltillo	Ramos Arizpe Potencia	400	1	1,500
	Villa de García		Ramos Arizpe Potencia	400	1	
	Villa de García		Saltillo	230	1	
	Villa de García		Cementos Apasco	230	1	
Tepic	Tepic II	Guadalajara	Cerro Blanco	400	1	1,150
	Tepic II		Cerro Blanco	400	2	
Manzanillo	Manzanillo	Guadalajara	Acatlán	400	1	2,800
	Manzanillo		Atequiza	400	1	
	Tapeixtles/Guzmán Potencia		Mazamitla	400	1	
	Colima II/Guzmán Potencia		Ciudad Guzmán	230	1	
Guadalajara	Atequiza	Aguascalientes	Aguascalientes Potencia	400	1	1,000
	Ixtlahuacán		Aguascalientes Potencia	400	1	
Guadalajara	Atequiza	Salamanca	Salamanca II	400	1	700
Guadalajara	Mazamitla	Carapan	Carapan/Purépecha	400	1	700
	Ocotlán		Zamora	230	1	
Guadalajara	Mazamitla	Lázaro Cárdenas	Pitirera	400	1	600
Lázaro Cárdenas	Lázaro Cárdenas	Carapan	Carapan	400	1	600
Carapan	Carapan	Salamanca	Salamanca II	400	1	700
	Carapan		Abasolo II	230	1	
Aguascalientes	Potrerillos	Salamanca	Las Fresas	400	1	1,400
	Potrerillos		Las Fresas	400	2	
	León II		Irapuato II	230	1	
	León II/León IV/Silao II		Irapuato II	230	2	
	Silao II		Irapuato II	230	1	
San Luis Potosí	El Potosí	Aguascalientes	Cañada	400	1	1,300
	El Potosí		Aguascalientes Potencia	400	1	
	San Luis I		Aguascalientes Oriente	230	1	
	Villa de Reyes		Aguascalientes Potencia	230	1	
Querétaro	San Luis de la Paz II	San Luis Potosí	Villa de Reyes	230	1	300
	San Luis de la Paz II		Villa de Reyes	230	2	
Salamanca	Salamanca PV	Querétaro	Santa María	400	1	1,600
	Salamanca PV		Santa María	400	2	
	Salamanca PV		Celaya III	230	1	
	Salamanca PV		Celaya III	230	2	
Lázaro Cárdenas	Lázaro Cárdenas Potencia	Acapulco	Ixtapa Potencia	230	1	350
	Lázaro Cárdenas Potencia		Ixtapa Potencia	400[1/]	1	
	Lázaro Cárdenas		La Unión	115	1	
Acapulco	Mezcala	Puebla	Zapata	230	1	300
	Mezcala		Zapata	230	2	
Veracruz	Laguna Verde	Puebla	Puebla II	400	1	1,100
	Laguna Verde		Cruz Azul Maniobras	400	1	

[1/] Operación inicial en 230 kV

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2017 (MW)

Enlace				Características		
Región	**Subestación Eléctrica**	**Región**	**Subestación Eléctrica**	**Tensión (kV)**	**No. de circuito**	**Capacidad máxima total (MW)**
Veracruz	Manlio Fabio Altamirano	Temascal	Temascal II	230	2	440
	Manlio Fabio Altamirano		Temascal II	230	1	
	Manlio Fabio Altamirano		Amatlán II	230	2	
	Manlio Fabio Altamirano		Amatlán II	230	1	
Veracruz	Laguna Verde	Poza Rica	Papantla	400	1	750
Grijalva	Manuel Moreno T./Malpaso	Temascal	Juile	400	1	2,800
	Manuel Moreno Torres		Juile	400	2	
	Manuel Moreno Torres		Juile	400	3	
Grijalva	Malpaso II	Coatzacoalcos	Minatitlán II	400	1	2,100
	Malpaso II		Minatitlán II	400	2	
	Malpaso II		Coatzacoalcos II	400	1	
Coatzacoalcos	Minatitlán II	Temascal	Temascal II	400	1	1,750
	Chinameca Potencia		Temascal II	400	1	
Poza Rica	Mazatepec	Puebla	Zocac	230	1	310
	Jalacingo		Zocac	230	1	
Temascal	Temascal II	Puebla	Ojo de Agua Potencia	400	1	3,000
	Temascal II		Puebla II/Ojo de Agua Potencia	400	1	
	Temascal II		Tecali	400	1	
	Cerro de Oro		Tecali	400	1	
	Cerro de Oro		Tecali	400	1	
Ixtepec	Ixtepec Potencia	Temascal	Juile	400	1	2,500
	Ixtepec Potencia		Juile	400	2	
	Juchitán II		Juile	230	1	
	Matías Romero		Juile	230	1	
	Matías Romero		Juile	230	2	
Grijalva	Malpaso II	Tabasco	Peñitas	230	1	1,450
	Malpaso II		Peñitas	230	2	
	Malpaso II		Tabasco	400	1	
	Malpaso II/Manuel Moreno Torres		Tabasco	400	2	
Querétaro	Querétaro Maniobras	Central	Tula	400	1	1,750
	Querétaro Maniobras		Tula	400	2	
	Héroes de Carranza		Tula	230	1	
	La Manga		Valle de México	230	1	
	Dañu		Jilotepec	230	1	
Lázaro Cárdenas	Pitirera	Central	Donato Guerra	400	1	2,900
	Pitirera		Donato Guerra	400	2	
	Los Azufres		Ciudad Hidalgo	115	1	
	Lázaro Cárdenas		Donato Guerra	400	1	
Poza Rica	Poza Rica	Central	Pachuca Potencia	400	1	4,000
	Tuxpan		Texcoco	400	1	
	Tuxpan		Texcoco	400	2	
	Tuxpan		Texcoco	400	3	
	Tres Estrellas		Teotihuacan	400	1	
	Tres Estrellas		Teotihuacan	400	2	
Puebla	San Martín Potencia	Central	Texcoco	400	1	3,000
	San Lorenzo Potencia		Texcoco	400	1	
	Yautepec		Topilejo	400	1	
	Yautepec		Topilejo	400	2	
	Yautepec		Topilejo	400	3	
	Zapata		Tianguistenco	230	1	
	Zapata		Cuernavaca	85	1	
	Zapata		Tabachines	85	1	
	Zocac		Texcoco	230	1	
	Zocac		Texcoco	230	2	
Tabasco	Los Ríos	Lerma	Santa Lucía	230	1	1,200
	Macuspana II		Santa Lucía	230	1	
	Tabasco		Escárcega Potencia	400	1	
	Tabasco		Escárcega Potencia	400	2	

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2017 (MW)

Enlace				Características		
Región	**Subestación Eléctrica**	**Región**	**Subestación Eléctrica**	**Tensión (kV)**	**No. de circuito**	**Capacidad máxima total (MW)**
Lerma	Lerma	Mérida	Mérida II	115	1	800
	Lerma		Ticul II	230	1	
	Escárcega Potencia		Ticul II	400	1	
	Escárcega Potencia		Ticul II	400	2	
Mérida	Chemax	Cancún	Nizuc	115	1	825
	Valladolid		Tulum	115	1	
	Valladolid		Balam	230	1	
	Valladolid		Nizuc	230	1	
	Dzitnup		Riviera Maya	400	1	
	Dzitnup		Riviera Maya	400	2	
Mérida	Kambul	Chetumal	Polyuc	115	1	250
	Ticul II		Xul-Ha	230	1	
Lerma	Escárcega Potencia	Chetumal	Xul-Ha	230	1	206
	Xpujil		Xul-Ha	230[2/]	2	
Cancún	Playa del Carmen	Cozumel	Chankanaab II	35	1	48
	Playa del Carmen		Chankanaab II	35	2	
Tijuana	La Herradura	Mexicali	Rumorosa	230	1	520
	La Herradura		La Rosita	230	1	
Tijuana	Popotla	Ensenada	El Sauzal	115	1	255
	Puerto Nuevo		Misión	115	1	
	Vallecitos		Valle de las Palmas	69	1	
	Presidente Juárez		Lomas	230	1	
	Presidente Juárez		La Jovita	230	1	
CFE - ACBC	Tijuana I	E.U.A. - WECC	Otay	230	1	408
	La Rosita		Imperial Valley	230	1	
Mexicali	Cerro Prieto I	San Luis Río Colorado	Ruiz Cortines	161	1	315
	Cerro Prieto II		Chapultepec	230	1	
	Cerro Prieto II		San Luis Rey	230	1	
	González Ortega		Ruiz Cortines	230	1	
Villa Constitución	Villa Constitución	La Paz	Las Pilas	115	1	90
	Villa Constitución		Las Pilas	115	2	
La Paz	Olas Altas	Los Cabos	El Palmar	230	1	180
	Olas Altas		El Palmar	230	2	
	El Triunfo		Santiago	115	1	

[2/] Operación inicial en 115 kV

Capacidad efectiva instalada en centrales generadoras

En esta sección se presentan las características de la infraestructura instalada a 2017 en centrales eléctricas, correspondiente a la CFE y Productores Independientes de Energía (PIE), así como al resto de los permisionarios: Autoabastecedores (AU), Cogeneradores (COG), Pequeños Productores (PP), Importadores (IMP) y Exportadores (EXP), interconectados a la red del SEN; infraestructura construida al amparo de la anterior LSPEE. También se incluye la infraestructura que se ha instalado al amparo de la LIE, relacionada con los participantes del mercado, centrales eléctricas con permiso como generadores (GEN).

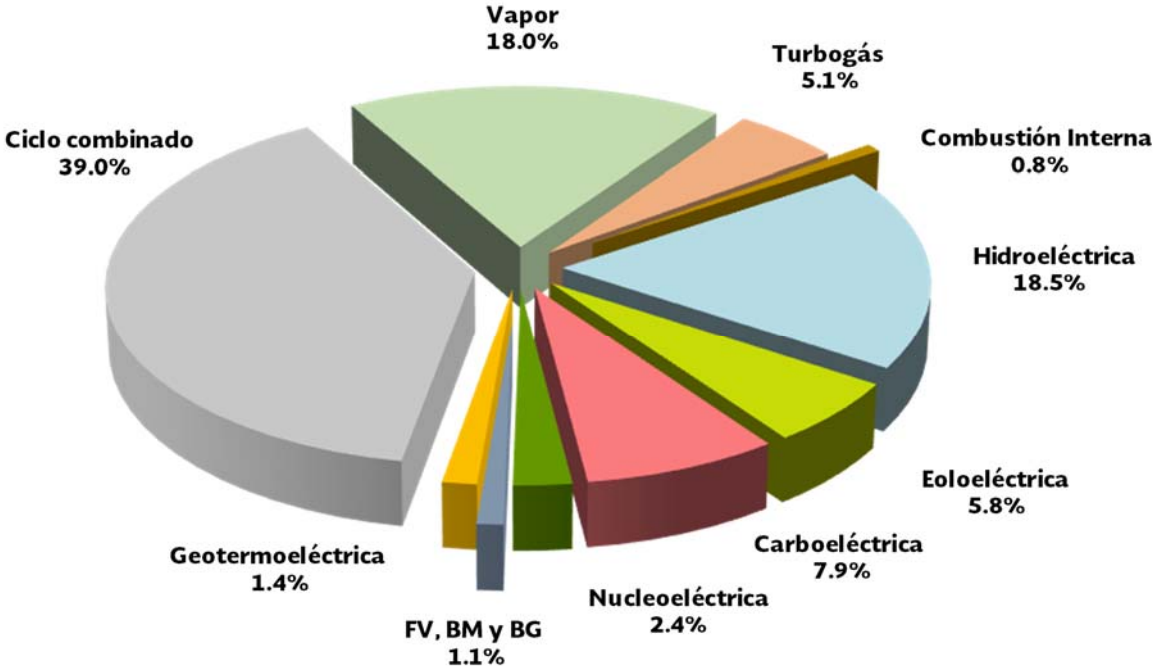
A diciembre de 2017 la capacidad de generación de la CFE, de los PIE y del resto de los permisionarios alcanzó un valor de 67,958 MW. En el cuadro 4.2 se presenta la distribución de la capacidad instalada por Gerencia de Control Regional y los diferentes tipos de generadores; en las figuras 4.5 y 4.6 se muestra por tecnología y modalidad de generador.

CUADRO 4.2 CAPACIDAD INSTALADA POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL Y MODALIDAD DE GENERADOR 1/

Gerencia de Control Regional	CFE	PIE 2/	AU 2/	COG 2/	PP 2/	GEN 2/	Total
Central	8,029	0	54	194	0	392	8,668
Oriental	11,089	2,586	1,871	1,419	0	4	16,970
Occidental	8,536	495	1,319	184	14	19	10,568
Noroeste	3,701	519	572	17	2	1	4,812
Norte	2,506	1,640	370	6	139	96	4,758
Noreste	4,809	6,601	3,131	772	0	662	15,975
Peninsular 3/	989	1,261	1	13	0	0	2,264
Baja California	2,072	783	90	0	0	185	3,130
Baja California Sur	684	0	0	0	30	0	714
Mulegé	98	0	0	0	0	0	98
Total	**42,514**	**13,885**	**7,408**	**2,606**	**185**	**1,360**	**67,958**

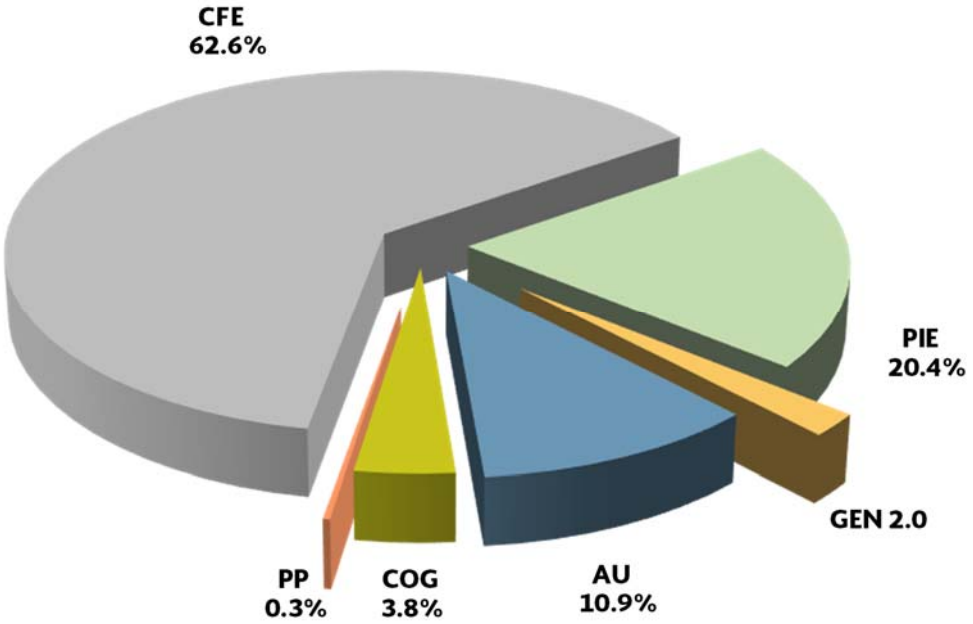
1/ Al 31 de diciembre de 2017
2/ Considera la capacidad de contrato para los PIE, y para el resto de permisionarios es la de interconexión
3/ Incluye 3.2 MW correspondientes a la CI Holbox (aislada)

FIGURA 4.5 CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 (67,958 MW 1/)



FV: Fotovoltaica; BM: Biomasa; BG: Biogás

FIGURA 4.6 CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD DE GENERADOR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 (67,958 MW 1/)



1/ Para las EPS de CFE se considera la capacidad instalada bruta; para los PIE es la de contrato y para el resto de permisionarios es la de interconexión

Principales Centrales Eléctricas

En la figura 4.7 se señala la ubicación de las centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad y los Productores Independientes de Energía que destacan por su tamaño, tecnología o importancia regional. Sus nombres y sus características se presentan en el cuadro 4.3.

FIGURA 4.7 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS EN 2017
CFE Y PIE

CUADRO 4.3 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE CFE Y PIE A DICIEMBRE 2017

No	Nombre de la Central Eléctrica	Gerencia de Control Regional	Estado	Municipio	Tecnología [3/]	Combustible [4/]	Número de [5/]		Capacidad efectiva (MW) [1/]
							CE	UD	
1	Infiernillo	Central	Guerrero	La Unión	HID		1	6	1,200
2	La Villita (José María Morelos)	Central	Michoacán	Lázaro Cárdenas	HID		1	4	320
3	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Central	Hidalgo	Tula	TC, CC	COM y GAS	2	11	2,095
4	Valle de México	Central	México	Acolman	TC, CC	GAS	1	7	999
5	Unidades aeroderivadas	Central	México y D.F.	Varios	TG	GAS	13	14	448
6	Petacalco (Plutarco Elías Calles)	Central	Guerrero	La Unión	CAR	K	1	7	2,778
7	Angostura (Belisario Domínguez)	Oriental	Chiapas	V. Carranza	HID		1	5	900
8	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	HID		1	8	2,400
9	Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	HID		1	6	1,080
10	Peñitas	Oriental	Chiapas	Ostuacán	HID		1	4	420
11	Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel	HID		1	6	354
12	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	HID		1	3	600
13	Humeros	Oriental	Puebla	Chignautla	GEO		1	6	94
14	Oaxaca I - IV, La Venta III y La Mata (PIE) [2/]	Oriental	Oaxaca	Juchitán	EO		6	410	613
15	Laguna Verde	Oriental	Veracruz	Alto Lucero	NUC	UO_2	1	2	1,608
16	Dos Bocas	Oriental	Veracruz	Medellín	CC	GAS	1	6	452
17	San Lorenzo	Oriental	Puebla	Cuautlacingo	CC	GAS	1	3	382
18	Poza Rica	Oriental	Veracruz	Tihuatlán	CC	GAS	1	4	232
19	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Oriental	Veracruz	Tuxpan	TC	COM	1	6	2,100
20	Tuxpan II, III, IV y V (PIE) 2/	Oriental	Veracruz	Tuxpan	CC	GAS	3	12	1,973
21	Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	HID		1	3	960
22	El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	Occidental	Nayarit	Santa Ma. del Oro	HID		1	2	750
23	La Yesca (Alfredo Elías Ayub)	Occidental	Guerrero	La Yesca	HID		1	2	750
24	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	Occidental	Hidalgo	Zimapán	HID		1	2	292
25	Manzanillo	Occidental	Colima	Manzanillo	TC, CC	COM y GAS	1	12	2,754
26	Salamanca TC y Cogeneración	Occidental	Guanajuato	Salamanca	TC, TG	COM y GAS	2	5	943
27	Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	TC	COM	1	2	700
28	El Sauz	Occidental	Querétaro	P. Escobedo	CC	GAS	1	5	591
29	El Sauz (Bajío) (PIE) 2/	Occidental	Guanajuato	S. Luis de la Paz	CC	GAS	1	4	495
30	Los Azufres	Occidental	Michoacán	Cd. Hidalgo	GEO		1	13	245
31	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Noroeste	Sonora	Soyopa	HID		1	3	135
32	Huites (Luis Donaldo Colosio)	Noroeste	Sinaloa	Choix	HID		1	2	422
33	Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	TC	COM y GAS	1	4	632
34	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	Noroeste	Sonora	Guaymas	TC	COM	1	4	484
35	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	TC	COM	1	3	616
36	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Noroeste	Sinaloa	Ahome	TC	COM	1	2	320
37	Hermosillo	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	2	227
38	Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	1	3	409
39	Hermosillo (PIE) 2/	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	1	250
40	Naco Nogales (PIE) 2/	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	1	2	258

... Continuación

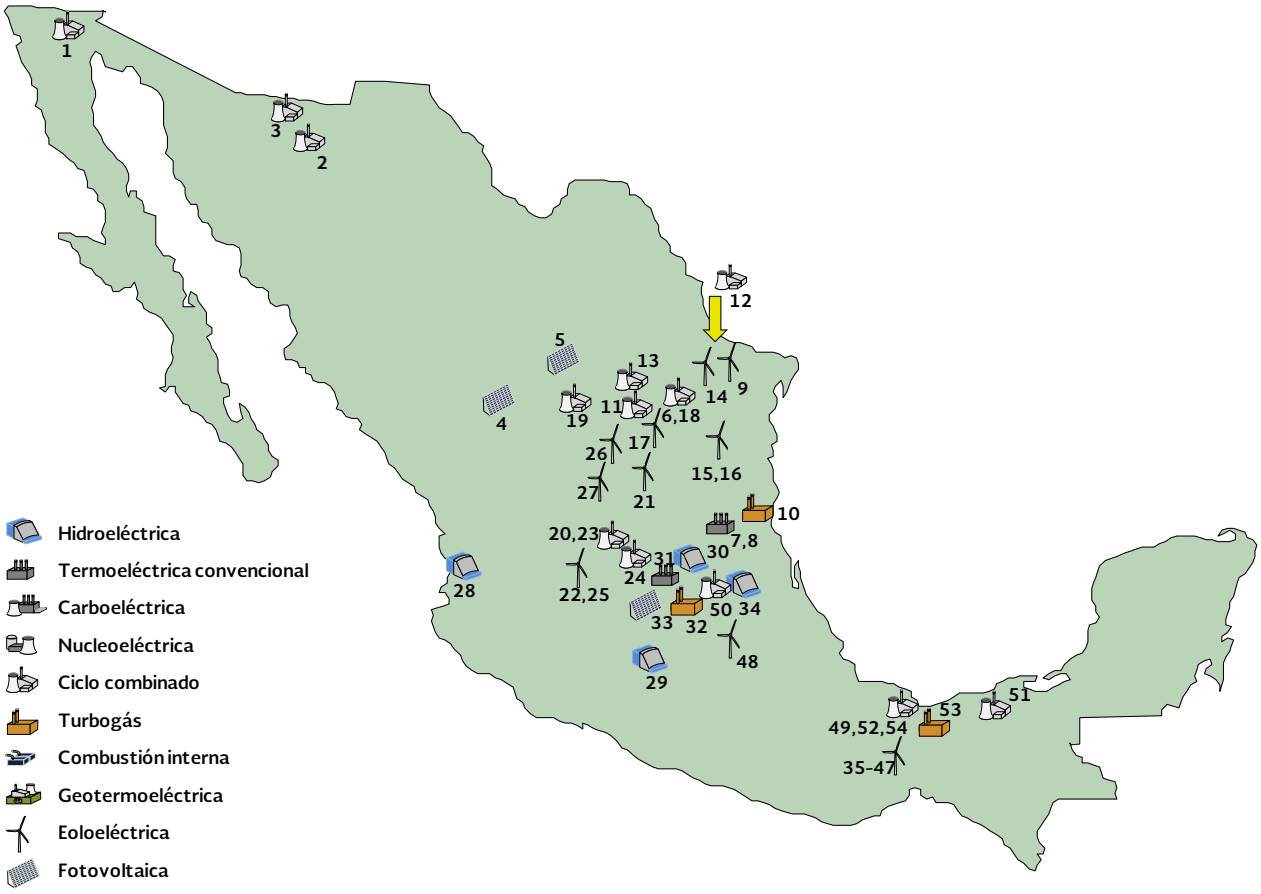
CUADRO 4.3 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE CFE Y PIE A DICIEMBRE 2017

No	Nombre de la Central Eléctrica	Gerencia de Control Regional	Estado	Municipio	Tecnología 3/	Combustible 4/	Número de 5/		Capacidad efectiva (MW) 1/
							CE	UD	
41	Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	TC	COM y GAS	1	2	300
42	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Norte	Durango	Lerdo	TC	COM	1	2	320
43	Samalayuca I y II	Norte	Chihuahua	Cd. Juárez	TC, CC	COM y GAS	2	8	838
44	Gómez Palacio	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	240
45	El Encino (Chihuahua II)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	1	5	619
46	La Laguna II (PIE) 2/	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	498
47	Norte Durango (PIE) 2/	Norte	Durango	Durango	CC	GAS	1	3	450
48	Chihuahua III (PIE) 2/	Norte	Chihuahua	Juárez	CC	GAS	1	3	259
49	Norte II (PIE) 2/	Norte	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	1	3	433
50	Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	TC	COM y GAS	1	2	465
51	Río Escondido (José López Portillo) y Carbón II	Noreste	Coahuila	Río Escondido	CAR	K	2	8	2,600
52	Huinalá I y II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	CC, TG	GAS	3	8	976
53	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	TC, CC	COM y GAS	1	4	520
54	Saltillo (PIE) 2/	Noreste	Coahuila	Ramos Arizpe	CC	GAS	1	2	248
55	Río Bravo II, III y IV (PIE) 2/	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	CC	GAS	3	9	1,490
56	Monterrey III (PIE) 2/	Noreste	Nuevo León	S. N. Garza	CC	GAS	1	2	449
57	Altamira II, III, IV y V (PIE) 2/	Noreste	Tamaulipas	Altamira	CC	GAS	3	15	2,652
58	Tamazunchale (PIE) 2/	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	CC	GAS	1	6	1,135
59	Presidente Juárez	BC	BC	Rosarito	TC, CC	COM y GAS	2	6	1,063
60	Mexicali (PIE) 2/	BC	BC	Mexicali	CC	GAS	1	3	489
61	Baja California III (La Jovita)	BC	BC	Ensenada	CC	GAS	1	3	294
62	Cerro Prieto I, II, III y IV	BC	BC	Mexicali	GEO		4	9	570
63	Tijuana	BC	BC	Tijuana	TG	GAS	1	6	345
64	Punta Prieta	BCS	BCS	La Paz	TC	COM	1	3	113
65	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	BCS	San Carlos	CI	COM y DIE	1	3	104
66	Baja California Sur I	BCS	BCS	La Paz	CI	COM y DIE	1	5	210
67	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	TC, CC	COM y GAS	2	5	295
68	Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	TC, TG	COM y GAS	2	3	198
69	Valladolid III (PIE) 2/	Peninsular	Yucatán	Valladolid	CC	GAS	1	3	525
70	Campeche (PIE) 2/	Peninsular	Campeche	Palizada	CC	GAS	1	1	252
71	Mérida III (PIE) 2/	Peninsular	Yucatán	Mérida	CC	GAS	1	3	484
	Total						**106**	**747**	**52,714**

1/ Al 31 de diciembre
2/ Productor Independiente de Energía, se considera su capacidad de interconexión
3/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional (vapor), CC: Ciclo combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión interna, FV: Solar fotovoltaica, BM y BG: Biomasa y Biogás
4/ COM: Combustóleo, GAS: Gas, K: Carbón, UO_2: Óxido de Uranio, DIE: Diésel
5/ CE: Central Eléctrica, UD: Unidades de Centrales Eléctricas

Las características y ubicación de las principales centrales eléctricas de los permisionarios se muestran en la figura 4.8 y el cuadro 4.4.

FIGURA 4.8 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS EN 2017
PERMISIONARIOS



CUADRO 4.4 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE PERMISIONARIOS A DICIEMBRE DE 2017

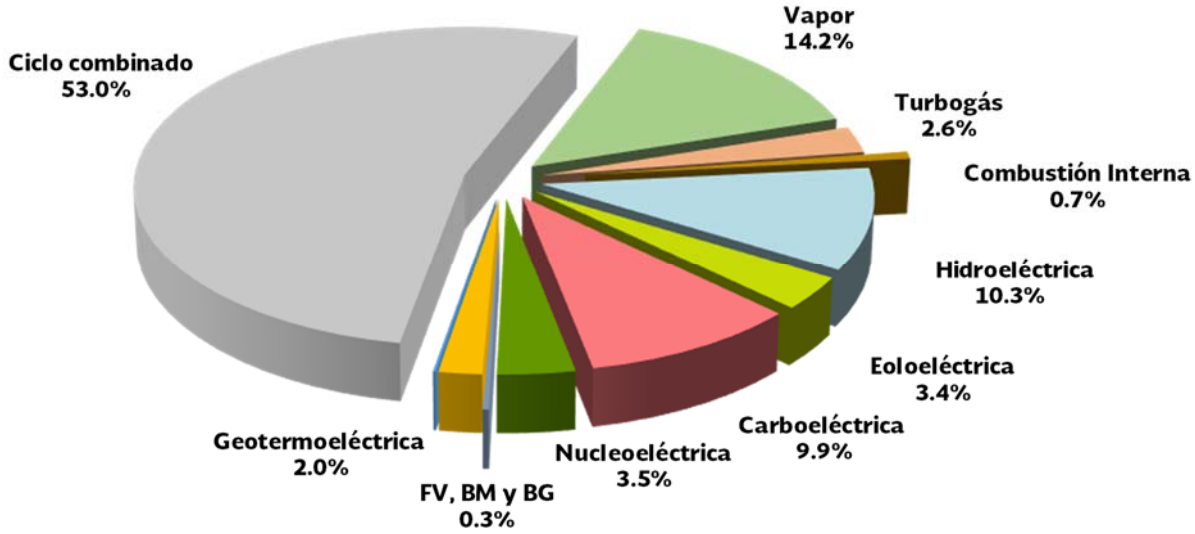
No	Razón Social	Gerencia de Control Regional	Permiso	Tecnología 2/	Fecha de Operación	Capacidad Instalada (MW) 1/	Capacidad de Interconexión (MW) 1/
1	Energía Azteca X	BC	AU y GEN	CC	sep-14	245.00	245.00
2	México Generadora de Energía	NOR	AU	CC	may-14	520.00	520.00
3	Fuerza y Energía Naco Nogales	NOR	AU	CC	mar-13	50.00	50.00
4	TAI Durango Uno, Dos, Tres, Cuatro y Cinco	NTE	PP	FV	mar-14	62.80	62.80
5	Parque Solar Villanueva Tres	NTE	GEN	FV	dic-17	250.00	250.00
6	Iberdrola Energía Monterrey (CDU I y II)	NES	AU	CC	abr-02	997.20	839.20
7	Termoeléctrica del Golfo	NES	AU	TC	abr-04	290.00	270.00
8	Termoeléctrica Peñoles	NES	AU	TC	abr-04	290.00	270.00
9	Compañía Eólica de Tamaulipas	NES	AU	EO	mar-14	54.00	54.00
10	Enertek	NES	COG	TG	mar-98	168.00	152.00
11	Tractebel Energía de Monterrey (Álcali)	NES	COG	CC	abr-03	284.02	284.02
12	Energía Buenavista, S. de R.L. de C.V.	NES	GEN	CC	feb-16	540.00	540.00
13	Central Generadora Huinalá, S. de R.L. de C.V.	NES	EXP	CC	ago-16	142.65	120.15
14	Ventika I y II, S.A.P.I. de C.V.	NES	AU	EO	abr-16	252.00	252.00
15	Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria, S.A. de C.V.	NES	AU	EO	dic-16	50.00	50.00
16	Eólica Tres Mesas, S. de R.L. de C.V. y Tres Mesas fase II	NES	AU	EO	dic-16	148.50	148.50
17	Eólica Coahuila	NES	AU	EO	abr-17	200.00	200.00
18	Techgen S.A. de C.V.	NES	AU	CC	dic-16	1,025.00	949.00
19	Iberdrola Cogeneración Ramos	NES	COG	CC	may-16	60.10	54.90
20	Energía Azteca VIII (Bajío)	OCC	AU	CC	mar-02	131.10	131.10
21	Dominica Energía Limpia, S. de R.L. de C.V.	OCC	AU	EO	oct-14	200.00	200.00
22	Eólica Los Altos	OCC	AU	EO	nov-13	54.60	54.60
23	Energía San Luis de la Paz, S.A. de C.V.	OCC	AU	CC	ago-15	220.00	220.00
24	Iberdrola CC Cogeneración Bajío	OCC	COG	CC	dic-17	51.60	51.60
25	Energía Limpia de Palo Alto, S. de R.L. de C.V.	OCC	AU	EO	nov-16	200.00	200.00
26	Energía Vientos del Altiplano	OCC	AU	EO	nov-16	140.00	140.00
27	MPG La Bufa, S.A.P.I. DE C.V.	OCC	AU	EO	sep-17	180.00	180.00
28	Generadora Eléctrica San Rafael, S.A.P.I. de C.V.	OCC	AU	HID	feb-16	28.80	28.80
29	Mexhidro (El Gallo)	CEL	AU	HID	ene-07	36.00	30.00
30	Necaxa, Patla, Tepexic, Tepuxtepec, Alameda 3/	CEL	GEN	HID	dic-15	280.00	280.00
31	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	CEL	COG	TC	ene-88	133.70	133.70
32	EVM Energía del Valle de México, S.A.P.I. de C.V.	CEL	GEN	TG	dic-16	94.60	94.30
33	Iusasol Base y Iusasol 1, S.A. de C.V.	CEL	AU	FV	oct-15	19.22	19.22
34	Compañía de Energía Mexicana	ORI	AU	HID	may-11	36.00	36.00
35	Desarrollos Eólicos Mexicanos	ORI	AU	EO	nov-12	90.00	90.00
36	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca Dos, S.A.P.I. DE C.V.	ORI	AU	EO	may-14	137.50	137.50
37	Eurus	ORI	AU	EO	jun-09	250.50	250.00
38	Fuerza Eólica del Istmo	ORI	AU	EO	sep-11	80.00	80.00
39	Parques Ecológicos de México	ORI	AU	EO	may-09	101.90	79.90
40	Stipa Nayaa	ORI	AU	EO	may-12	74.00	74.00
41	Eólica Zopiloapan	ORI	AU	EO	ene-13	70.00	70.00
42	Eoliatec del Istmo 142 MW y 22 MW	ORI	AU	EO	ene-13	164.00	164.00
43	Eoliatec del Pacífico	ORI	AU	EO	oct-13	160.00	160.00
44	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S.A. DE C.V.	ORI	AU	EO	oct-14	234.00	227.50
45	Eólica Dos Arbolitos	ORI	AU	EO	oct-14	70.00	70.00
46	Eléctrica del Valle de México	ORI	AU	EO	may-09	67.50	67.50
47	Eólica El Retiro	ORI	AU	EO	dic-13	74.00	74.00
48	Pier II Quecholac Felipe Ángeles S.A. de C.V.	ORI	AU	EO	jun-15	66.00	66.00
49	Braskem Idesa, S.A.P.I. de C.V.	ORI	COG	CC	mar-16	175.60	175.00
50	Procter & Gamble Manufactura (Energía de Apizaco, S. A. P. I. de C. V.)	ORI	COG	CC	abr-14	59.80	59.80
51	CPG Nuevo PEMEX	ORI	COG	CC	abr-13	367.40	367.40
52	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque, S. A. DE C. V.	ORI	COG	CC	sep-14	118.00	118.00
53	Sistemas Energéticos SISA P I y P II	ORI	COG	TG	abr-14	128.00	128.00
54	Energía Infra, S.A. de C.V.	ORI	COG	CC	sep-16	144.95	144.95
	Total					**10,068.04**	**9,714.44**

1/ Al 31 de diciembre
2/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional (vapor), CC: Ciclo combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión interna, FV: Solar fotovoltaica, BM y BG: Biomasa y Biogás
3/ Fecha de la transferencia al Grupo Fénix

Producción de energía eléctrica en el SEN

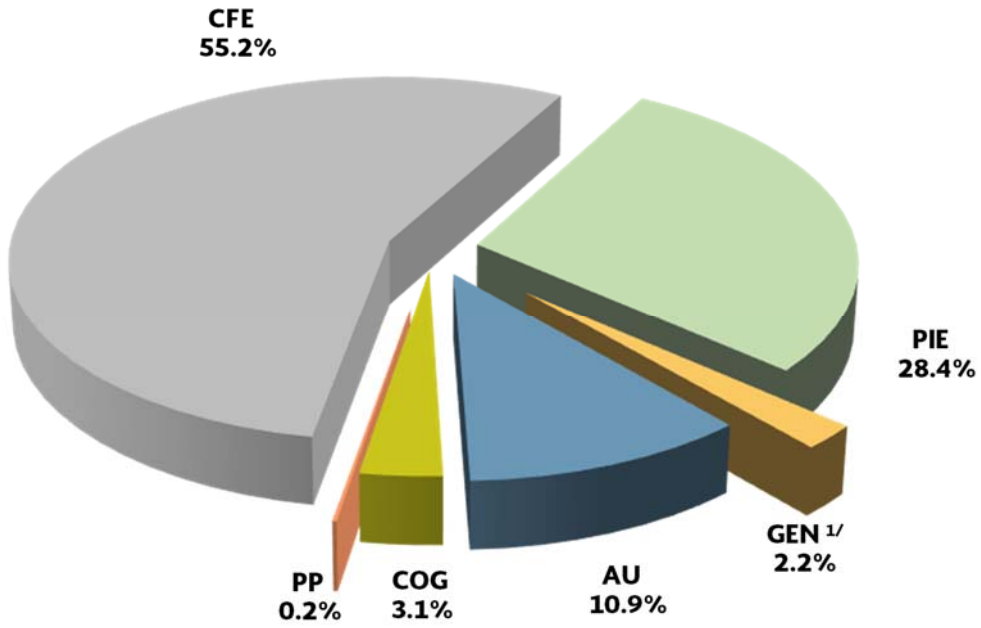
La producción de energía eléctrica considerando la generación bruta de la CFE, y la recibida (neta) de los diferentes permisionarios y el valor neto de la importación y la exportación, durante 2017 fue de 309,727 GWh. La figura 4.9 muestra su distribución por tipo de tecnología, y en la figura 4.10 se presenta por modalidad de generador.

FIGURA 4.9 ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE 2017 POR TECNOLOGÍA (309,727 GWh 1/)



FV: Fotovoltaica; BM: Biomasa; BG: Biogás
1/ Incluye el valor neto de la energía de importación, menos la de exportación, 0.1%

FIGURA 4.10 ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE 2017 POR MODALIDAD DE GENERADOR (309,727 GWh 1/)



1/ Incluye la energía del permisionario exportador, más el valor neto de la energía de importación, menos la de exportación

DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2017

Por Gerencias de Control Regional en Generación, Transmisión, Transformación y Compensación

Se presenta una evaluación del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional en la confiabilidad y su relación con la eficiencia del Mercado Eléctrico Mayorista. Principalmente se resumen los aspectos más relevantes en el campo de Generación, Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del MEM. Asimismo, se indican las obras programadas para resolver los problemas de confiabilidad, la propuesta de nuevas obras e infraestructura urgente para que CFE acelere la construcción de los proyectos legados.

CUADRO 5.1 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

GENERACIÓN	• La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía para atender su demanda. El día de la demanda máxima de 8936 MW (21 de febrero del 2017), se importaron 3,768 MW por líneas de 400 kV.
TRANSMISIÓN	• Operación al límite de transmisión de 1500 MW en las líneas Texcoco – La Paz. Programada la repotenciación de estas líneas para diciembre de 2017, no obstante, solo se tiene terminado el primer circuito y se espera según estimaciones constructivas la entrada en operación del segundo para el primer semestre de 2018.
TRANSFORMACIÓN	• A la fecha se mantiene en trabajos preoperativos la transformación 400/230 kV, 375 MVA de Chimalpa II. Esta transformación solucionará sobrecargas en los bancos de transformación de la subestación Nopala. Se estima que en 3 semanas entre en operación comercial. • En la zona de Atlacomulco, con problemas de bajos voltajes y riesgos de desconexión de carga ante contingencia de la línea de 400 kV Almoloya – Atlacomulco Potencia o del autotransformador de 400/115 kV de Atlacomulco Potencia. Desde el PAM 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 diciembre de 2021.
COMPENSACIÓN	• Subestación Eléctrica (SE) Donato Guerra, operación por arriba de 420 kV en días festivos y de baja demanda. Programada la instalación de dos reactores de 31.75 MVAr cada uno, para diciembre de 2019, este proyecto ya fue instruido por la SENER.

CUADRO 5.2 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

GENERACIÓN	• Durante el primer semestre de 2017, en los grandes embalses se tuvo una producción de energía hidráulica mayor al pronosticado en alrededor de 2100 GWh por retrasos de proyectos de generación, insuficiencia de combustibles fósiles, fallas forzadas, crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica superior al pronóstico. Sin embargo, por las abundantes aportaciones pluviales, al cierre de 2017, se alcanzó una energía almacenada de 18917 GWh; 3621 GWh superior al pronóstico. • Despacho de la Central Ciclo Combinado Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en 115 kV) como "Must-Run" en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con altos costos de operación, esto es debido a falta de capacidad de transformación a 115 kV en la red eléctrica de Veracruz, Ver. proyecto Olmeca en la sección de Transformación.
TRANSMISIÓN	• Saturación a 1100 MW de las líneas de 400 kV Ixtepec Potencia – Juile. Se tienen en programa los proyectos de reforzamiento que ya han sido instruidos en su construcción que consisten en la repotenciación de las líneas existentes y construcción del tercer circuito con fechas factibles estimadas de entrada en operación para diciembre de 2019, información proporcionada por la CFE. • Saturación de la transmisión en 400 kV de Malpaso – Tabasco Potencia a 1450 MW, por indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán. Ante disparo de una línea de 400 kV operará un disparo automático de carga para desconectar usuarios y mantener la estabilidad del sistema. Ante falla del esquema se apagaría Tabasco y la Península de Yucatán. Desde el PAM 2017-2031 se identificó la necesidad de construcción de una línea de corriente directa de la zona Malpaso - Riviera Maya para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. En la sección de disturbios se presenta un apagón de la Península de Yucatán en 2017. • Sin solución los problemas sociales y otros para terminar la línea de 230 kV Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia que tiene alrededor de 9 años con esta problemática. Es una fuente de suministro hacia el estado de Guerrero y Morelos, directamente para Acapulco.
TRANSFORMACIÓN	• La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano al 93 % de su capacidad nominal (750 MVA), cuando se presenta baja transmisión Temascal al Centro o flujos en el sentido del Centro hacia Temascal. Desde el PAM 2017 – 2031, se identificó la necesidad de construcción de un nuevo proyecto considerando la subestación eléctrica Olmeca para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE. • Ante la pérdida en su operación del transformador Yautepec Potencia 400/115 kV, se espera una sobrecarga de hasta 150% en cada uno de los autotransformadores de la SE Zapata 230/115 kV que suministran la demanda de la Cd. de Cuernavaca. Para el mediano plazo esta problemática se incrementará ante la entrada en operación del proyecto del enlace en corriente directa del Sureste al Centro. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto Tlaltizapán Potencia que incrementará la capacidad de transformación para el suministro de energía a la Cd. de Cuernavaca con fecha de entrada en operación en diciembre de 2021. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE. • Por el crecimiento de la carga de la Cd. de Veracruz y ampliación del Puerto Marítimo, en el PAM 2017-2031, se identificó un proyecto de Transmisión y Transformación con la nueva subestación Olmeca, el cual reemplazaría al proyecto de Dos Bocas. La fecha factible era para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE. • La carga del estado de Chiapas se suministra a través del transformador de Angostura 400/115 kV, 225 MVA y de Tapachula Potencia 400/115 kV, 375 MVA principalmente. Ante disparo de la línea de 400 kV Angostura – Tapachula Potencia, también se desconecta el transformador de Tapachula Potencia, afectando del orden de 200 MW de la demanda del estado de Chiapas y, desconectando la interconexión eléctrica con América Central. Desde el PAM 2015-2029, se identificó la necesidad del tendido del segundo circuito en 400 kV Angostura – Tapachula Potencia para octubre de 2017. Este proyecto fue instruido por la SENER, sin embargo, tiene fecha factible de entrada en operación para diciembre de 2023.
COMPENSACIÓN	• Condiciones operativas normales en estado de régimen operativo permanente.

CUADRO 5.3 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

GENERACIÓN	• Por Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el día de la demanda máxima, se tuvo una importación de 2218 MW, equivalente al 28.7% de la demanda máxima.
TRANSMISIÓN	• Ante contingencias sencillas de transmisión, se tienen necesidades de incrementar el límite térmico de líneas de 69 y 115 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las líneas. El listado de las necesidades se incluyó en el PAM 2017-2031. Se actualiza en el PAM 2018-2032. • Sobrecargas en líneas de las zonas Querétaro e Irapuato que no se corrigen con la sustitución de equipo serie y es necesaria la construcción de dos nuevas líneas en 115 kV: Conín – Marqués Oriente y Silao Potencia – Las Colinas. La necesidad de ambos proyectos fue identificada y propuesta en el PAM 2017-2031. • Entre octubre de 2016 y septiembre 2017 las dos líneas de 400 kV Cerro Blanco – Tepic II operaron algunas horas por encima de su límite de transmisión. La tendencia que se observa al futuro es que incrementen las horas de operación por encima de su límite. Desde el PAM 2017-2031 se identificó la necesidad de una red de transmisión en 400 kV en paralelo de Torreón-Durango-Zacatecas-Guadalajara para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. Adicionalmente, en este PAM 2018-2032 se propone la modernización de las 2 líneas de Cerro Blanco – Tepic II.
TRANSFORMACIÓN	• En la zona de la Cd. de León, saturación de la transformación de la SE Potrerillos 400/230 kV, 375 MVA al 101%; en la SE León Uno 230/115 kV, 2x100 MVA al 100% y en la SE León Tres 230/115 kV, 2x100 MVA al 98%. Se solucionará con la adición de transformación en la SE Potrerillos que ya fue instruida para octubre de 2020. En el mismo proyecto se incluye el traslado de un banco de 230/115 kV, 100 MVA hacia la SE León Tres. Ante retrasos, riesgos de afectación del suministro de energía a usuarios de la zona y retrasos para conectar nuevos centros de carga. • Cargas superiores al 90% en condiciones normales de operación de los siguientes bancos de transformación: o En los bancos de 230/115 kV de SE Querétaro y SE Irapuato II, las cuales se corrigen con la sustitución de uno de los bancos de SE Querétaro de100 MVA por uno de 225 MVA y el traslado del banco sustituido hacia la SE Irapuato II. En el PAM 2017-2031 se propuso a la SENER y opinión de la CRE la adición del transformador de 225 MVA. El proyecto de sustitución ya fue instruido. o En los dos bancos 230/115 kV de SE Silao Potencia, que se soluciona con la entrada del tercer banco en esta misma subestación para julio de 2018. o En los bancos de la SE Guadalajara I 230/69 kV, se solventa con la construcción del proyecto Guadalajara Industrial, obra instruida con fecha de entrada en operación para diciembre de 2019. o En las SE Calera y Zacatecas II 230/115 kV, se tiene prevista la entrada de un nuevo banco en Calera para enero de 2018, cuyo financiamiento sería con cargo al solicitante de la central eléctrica La Bufa. o En las SE Guadalajara II y Zapopan 230/69 kV, parcialmente se mejora con la entrada en operación del autotransformador de Guadalajara Industrial para diciembre de 2019. • Transformadores de 230/115 kV de las SE San Luis Potosí y El Sauz. Para solucionar la problemática de transformación, en el PAM 2017-2031 se propuso el proyecto de la Macro Red con fecha de entrada en operación en abril de 2022. En una sección de la misma se incluyen adiciones de transformación en las SE La Pila y El Sauz. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. En el corredor de San Luis Potosí – San Juan del Río, se tienen solicitudes de centrales eléctricas que requieren obras de refuerzos para su interconexión por estar saturada la red de transmisión local.
COMPENSACIÓN	• En red de 69 y 115 kV, ante contingencias sencillas se presentarían voltajes por debajo del nominal. Para ello se tienen obras de compensación reactiva capacitiva ya instruidas para las zonas Apatzingán, Querétaro, San Luis de la Paz, Irapuato y León. Sin embargo, se mantendrán problemas de bajos voltajes en las zonas de los Altos, Ixmiquilpan, Aguascalientes y Zacatecas. Desde el PAM 2017-2031 se identificaron varios proyectos de compensación para solucionar la problemática mencionada.

CUADRO 5.4 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

GENERACIÓN	• El día de la demanda máxima de 4884 MW, estuvieron fuera de operación la unidad uno de Mazatlán Dos y la unidad dos de Puerto Guaymas Dos cada una por tubos rotos en generador de vapor y la unidad uno de Puerto Guaymas Dos estuvo fuera por alta concentración de humedad en aceite de lubricación.
TRANSMISIÓN	• El día de la demanda máxima local, 29 de agosto de 2017, la importación neta de potencia fue de 813 MW. • Flujos de transmisión de Mazatlán a Culiacán en 1020 MW y flujos de Tepic Dos a Mazatlán Dos en 970 MW, en ambos corredores los esquemas de acción remedial para doble contingencia se encontraban activados. Con la entrada en operación de los ciclos combinados de El Empalme (nov 2017 y abr 2018) y Topolobampo (2019 y 2020) se tendrán excedentes de generación, minimizándose la posibilidad de congestión de Mazatlán - Culiacán. • Saturación de la transmisión en los corredores de Hermosillo – Guaymas y Guaymas – Cd. Obregón. Para el 2017 - 2018 quedará en operación la red de transmisión en 400 kV de Hermosillo a Obregón. En 2018 se tendrá saturación de la transmisión en el corredor Obregón – Los Mochis hasta la entrada en operación del segundo circuito de Bácum – Choacahui en 400 kV, programado en 2019. • Saturación de la transmisión de las 2 líneas de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto, se incluye el cambio de tensión de 230 a 400 kV de este enlace de transmisión para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • En la actualización oficial de límites térmicos por CFE Transmisión en líneas de 115 kV, hubo una reducción hasta el 50 % en cables subterráneos que ha originado acumulación de horas de sobrecarga en 10 cables en operación de régimen permanente (sin contingencia) y ante contingencia, sobrecarga en 28 líneas. Esto está limitando la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga. Se hizo una solicitud a CFE Transmisión para que confirmara los límites térmicos. Si los confirma, se requerirá una repotenciación masiva de cables subterráneos.
TRANSFORMACIÓN	• 7 autotransformadores de 230/115 kV de las zonas de Mazatlán, Guaymas y Hermosillo operaron entre el 90 – 100% de su capacidad nominal. Se tienen en programa obras legadas que solucionarán esta problemática. Asimismo, una obra instruida para reubicar un autotransformador de Culiacán a Mazatlán.
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estable.

CUADRO 5.5 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

GENERACIÓN	• El día de la demanda máxima de 4720 MW, la cual ocurrió el 23 de junio a las 15:44 hs, se tuvieron unidades en licencia por un monto aproximado de 260 MW termoeléctricos.
TRANSMISIÓN	• El día de la demanda máxima local, 23 de junio, la inyección neta de potencia fue de 1149 MW. • Saturación de la transmisión de las 2 líneas de 230 kV de Nacozari – Nuevo Casas Grandes. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto, se incluye el cambio de tensión de 230 a 400 kV de este enlace de transmisión con fecha de entrada en operación para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • Saturación de la transmisión de La Laguna y Río Escondido hacia la capital de Chihuahua. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto, se incluye el cambio de tensión de 230 a 400 kV de Chihuahua – Camargo y nueva infraestructura en 400 kV de Camargo – La Laguna para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • Saturación de la transmisión en la red de la GCR Noreste – GCR Norte. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto, se incluye una línea en 400 kV de La Laguna – Saltillo para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE.
TRANSFORMACIÓN	• Sobrecarga en bancos de transformación 230/115 kV de 119% en la SE Quevedo (1x100 MVA) y de 112% y 107% en los bancos de la SE Cuauhtémoc Dos (2x100 MVA). Se tiene en proceso de licitación obras programadas en POISE que consisten en: dos autotransformadores 230/115 kV, 100 MVA en Quevedo y Cuauhtémoc Dos, y una línea de 230 kV entre estas dos subestaciones eléctricas; la fecha estimada de terminación es en febrero de 2019, sin embargo, resulta urgente que CFE cumpla o adelante la fecha prevista. Riesgos de restricciones en el suministro de energía eléctrica para el verano de 2018 y diferimiento en la conexión de nuevos centros de carga por insuficiencia de capacidad de transformación. • Sobrecargas máximas del 8% en las SE Ascensión II y Nuevo Casas Grandes y de 5% en Moctezuma. Para el primer cuatrimestre de 2018 CFE Transmisión solicitará aprobación presupuestal para readecuaciones en la subestación de 230/115 kV de Moctezuma y poder realizar el traslado de uno de los autotransformadores de 100 MVA a la SE Ascensión II, con lo cual se solventaría temporalmente esta problemática de sobrecarga en las tres subestaciones. Posteriormente, el incremento de la demanda en Nuevo Casas Grandes hará necesario la incorporación de un nuevo banco de transformación en esta subestación eléctrica en abril de 2021 de acuerdo con el PAM 2017-2031. Riesgos de restricciones en el suministro de energía eléctrica para el verano de 2018 y diferimiento en la conexión de nuevos centros de carga por insuficiencia de capacidad de transformación. • Por su alto y sostenido crecimiento en la demanda de la zona de la capital de Chihuahua se presentaron cargas de 95% en los bancos de SE Chihuahua Norte 230/115 kV. Desde el PAM 2017-2031 se identificó la necesidad de adición de un autotransformador de 300 MVA en la SE Chihuahua Norte para abril de 2020 para sustituir los 2 bancos de 100 MVA actualmente instalados. Uno de ellos se trasladaría hacia la SE Ávalos en la misma zona para la mejor distribución de los flujos de potencia a través de la transformación. Actualmente se tienen detenidas respuestas a solicitudes de conexión de centros de carga por insuficiencia de transformación. Por emergencia, se coordinó con CFE Transmisión y CFE Distribución para reubicar un transformador móvil de 40 MVA de la Cd. de México a la Cd. de Chihuahua; ya está en operación.
COMPENSACIÓN	• En demanda máxima de verano, voltajes por debajo de 230 kV en Quevedo, Cuauhtémoc y Nuevo Casas Grandes. En este PAM se ha identificado la necesidad de la instalación de un banco de capacitores de 30 MVAr en SE Nuevo Casas Grandes para abril de 2021. • En demanda mínima de invierno, voltajes alrededor de 242 kV en las SE Quevedo, Cuauhtémoc, Santiago Dos y Nuevo Casas Grandes. Valor límite de operación permanente en estado estable. • Ante contingencias en líneas radiales de 230 kV, se presentarían bajos voltajes en la red de 115 kV.

CUADRO 5.6 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

GENERACIÓN	• En el escenario de la demanda máxima de 9578 MW, se tuvieron indisponibles las siguientes unidades: o En la Central Eléctrica de Río Escondido dos unidades para 600 MW. o En la Central Eléctrica Rio Bravo, el Ciclo Combinado para 220 MW. o Con el tornado que afecto las líneas de transmisión de 400 kV entre las regiones de Reynosa y Monterrey se tuvieron daños en las Centrales Eléctricas Ciclos Combinados Rio Bravo Tres y Cuatro para una indisponibilidad de 990 MW. o En las Centrales Eléctricas Huinalá fuera la unidad cuatro, para una reducción del Ciclo Combinado de 80 MW o En la Central Eléctrica Huinalá Dos, fuera el paquete uno con 220 MW.
TRANSMISIÓN	• En verano, saturación de la transmisión de 400 kV en el sentido Champayán – Güémez con afectaciones en el suministro de energía en diferentes días. Se tiene previsto para finales de 2018 la entrada del tercer circuito de Champayán – Güémez y Güémez – Regiomontano, sin embargo, la situación actual del proyecto presenta problemáticas en su desarrollo y no se tiene certeza de la fecha en que podría estar en operación. Existe el riesgo de afectaciones de carga por saturación de este enlace para la estación de verano de 2018. • En invierno, saturación de la transmisión de 400 kV en el sentido Villa de García – Ramos Arizpe. Previsto para el 2018 la entrada de 2 circuitos de 400 kV El Fraile – Ramos Arizpe, los cuales tienen problemas con derechos de paso. • El enlace Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras estuvo prácticamente al límite de su capacidad de transmisión durante algunas horas de 2017. Por la integración de generación renovable en el Norte del país y nuevos ciclos combinados, se prevé que gradualmente se incrementen las horas de saturación del enlace. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto se incluye la línea de corriente directa de Monterrey – San Juan del Río para abril de 2024. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto con ajustes a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • Saturación de la transmisión en la red de la GCR Noreste – GCR Norte. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red. En una sección de este proyecto, se incluye una línea en 400 kV de La Laguna – Saltillo para abril de 2022. En el PAM 2018-2032 se propuso este proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE.
TRANSFORMACIÓN	• En la subestación Nueva Rosita, 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 suministrará por un solo autotransformador de 230/115 kV. Existe el riesgo de afectación de carga por saturación de la transformación en este verano. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de adición de un autotransformador en la SE Nueva Rosita de 230/115 kV, 100 MVA para abril de 2023.
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estable.

CUADRO 5.7 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

GENERACIÓN	• Desde 2010 se tiene indisponibilidad en el suministro de gas natural. De una capacidad de 1261 MW, en promedio se tiene una degradación de 400 MW de generación en tres ciclos combinados de la zona. En la demanda máxima del verano de 2017, la afectación fue de 550 MW (44 %); estando fuera el Ciclo Combinado de Campeche y una unidad del CC Valladolid Tres.
TRANSMISIÓN	• Por indisponibilidad de gas natural, se incrementó el límite de transmisión de la zona Tabasco a la Península de Yucatán a 1450 MW con la activación de esquemas automáticos de desconexión de carga (DAC) ante contingencias sencillas en la red de transmisión de 400 kV Malpaso-Tabasco-Escárcega-Ticul. En 2017, por una falla en la red de transmisión se apagó la Península de Yucatán. Ver disturbios. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red; en una sección de este proyecto se incluyó la línea de transmisión en corriente directa bipolar de 1500 MW para abril de 2022 de zona Malpaso - Riviera Maya. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • Para suministrar la carga máxima de Cozumel se tiene implementado un disparo automático de carga (DAC) ante el disparo de un cable de 34.5 kV. Desde el PAM 2015 – 2029 se identificó la necesidad del proyecto de un cable submarino en 115 kV con fecha factible de entrada en operación de 2018. La vida útil de 25 años de los cables de 34.5 kV se vence en el 2024. • Para suministrar la carga máxima de la Zona Carmen se tiene implementado un esquema de disparo automático de carga (DAC) por sobrecarga de una de las líneas de transmisión del enlace Sabancuy - Carmen ante el disparo de cualquiera de las líneas y por el colapso de tensión ante la falla del compensador estático de VAr (CEV); asimismo, la sincronización de generación turbogás de baja eficiencia que ha incrementado los precios del mercado eléctrico. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, para abril de 2021. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; la modernización de las torres está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. • Para suministrar la carga máxima de las Zonas Cancún y Riviera Maya, se tiene implementado un esquema de disparo automático de carga DAC por baja tensión. El límite de transferencia de Valladolid hacia las zonas mencionadas es de 825 MW, alcanzando valores por arriba de este en el verano de 2017 y teniendo que sincronizar generación turbogás de baja eficiencia que ha incrementado los precios del mercado eléctrico. Para el mediano plazo la problemática se agravará por lo que se requiere un refuerzo integral para la Península de Yucatán que permita mantener la confiabilidad. Desde el PAM 2017 – 2031 se identificó la necesidad de construcción del proyecto de la Macro Red; en una sección de este proyecto se incluyó la línea de transmisión en corriente directa bipolar de 1500 MW para abril de 2022 de zona Malpaso - Riviera Maya. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE. Adicionalmente, es necesario adelantar para abril de 2022 algunos refuerzos como son transformación 400/115 kV y su red asociada y un condensador síncrono para aumentar la capacidad de transmisión hacia esta zona con el objetivo de disminuir el requerimiento de generación turbogás y no tener que racionalizar la carga en el periodo de demanda máxima.
TRANSFORMACIÓN	• En la SE Escárcega Potencia, se cuenta con dos autotransformadores de 230/115 kV de 100 MVA, cada uno. Los cuales han registrado una carga mayor e igual al 90% de su capacidad nominal en aproximadamente 8 horas en mayo de 2017. Desde el PAM 2017 – 2032 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, para abril de 2021. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; la modernización de las torres está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE.
COMPENSACIÓN	• En la isla de Cozumel se tienen requerimientos de bancos de capacitores para incrementar la capacidad de transmisión de los cables y reducir la incidencia de sincronización de generación turbogás de baja eficiencia. En este PAM 2018 – 2032 se propone la adición de compensación reactiva capacitiva para abril de 2021 ya que el proyecto del cable submarino en 115 kV tiene una fecha factible de entrada en operación de abril de 2024.

CUADRO 5.8 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA

GENERACIÓN	• El día de la demanda máxima fue el 30 de agosto de 2017. Se tuvo una importación de 161 MW de EUA, teniendo generación turbogás de baja eficiencia sincronizada con 76 MW en total. El intercambio respecto al año pasado fue menor debido a la entrada en operación de Baja California Tres (La Jovita), y la operación dentro del Mercado Eléctrico de Baja California de la Unidad uno del Ciclo Combinado Mexicali.
TRANSMISIÓN	• En la red de 230 kV, la LT-93310 Cerro Prieto Dos -San Luis Rey cargaría al 93% debido al disparo de LT-93470 Cerro Prieto Dos-Chapultepec. • En red de 161 kV, ante contingencias sencillas se tendrían sobrecargas en 2 líneas de transmisión, las cuales se eliminan cuando estén en servicio las líneas asociadas al Proyecto legado 1201E. Actualmente se encuentra fuera de servicio la LT-83140 Mexicali II - Packard por vandalismo en tramo subterráneo. Además, la LT-83370 Mexicali II – Santa Isabel se encuentra fuera de servicio por reubicación de bahía y la LT-83240 Cerro Prieto Cuatro – González Ortega por trabajos asociados al Paquete legado 1201E. • En la red de 115 kV se presentarían problemas de bajo voltaje en la parte radial de Ensenada, debido al disparo de LT-73110 Ciprés – Maneadero en las subestaciones Cañón, San Quintín, San Simón, Trinidad, Maneadero y San Felipe. En el PAM 2017 – 2031 se identificó, para abril de 2019, el proyecto para entroncar la LT de 115 kV Ciprés – Cañón en SE Maneadero. Este proyecto fue instruido por la SENER. • En la red de 69 kV, ante contingencias sencillas se tendrían sobrecargas en 2 líneas de transmisión (LT-63110 Cárdenas-Rubí y LT-63570 Guerrero-Rubí, el disparo de una LT sobrecarga la otra). Actualmente se encuentra fuera de servicio la LT-63650 Panamericana Potencia - Hipódromo por vandalismo en su tramo subterráneo. En este PAM 2018 – 2032 se hace una propuesta de solución de largo plazo.
TRANSFORMACIÓN	• En la transformación de alta a media tensión, los transformadores de Chapultepec (T-20), Centro (T-10), Cetys (T-20), Mexicali Oriente (T-10), Parque Industrial Dos (T-30), Tecnológico (T-20), Valle de Puebla (T-10) operaron arriba del 90% de su capacidad en la región Valle. • Para la región Costa, los transformadores de La Mesa (T-30), Florido (T-20), Metrópoli Potencia (T-10) y (T-40), Pacífico (T-10) y Seminario (T-10) estuvieron operando al 90% de su capacidad.
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estable.

CUADRO 5.9 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA SUBGERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA SUR

GENERACIÓN	• Por desconexión súbita de generación, del 01 de enero al 31 de diciembre de 2017, en 25 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, interrumpiendo una energía total de 100.53 MWh.
TRANSMISIÓN	• Para la temporada de verano, bajo ciertas condiciones de generación y demanda, el enlace de La Paz - Los Cabos presenta una cargabilidad del 82% en los transformadores de la SE El Palmar, en esta condición, si se presentara la contingencia sencilla de uno de los dos transformadores en la SE El Palmar, se requiere de corte de carga, por tanto, está en proceso la implementación de un esquema disparo automático de carga (DAC).
TRANSFORMACIÓN	• La carga de la SE San José del Cabo 13.8 kV durante la demanda máxima fue de 41.6 MW, la capacidad total de la subestación es de 40 MW, por lo que se considera sobrepasada en su capacidad motivado por el diferimiento de la SE Monte Real. Se tiene en operación temporal un transformador móvil durante el verano para aliviar esta situación. Se coordinará a CFE Transmisión y CFE Distribución para determinar los recursos presupuestales y construir un doble circuito de aproximadamente 3 km y entroncar la subestación en la línea Santiago – San José. El resto del equipo eléctrico está en sitio. • Para la temporada de verano, El Autotransformador de SE Olas Altas, bajo ciertas condiciones de generación y demanda, presentó una cargabilidad del 97%, para lo cual fue necesario realizar un redespacho de generación por confiabilidad. • Los transformadores de las Subestaciones Cabo Falso, Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello, Santiago, Punta Prieta presentaron una cargabilidad superior al 80%. •
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estable.

CUADRO 5.10 DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LA SUBGERENCIA DEL SISTEMA MULEGÉ

GENERACIÓN	• Se presentan degradaciones sustanciales en unidades de CCI Vizcaíno, sobre todo de Unidades 4 y 5 (con entrada en operación comercial en septiembre 2015), lo que obliga a la participación importante de la generación Turbogás y Turbojet. Asimismo, el deterioro de la subestación Santa Rosalía obliga a sincronizar generación de emergencia con mayores costos de producción.
TRANSMISIÓN	• Sin problemas en estado estable.
TRANSFORMACIÓN	• En la SE Santa Rosalía se presenta indisponibilidad de dos transformadores con relación 2.4/34.5 kV y 2.4/13.8 kV respectivamente, por tanto, se requiere sincronizar unidades diésel de Central Santa Rosalía I con el fin de evitar la sobrecarga del resto de los transformadores. • Esta subestación está en servicio desde 1975 y está muy degradada y dañada. En este PAM 2018-2032 se identificó la necesidad de adición de transformación 115/13.8 kV. • Para atender la emergencia, provisionalmente CFE Distribución instalará un transformador de 34.5/13.8 kV para reforzar el suministro a Santa Rosalía.
COMPENSACIÓN	• Sin problemas en estado estable.

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2017

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), está compuesto por cuatro sistemas eléctricos: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país desde Nogales hasta Cancún; Sistema Eléctrico Baja California (BC), 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 (BCS), aislado eléctricamente de los sistemas SIN y BC, con centros de carga principales en La Paz y Los Cabos; Sistema Eléctrico Mulegé, aislado eléctricamente de los sistemas SIN, BC y BCS, con centros de carga principales en Santa Rosalía y Guerrero Negro.

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN

En la figura 5.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color negro indica la demanda semanal del 2017. Se observa que de mayo a septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas en el norte del país, que en ese año fueron mayores, e incremento de la carga agrícola. En 2015 la demanda máxima ocurrió en agosto, en 2016 la demanda

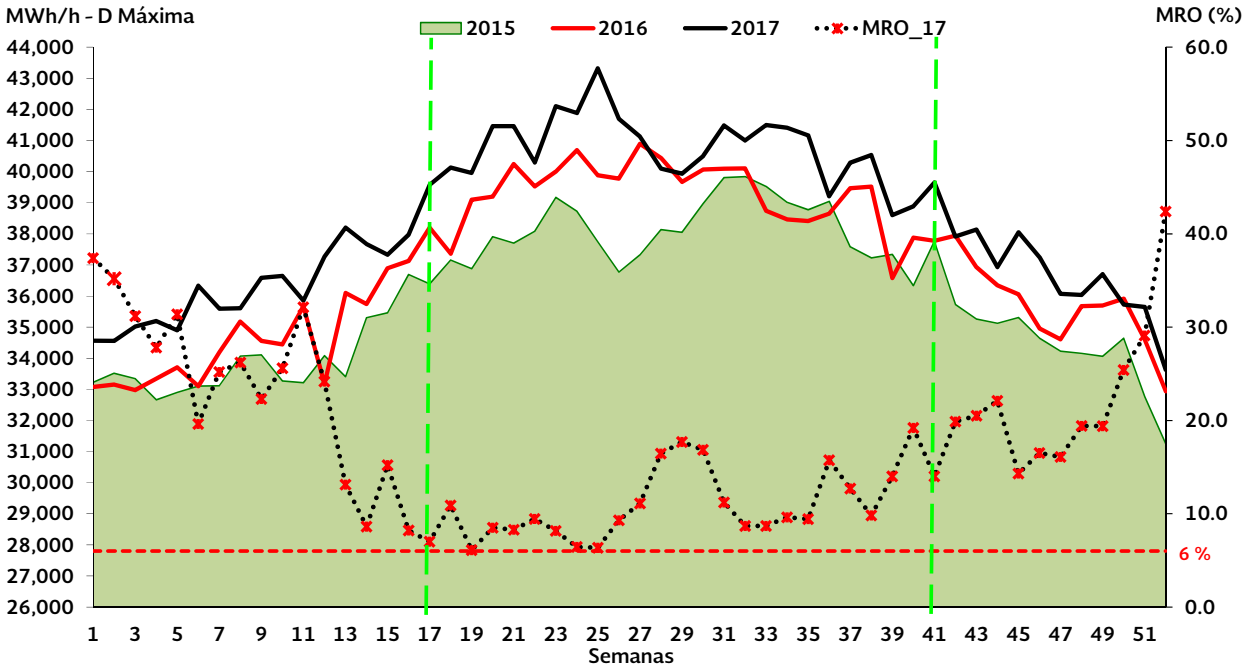
máxima ocurrió en julio y en 2017 en junio, con una tasa incremental del 5.9 % respecto a 2016. En la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el Norte del país; para el 2017, el incremento de la demanda de invierno a verano fue del orden de 8750 MWh/h.

En la misma figura 5.1 se indica el comportamiento del margen de reserva operativo 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%; en mayo y junio, en 3 ocasiones el sistema se operó al límite mínimo del margen de reserva operativo. En algunas ocasiones se tuvo la necesidad de aplicar la tarifa I-15 y restricciones manuales de carga.

En la figura 5.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en 2015, 2016 y 2017 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 Norte y Occidente del país. La tasa de crecimiento respecto a 2016 fue de 3.9%.

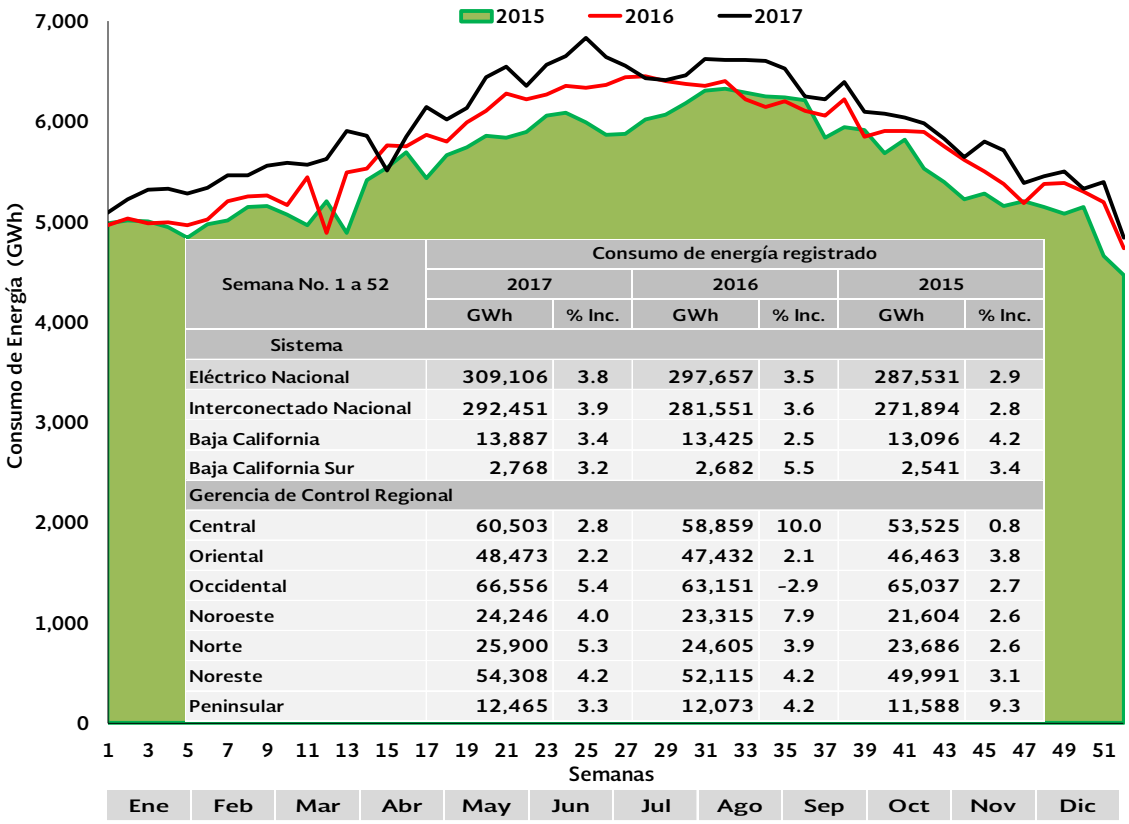
A nivel SIN, en la figura 5.3 se muestra el comportamiento del consumo con una tasa incremental del 3.9% respecto a 2016.

FIGURA 5.1 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015, 2016 Y 2017



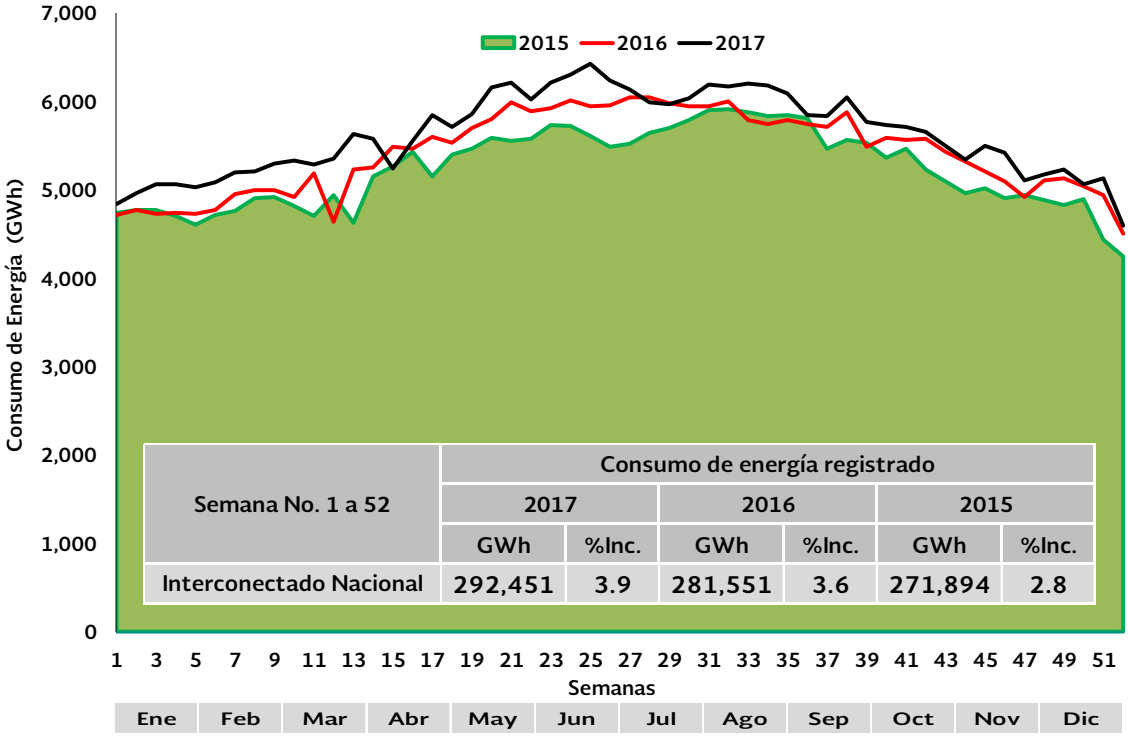
Semana No. 1 a 52 01/01/2017 al 30/12/2017	Demanda máxima integrada registrada								
	2017			2016			2015		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Sistema Interconectado Nacional	43,319	23-jun	5.9	40,893	08-jul	2.6	39,840	14-ago	2.2

FIGURA 5.2 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2015, 2016 Y 2017



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2017		2016		2015	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
Eléctrico Nacional	309,106	3.8	297,657	3.5	287,531	2.9
Interconectado Nacional	292,451	3.9	281,551	3.6	271,894	2.8
Baja California	13,887	3.4	13,425	2.5	13,096	4.2
Baja California Sur	2,768	3.2	2,682	5.5	2,541	3.4
Gerencia de Control Regional						
Central	60,503	2.8	58,859	10.0	53,525	0.8
Oriental	48,473	2.2	47,432	2.1	46,463	3.8
Occidental	66,556	5.4	63,151	-2.9	65,037	2.7
Noroeste	24,246	4.0	23,315	7.9	21,604	2.6
Norte	25,900	5.3	24,605	3.9	23,686	2.6
Noreste	54,308	4.2	52,115	4.2	49,991	3.1
Peninsular	12,465	3.3	12,073	4.2	11,588	9.3

FIGURA 5.3 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN 2015, 2016 Y 2017



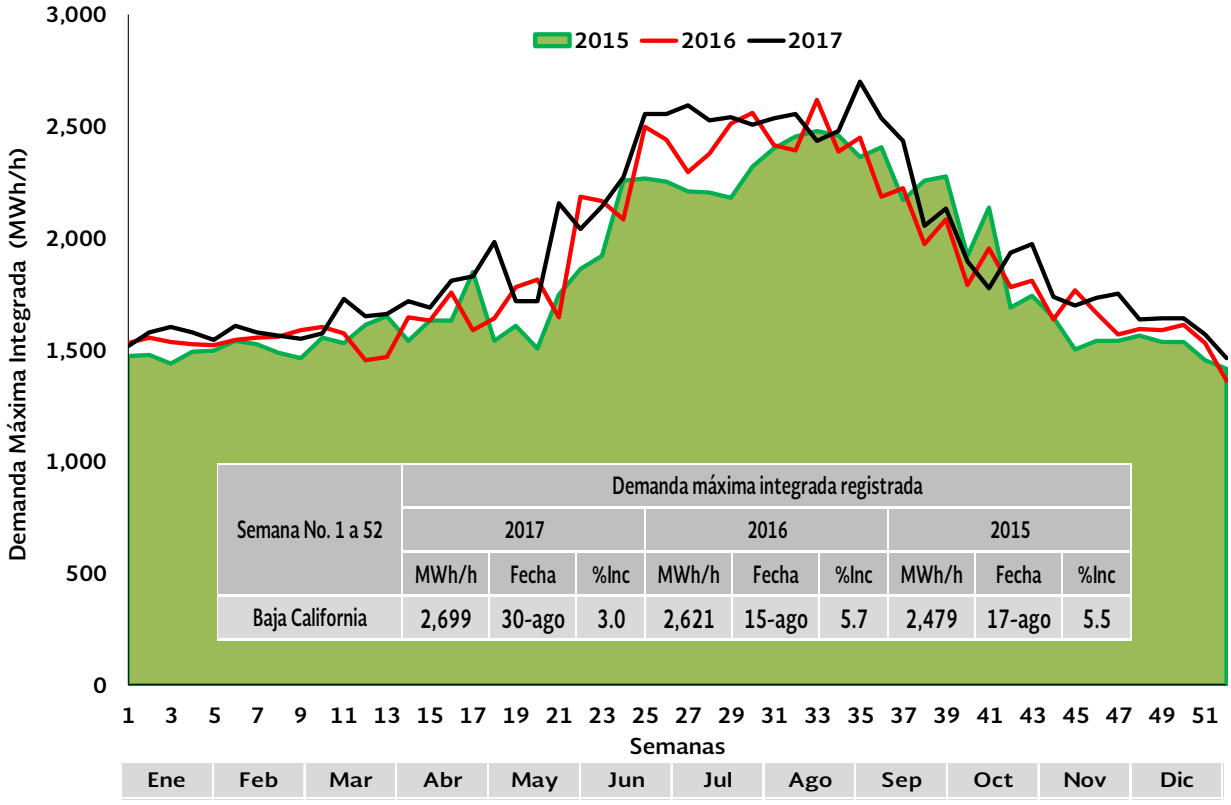
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2017		2016		2015	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Interconectado Nacional	292,451	3.9	281,551	3.6	271,894	2.8

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC

En la figura 5.4 se presenta el comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del BC. 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 la misma. En agosto de 2017 se alcanzó la demanda máxima anual en este sistema eléctrico. Entre la época invernal y de verano se tuvo un crecimiento de la demanda máxima del orden de 1100 MWh/h. La tasa de crecimiento fue de 3.0% en 2017 respecto a 2016.

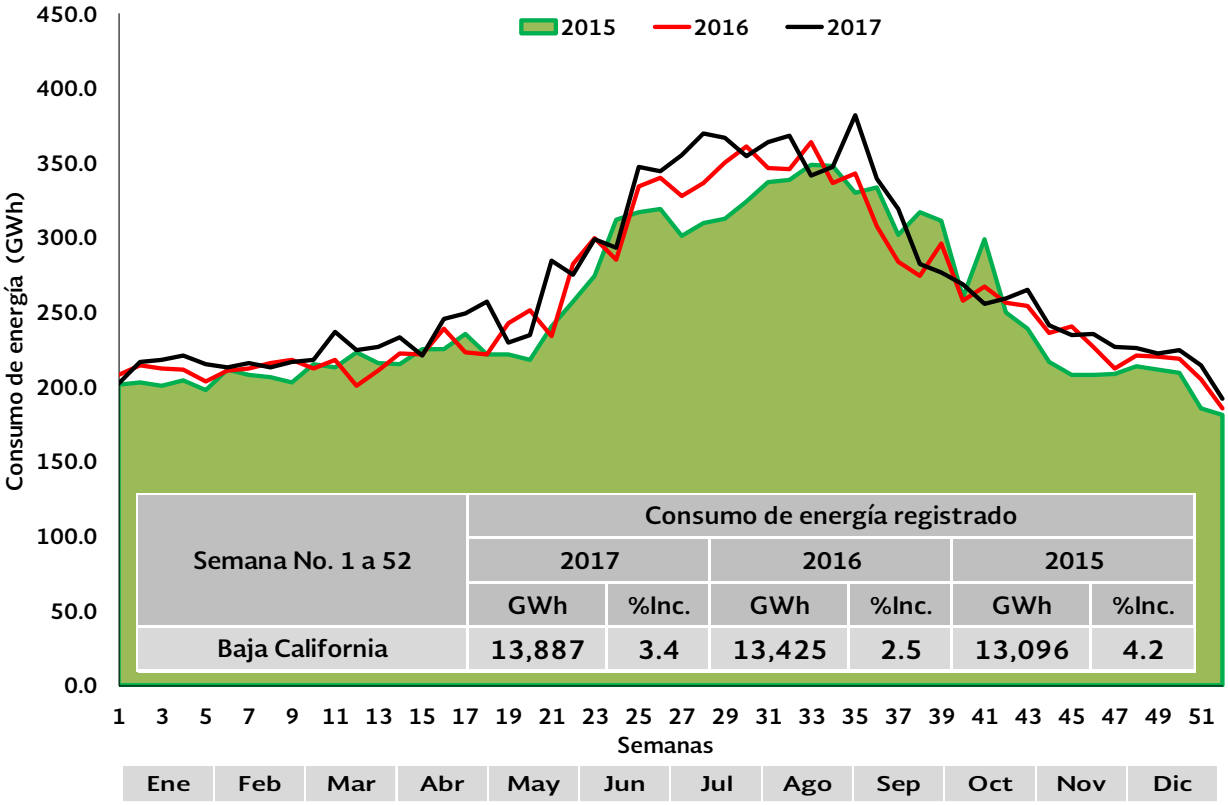
En la figura 5.5 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica, observando el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2017 se alcanzó una tasa incremental del 3.8% respecto a 2016.

FIGURA 5.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA 2015, 2016 Y 2017



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2017			2016			2015		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California	2,699	30-ago	3.0	2,621	15-ago	5.7	2,479	17-ago	5.5

FIGURA 5.5 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA 2015, 2016 Y 2017



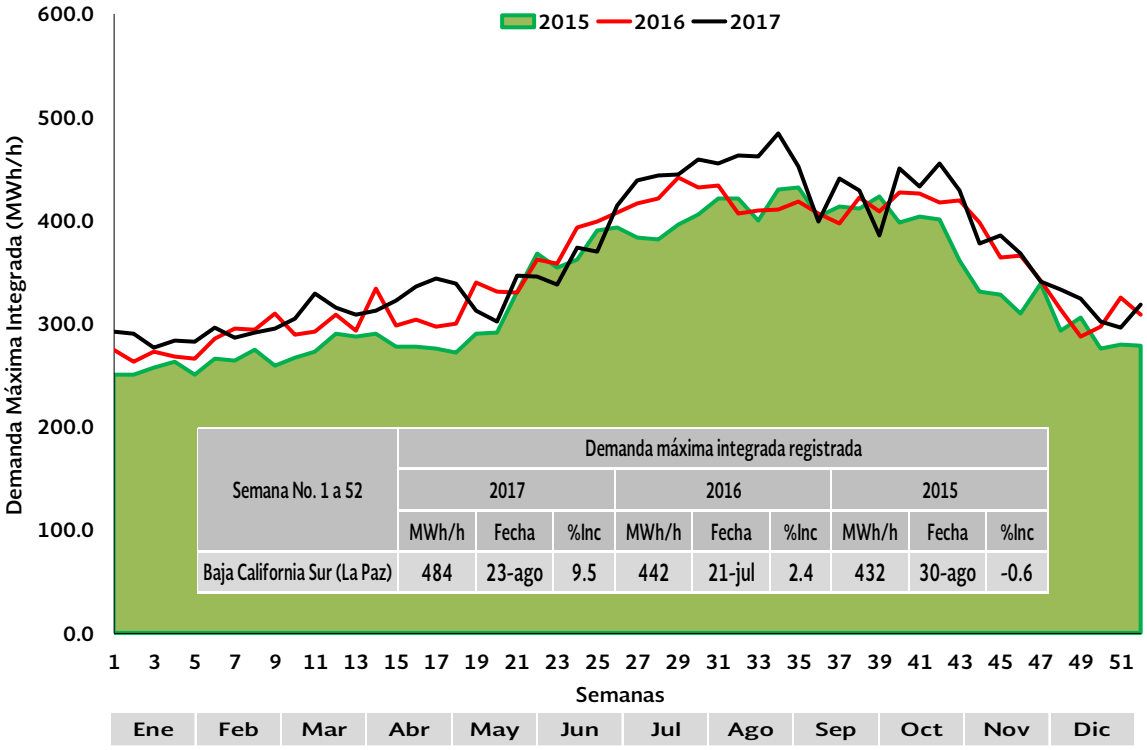
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2017		2016		2015	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California	13,887	3.4	13,425	2.5	13,096	4.2

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS

En la figura 5.6 se observa el perfil de la demanda integrada máxima semanal de 2015, 2016 y 2017 en el Sistema Baja California Sur. En trazo color negro el comportamiento en 2017, el trazo en color rojo correspondiente a la demanda de 2016, el trazo color verde para 2015. Se observa una recuperación en el crecimiento de 2017 respecto de 2016 con una tasa incremental del 9.5%.

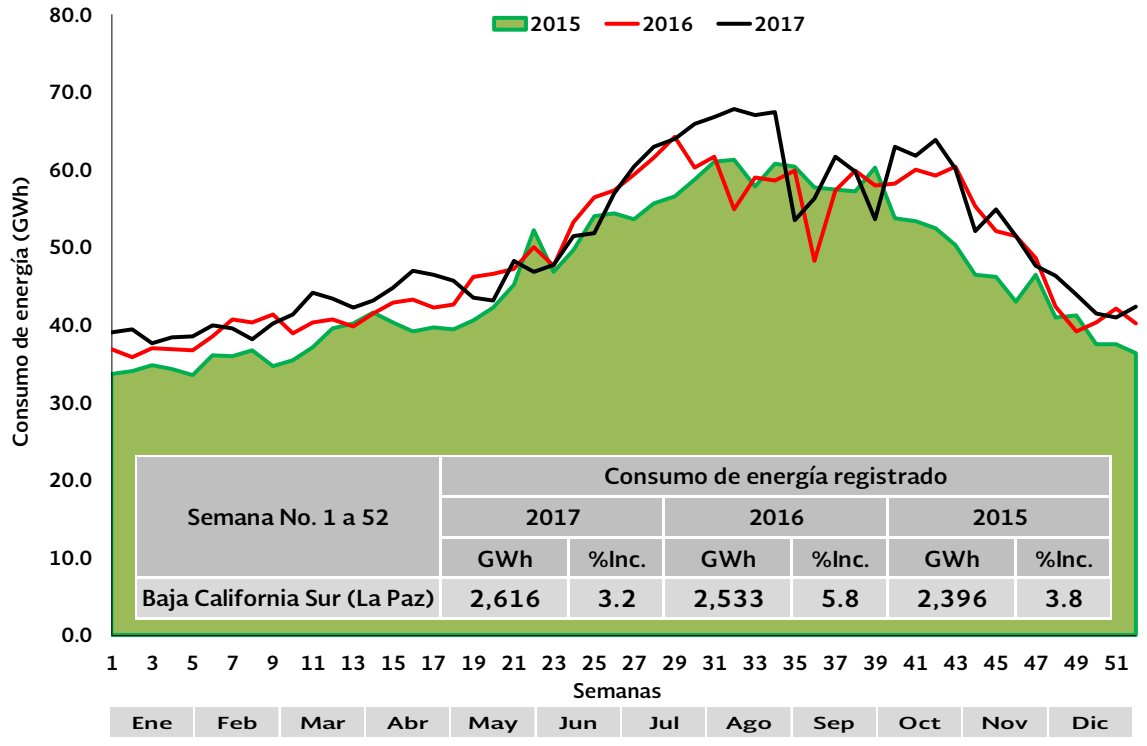
En la figura 5.7 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los últimos tres años. Se observa una alineación respecto a la demanda, también se aprecia el crecimiento del consumo de 2017 respecto a 2016 de un 3.2%.

FIGURA 5.6 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015, 2016 Y 2017



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2017			2016			2015		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Baja California Sur (La Paz)	484	23-ago	9.5	442	21-jul	2.4	432	30-ago	-0.6

FIGURA 5.7 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015, 2016 Y 2017



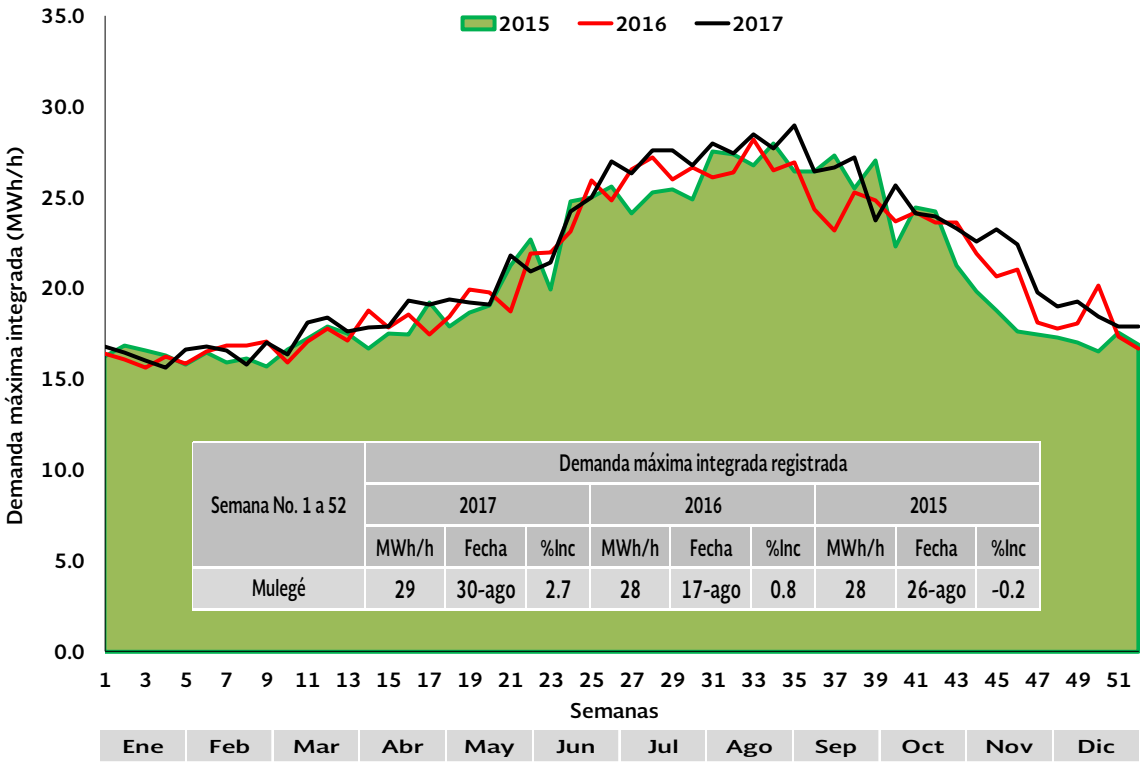
Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2017		2016		2015	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Baja California Sur (La Paz)	2,616	3.2	2,533	5.8	2,396	3.8

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé

En las figuras 5.8 y 5.9 se presenta el comportamiento de la demanda y el consumo respectivamente para 2015, 2016 y 2017. Los perfiles son los característicos de la zona Norte del país. Este pequeño sistema aislado alcanzó en 2017 una demanda máxima de 29 MWh/h.

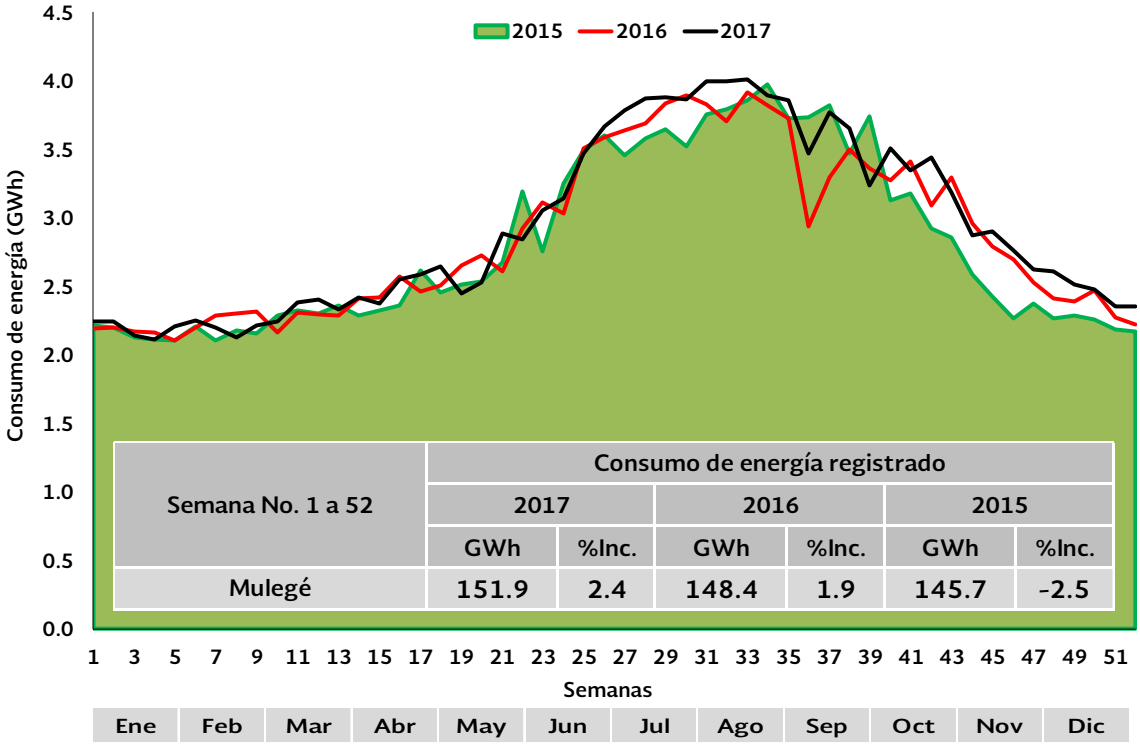
Al operar interconectadas las zonas de Guerrero Negro y Santa Rosalía, la demanda máxima coincidente fue menor que la suma algebraica de las demandas máximas de cada zona.

FIGURA 5.8 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA MULEGÉ 2015, 2016 Y 2017



Semana No. 1 a 52	Demanda máxima integrada registrada								
	2017			2016			2015		
	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc	MWh/h	Fecha	%Inc
Mulegé	29	30-ago	2.7	28	17-ago	0.8	28	26-ago	-0.2

FIGURA 5.9 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA MULEGÉ 2015, 2016 Y 2017



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2017		2016		2015	
	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.	GWh	%Inc.
Mulegé	151.9	2.4	148.4	1.9	145.7	-2.5

Comportamiento de la generación hidráulica

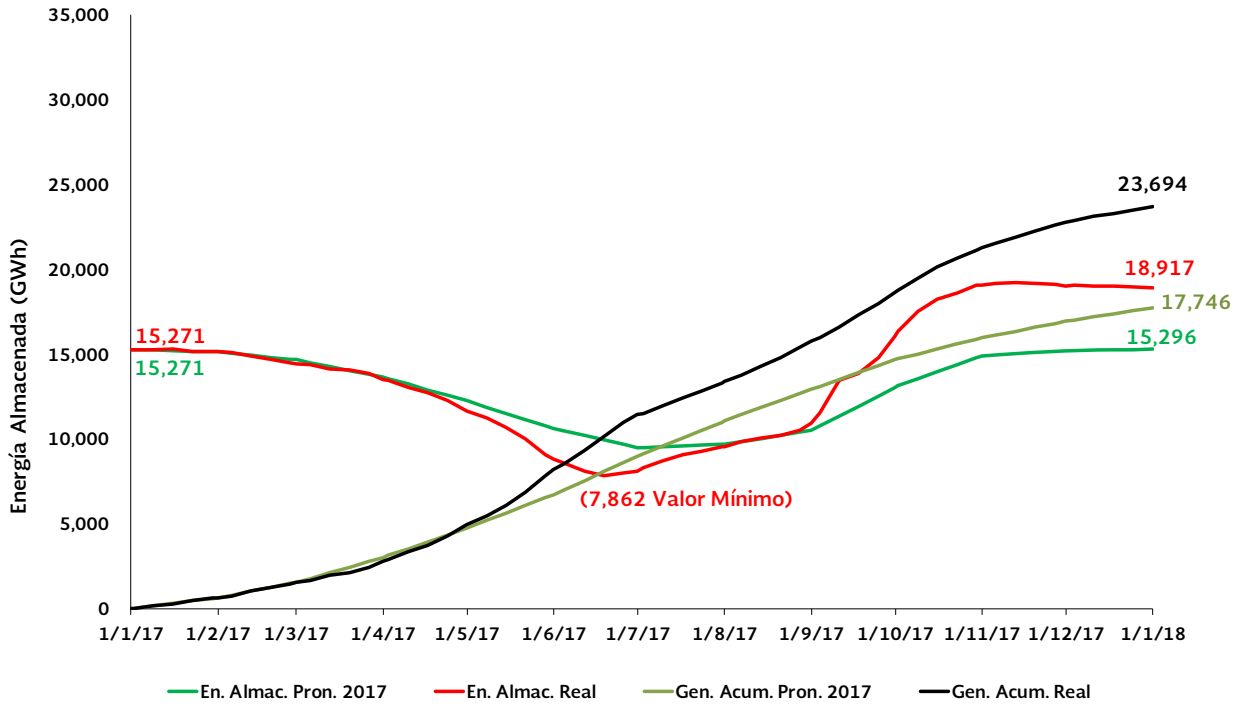
En la figura 5.10 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del Sistema Eléctrico Nacional en 2017. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en el mismo año.

A principios del año 2017 la energía almacenada fue de 15271 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo por la administración del uso del agua y por el periodo de estiaje. En junio se alcanzó el valor mínimo de energía almacenada de 8081 GWh, lo que representó estar por debajo de la curva guía de seguridad en 2100 GWh. La extracción adicional de energía hidráulica fue consecuencia entre otros factores al retraso de nuevos proyectos de generación, indisponibilidad de combustibles fósiles, fallas fortuitas de la generación incrementos de la demanda y consumo de energía eléctrica mayores a los pronosticados.

El comportamiento de las aportaciones pluviales fue abundante, por lo cual al cierre de 2017 la energía almacenada en los grandes embalses fue de 18917 GWh.

Se tuvo una producción de energía hidráulica de 5948 GWh mayor al pronóstico.

FIGURA 5.10 COMPORTAMIENTO DE ENERGÍA ALMACENADA EN LOS GRANDES EMBALSES 2017, GWH



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2017

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 23 de junio de 2017 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 44668 MW a las 16:00 h. En los dos años previos esta demanda máxima anual ocurrió en julio y agosto. De acuerdo a 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 presentan 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 en generación termoeléctrica, fallas de líneas por incendios y coincidencia de altas demandas. En la segunda quincena de junio se inicia típicamente 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.

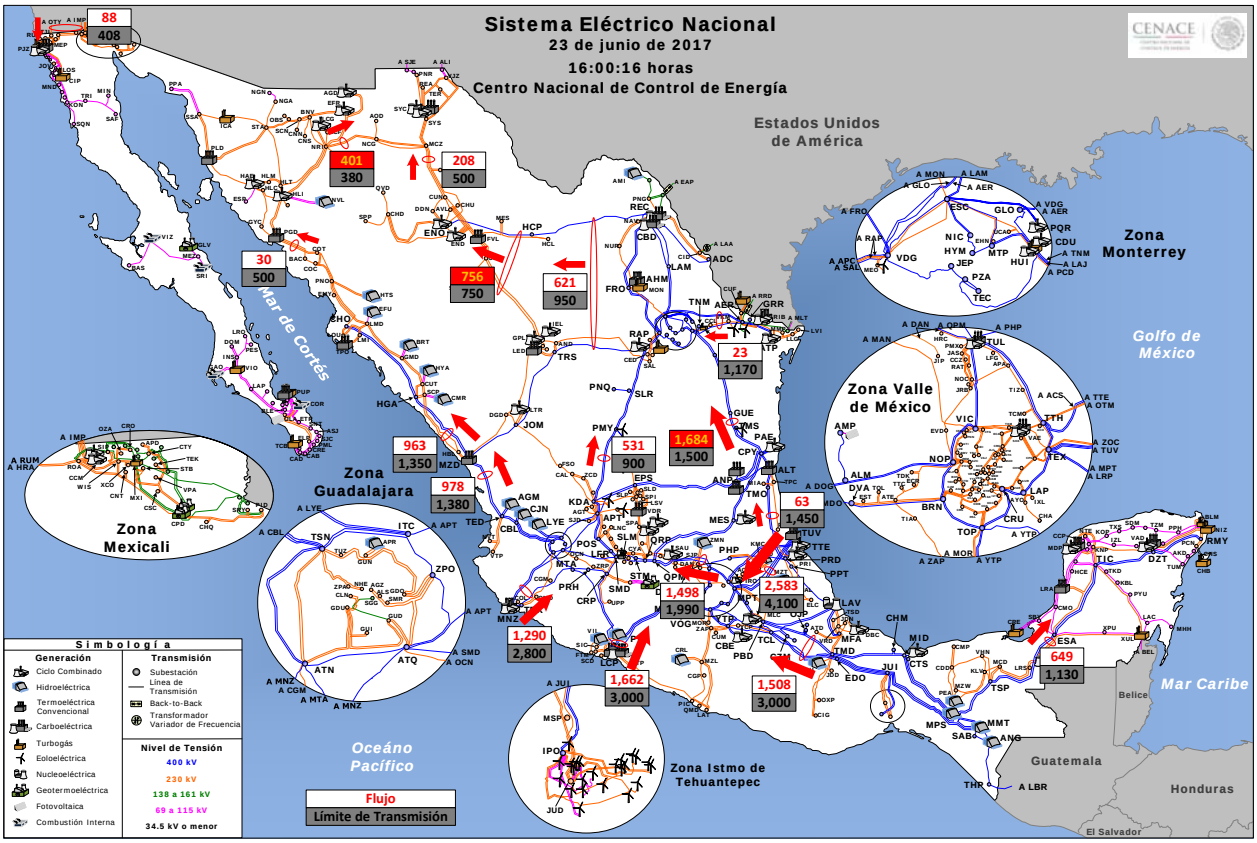
En la figura 5.11 se muestra geográficamente la Red Nacional de Transmisión de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 23 de junio a las 16:00 h. En recuadros en color azul se indican los límites de transmisión operativos, es decir los límites de seguridad y confiabilidad; los recuadros en color blanco indican las transferencias puntuales reales el día de la demanda máxima anual; algunos están en color rojo que indica saturación. El tamaño de la flecha trata de insinuar la magnitud de la transferencia de potencia. De las centrales eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las centrales eléctricas 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 sur se transmite energía al norte del país por los corredores de transmisión de 400 kV de Altamira – Monterrey, Aguascalientes – Saltillo y Tepic – Mazatlán. Por la dirección de flujos de potencia se infiere que en el occidente y norte del país la demanda de energía fue mayor que la generación local, por lo cual se tuvieron importaciones puntuales de acuerdo con las magnitudes de flujos de potencia indicadas. Se operó con límites de transmisión saturados de: Altamira – Monterrey, se tuvo una transferencia de potencia de 1681 MW con

un límite máximo de 1500 MW (1700 MW con DAC). Hacia Chihuahua se tuvo una transferencia de 756 MW, con un límite de 750 MW; de Nacozari – Nuevo Casas Grandes de 401 MW para un límite de 380 MW. Para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Es importante resaltar que, al aplicar esquemas de acción remedial, ante falla de alguno de ellos, se tendría el riesgo de disturbios mayores.

Se alcanzaron los límites máximos de transmisión en algunos otros enlaces que se comentarán en una sección por separado.

En el Sistema Baja California Norte que se encuentra interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico de los Estados Unidos de América se tuvo una importación puntual neta de 88 MW con límite máximo de 408 MW. En el Sistema 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 5.11 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 23 DE JUNIO DE 2017 A LAS 16:00 HS



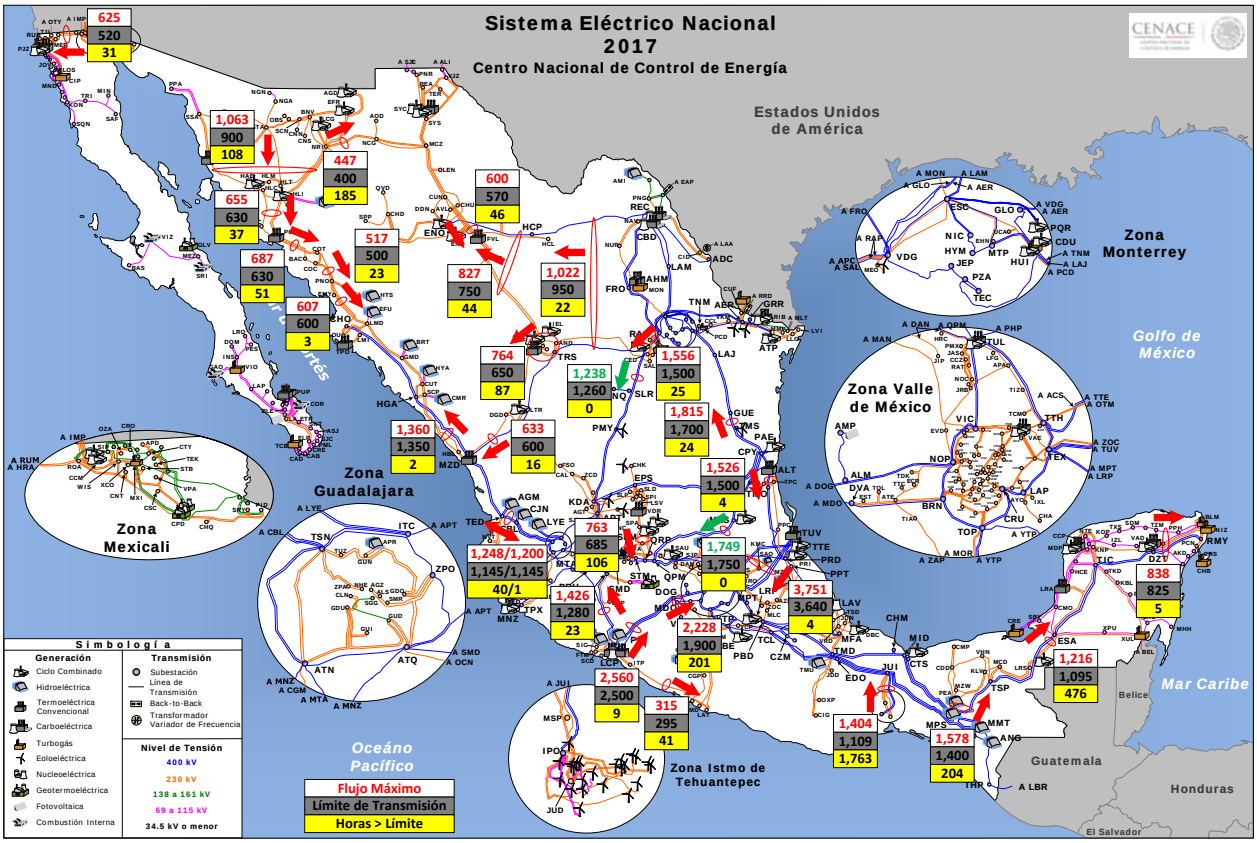
Principales corredores de transmisión saturados en 2017

En una evaluación de 2017 relacionada con la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión, se presentaron retrasos de la línea de 400 kV Champayán – Güémez – Regiomontano, el ciclo combinado de Norte III en la zona de Ciudad Juárez, tornado en la región de Reynosa que derribó líneas de transmisión de 400 kV y falla de 990 MW de generación de los ciclos combinados Tres y Cuatro de la zona fronteriza, indisponibilidades de gas natural, retrasos de las centrales eléctricas en mantenimiento y fallas en centrales eléctricas principalmente. La combinación de falta de infraestructura eléctrica de transmisión y coincidencia con otros eventos originó que durante todo el año en diferentes tiempos se presentaran congestiones en la Red Nacional de Transmisión en 29 enlaces. En la figura 5.12 se muestran los corredores de transmisión que presentaron sobrecargas en 2017. Se indica el nivel de transmisión alcanzado, el límite de operación y las horas que se operó por encima del límite de transmisión.

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 5 líneas de transmisión de 230 kV del norte de Sonora hacia Hermosillo, 3 líneas de 230 kV Guaymas – Obregón, 2 líneas de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes, 2 líneas de 400 y 2 de 230 kV de Mazatlán – Culiacán, 2 líneas de 230 kV Camargo – La Laguna más la línea de 400 kV El Encino – Río Escondido, Una línea de 400 kV y una de 230 kV entre Durango – Mazatlán, 2 líneas de 400 kV y una de 230 kV del enlace GCR Noreste- GCR Norte, 2 líneas de 400 kV Champayán – Güémez, 2 líneas de 400 kV Villa de García – Ramos Arizpe, 2 líneas de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo, 2 líneas de 400 kV Altamira-Tamos, 2 líneas de 400 kV Malpaso–Tabasco Potencia más un autotransformador de 400/230 kV, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Tabasco Potencia-Escárcega y Santa Lucía-Escárcega, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Valladolid-Cancún, 2 líneas de 400 kV de Tepic II – Cerro Blanco, 2 líneas de 400 kV Ixtepec Potencia – Juile.

Para fines ilustrativos, en la figura 5.12 se muestra los corredores que estuvieron saturados.

FIGURA 5.12 CORREDORES DE TRANSMISIÓN SATURADOS EN 2017



El 50% de los 29 enlaces saturados disponen de esquemas de acción remedial para incrementar la capacidad de transmisión; ante la ocurrencia de contingencias sencillas desconectan automáticamente bloques de generación o de carga para preservar la estabilidad del sistema.

En la medida que simultáneamente se tengan mayores corredores de transmisión saturados, los riesgos para mantener la estabilidad del sistema son mayores. La operación incorrecta de un esquema de acción remedial puede ser el inicio de un disturbio en cascada de consecuencias mayores.

Asimismo, la saturación cada vez mayor de los enlaces de la Red Nacional de Transmisión incidirá en incremento en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, limitaciones de integración de centrales eléctricas renovables por insuficiencia de infraestructura de transmisión, restricciones para la conexión de nuevos centros de carga, afectaciones en el suministro de energía eléctrica y, en riesgos en la

confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

La saturación de los enlaces mostrada en la figura 5.12, se presenta 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 del enlace de Tabasco a la Península de Yucatán se debe principalmente a la indisponibilidad de gas natural en la Península.

Para el 2018 – 2019 la red que opera actualmente en 230 kV de Los Mochis a Hermosillo cambiará a operación de 400 kV, con lo cual se corregirán gradualmente los congestionamientos de la red en esa zona.

Para la elaboración de los estudios del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM 2017 - 2031, la Comisión Federal de Electricidad oficialmente canceló dos líneas de 400 kV previstas para 2019 y 2020 que reforzarían la interconexión entre el Sur y Norte del país: Mazatlán – Tepic II y Torreón Sur – Primero de Mayo. Por estas cancelaciones de red eléctrica e integración de generación renovable en el Norte del país, se prevé que para los próximos 4 años se continúe saturando la red de transmisión en el invierno en el sentido del Norte al Sur del país.

En el corredor de Altamira-Monterrey, se prevé que a finales de 2018 entre en operación un tercer circuito de 400 kV que solucionará la congestión de Champayán - Güémez.

En el corredor de Ixtepec Potencia – Juile, en el proyecto de la línea de corriente directa se incluye un tercer circuito en 400 kV que de acuerdo con información oficial de la CFE estará en operación en diciembre de 2019.

Respecto a la red de suministro a la Península de Yucatán, es incierta la fecha en que pudiera regularizarse la disponibilidad y calidad de gas natural hacia la Península para normalizar la operación de los ciclos combinados y atenuar la transferencia de potencia desde la zona Tabasco. Durante 2018, prevalecerá una indisponibilidad del gas natural hasta el 50%, por lo cual, los corredores hacia la Península continuarán saturándose, con la sincronización de generación turbogás de baja eficiencia, encarecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista y riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa de la red en la zona Tabasco y Península de Yucatán. En el PAM 2017-2031 el CENACE propuso a la SENER y opinión de la CRE el proyecto de la Macro Red que incluye en una sección, una línea de corriente directa de la zona Malpaso – Riviera Maya. En el PAM 2018-2032 se propuso el mismo proyecto a la SENER y opinión de la CRE; está en etapa de análisis conjunto CENACE-SENER-CRE.

Afectaciones manuales de carga

Por las condiciones operativas que fueron citadas previamente relativo a:

- Falta de infraestructura eléctrica.
- Crecimiento extraordinario de la demanda en el Norte del país.
- Retraso de nueva infraestructura de transmisión.
- Retraso de centrales eléctricas.
- Retraso de la generación en mantenimientos programados.
- Indisponibilidad de gas natural.
- Fallas de centrales eléctricas.
- Eventos naturales, dejando indisponible centrales eléctricas.

En el cuadro 5.11 se presenta un resumen de las afectaciones de demanda intencionales, por aplicación de la tarifa I-15 y por acción del operador para desconectar manualmente alimentadores de distribución. En el periodo de finales de abril hasta septiembre (primavera – verano) en 14 ocasiones por las condiciones operativas emergentes del sistema se recurrió a este último recurso para preservar niveles mínimos de estabilidad del Sistema Interconectado Nacional. El corte mayor de energía se presentó el 23 de junio de 2017 por congestión de las 2 líneas de 400 kV Champayán – Güémez y del enlace conformado por dos líneas de transmisión de 230 kV La Laguna – Camargo más la línea de 400 kV Río Escondido – El Encino (Chihuahua capital).

CUADRO 5.11 AFECTACIONES AL SUMINISTRO DE ENERGÍA POR CONFIABILIDAD DEL SIN - 2017

Fecha	Monto I-15 (MW)	Corte Manual (MW)	Afectación Total (MW)	Causa
26/04/2017	119.1		119.1	Margen de reserva operativa inferior al 6 %
17/05/2017	320.8		320.8	Margen de reserva operativa inferior al 6 %
26/05/2017	387.9		387.9	Margen de reserva operativa inferior al 6 %
05/06/2017	72.7	243.8	316.5	Control de flujo enlace Champayán - Güémez
12/06/2017	18.0		18.0	Control de flujo enlace Champayán - Güémez
14/06/2017	155.0		155.0	Control de flujo enlace Champayán - Güémez
15/06/2017	33.2	100.4	133.6	Control de flujo enlaces Champayán - Güémez y entrando a Chihuahua
16/06/2017	211.8	592.8	804.6	Control de flujo enlaces Champayán - Güémez y entrando a Chihuahua
21/06/2017		93.2	93.2	Control de flujo enlace Champayán - Güémez
21/06/2017		51.7	51.7	Control de flujo entrando a Chihuahua
22/06/2017	285.2	485.6	770.8	Control de flujo enlaces Champayán - Güémez y entrando a Chihuahua
23/06/2017	150.1	690.0	840.1	Control de flujo enlaces Champayán - Güémez y entrando a Chihuahua
06/07/2017		50.0	50.0	Control de flujo entrando a Chihuahua
06/09/2017		60.0	60.0	Control de flujo entrando a Chihuahua

Disturbios

Gerencia de Control Regional Oriental

El 23 de mayo de 2016 a las 06:53 hs se disparó la línea 400 kV Angostura – Tapachula, debido a colapso de dos estructuras y daño en dos más; ese día se afectó carga del Estado de Chiapas manualmente de las 11:48 a 17:37 hs y de las 18:20 a 23:51 hs, en total se afectaron 179.2 MW/h. El 24 de mayo en el proceso de seccionamiento de carga para alimentar 50 MW desde la red eléctrica de Guatemala, se afectaron 35.3 MW/h; en total por el evento descrito se afectaron 214.5 MW/h del Estado de Chiapas.

Durante 2017 se presentaron dos disparos tripolares de la línea de 400 kV Angostura – Tapachula sin afectaciones de carga. En lo que va de 2018 se han presentado tres disparos tripolares con una afectación de 110 MW.

Gerencia de Control Regional Peninsular

El 23 de mayo de 2017 a las 11:00 hs se tenía una demanda de 1785 MW en la Península y transferencia de energía de Tabasco hacia Escárcega de 1160 MW (límite de 1200 MW).

A la hora citada se presentó una falla monofásica en una de las líneas de 400 kV; por las condiciones transitorias del voltaje en la subestación Escárcega la lógica operativa de un esquema de acción remedial alcanzó sus variables de control y mandó automáticamente la desconexión del circuito en paralelo, perdiéndose el suministro por las dos líneas de 400 kV. En estas circunstancias hubo operación de otros esquemas y disparo de elementos que desconectaron 1635 MW de carga de la Península. Solo quedó energizada por 230 kV la carga de Ciudad del Carmen y de Chetumal.

La Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución quedaron restablecidas a las 14:07 hs. La carga afectada quedó totalmente recuperada a las 18:51 hs del mismo día. La experiencia del evento recae sobre las implicaciones desventajosas que pueden presentar los esquemas de acción remedial cuando su operación no es la deseada como se presentó en este disturbio.

Gerencia de Control Regional Noreste

El domingo 10 de septiembre de 2017 a las 17:23 hs se tenía una demanda de 6593 MW en esta Gerencia. Una exportación de 1940 MW hacia las Gerencias de Control Regional Norte, Oriental y Occidental.

A la hora indicada se presentó una falla trifásica al energizar la línea de 400 kV Jerónimo Potencia – Plaza (zona metropolitana de Monterrey) que se encontraba en licencia y aterrizada. Por operación de protecciones de respaldo se desconectaron líneas en cascada y la desconexión de 7246 MW de generación de centrales eléctricas ubicadas en la zona Noreste del país. Se afectaron 5306 MW de carga de esa zona.

Asimismo, por el déficit de generación, el resto del Sistema Interconectado Nacional operó el primer paso del esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, desconectando 1357 MW de carga. La carga afectada por el esquema de baja frecuencia quedó restablecida a las 18:05 h de ese día. La carga de la zona Noreste del país se restableció a las 23:40 hs.

PRONÓSTICOS DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA

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 Electricidad 2018—2032 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este insumo primario que se utiliza en los diferentes sectores de la industria eléctrica y regiones del país. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad está sujeto a diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere al incremento 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 tenemos 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 hacen 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 sectores económicos como industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional. Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios, desarrollos comerciales y con el consumo y la demanda de electricidad.

Estacionalidad. Los factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas y lluvias—, tienden a elevar el nivel de 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, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de electricidad.

Precio de la electricidad. El importe de las tarifas de 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.

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.

Pérdidas de energía eléctrica. En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores, equipos de transformación y la 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, fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

Eficiencia Energética. Un gran 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—, debido a que estas tienen un impacto en el consumo

de energía eléctrica en todos los sectores de la industria eléctrica.

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, Empresa Mediana, Gran Industria y Agrícola, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de electricidad.

Proceso de Pronóstico

En la figura 6.1 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima y consumo bruto.

Se inicia con el balance de energía de las Gerencias de Control Regional (GCR) y del Sistema –consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía con países vecinos, consumo bruto– del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos y modelos de 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–.

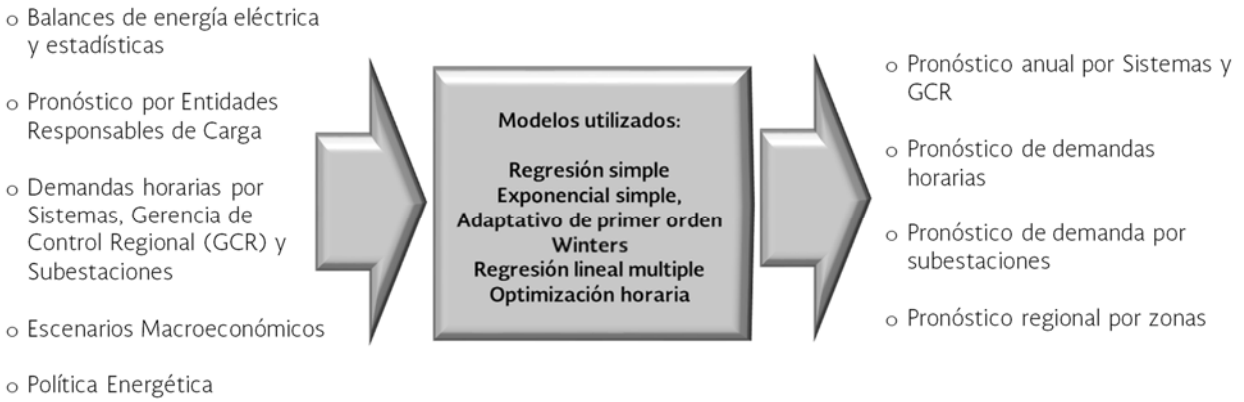
Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región y sector de consumo, 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 –aplicando a la energía bruta regional los factores de carga previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región o área correspondiente, así como los planes de crecimiento a corto plazo–.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) —Gerencias de Control Regional 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 6.1 PROCESO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO BRUTO



Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con el documento "Estadísticas Clave de la Energía Mundial 2017" publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2015 fue de 3,052 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 0.7% en relación con 2014. En el mismo año, México se ubicó en el lugar número 80 — 26.9% por debajo del promedio mundial—; con un consumo de 2,230 KWh por habitante.

En cuanto al consumo anual de electricidad, México ocupa la posición 14 a nivel mundial con un consumo de 269,800 GWh. La intensidad de la industria eléctrica mundial fue de 1,068 kJ/2010USD en 2015. México se ubicó en 804 kJ/2010USD, lo que indica, que la Industria Eléctrica requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

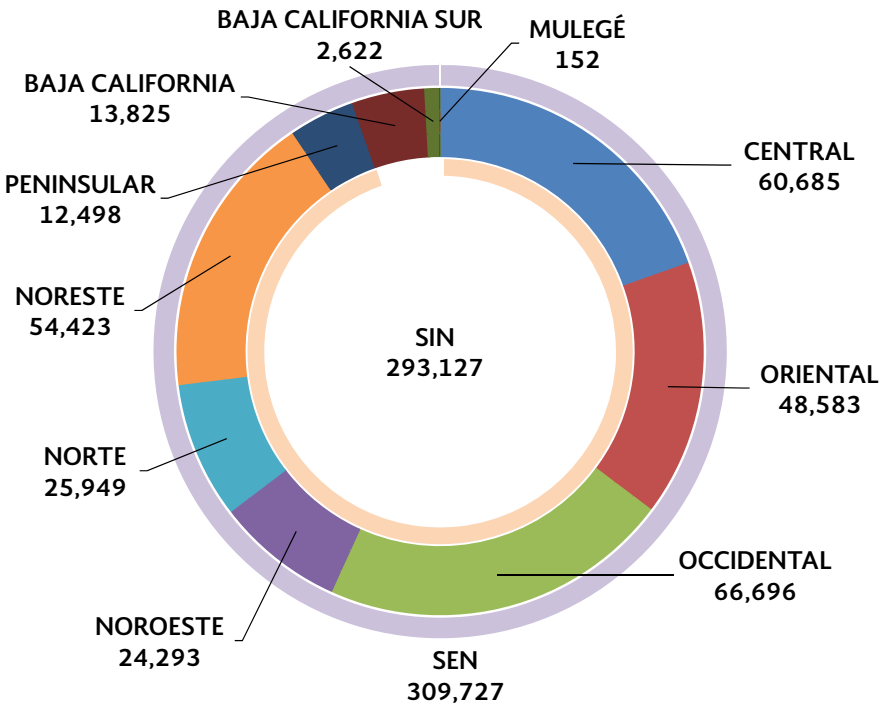
De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), para 2018 — 2032, la media internacional del consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1%, la generación neta crecerá 1.5% y se espera que al 2032 la generación de electricidad limpia sea de 41.1%. La intensidad de la industria eléctrica internacional tendrá un decremento promedio anual de 1 por ciento.

Consumo bruto 2017

En 2017, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 309,727 GWh, lo que significó un incremento de 3.7%[1] respecto al consumo de 2016. Las GCR del Norte del país (Noroeste, Norte, Noreste) crecieron 4.1% ocasionado por las altas temperaturas en los meses de verano.

La figura 6.2 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 66,696 GWh lo que equivale a 21.5% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista se adecuaron los límites eléctricos y geográficos de dicha GCR al pasar la zona Lázaro Cárdenas al ámbito de cobertura de la GCR Central.

FIGURA 6.2 CONSUMO BRUTO DEL SEN 2017



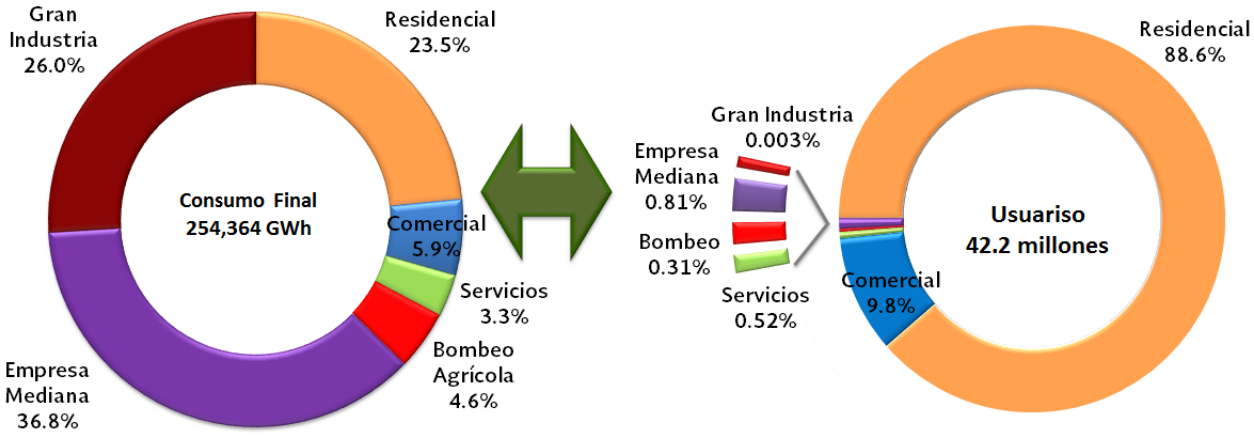
[1] Dirección de Administración del Mercado Eléctrico, CENACE.

Consumo final y usuarios 2017

El consumo final de electricidad se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del suministro básico, usuarios calificados y autoabastecimiento remoto—. La información se agrupa en seis sectores de consumo: Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria. Dichos sectores registraron crecimiento respecto a su consumo en 2016. El sector que presentó el mayor crecimiento con 5.3% es la Gran Industria, seguido de la Empresa Mediana con 3.4% y el Residencial con 2.4%. El consumo final del SEN se ubicó en 254,364 GWh, lo que representó un crecimiento de 3% respecto al año anterior. En la figura 6.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2017 ascendió a 42.2 millones, incrementándose en 3.4% respecto de los 40.8 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, es la Mediana Empresa con 5.1%, seguido de los demás sectores con crecimientos promedio de 3.1% a excepción del Agrícola que solo creció 0.2 por ciento. En la figura 6.3 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 88.6% del número de usuarios del total nacional —Su consumo final es del 23.5%—. La Empresa Mediana solo representan el 0.81% de los usuarios —su consumo final es del 62.8%—.

FIGURA 6.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS POR SECTOR DEL SEN 2017



Demanda máxima 2017

En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional 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 2017, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 43,319 MWh/h, lo que equivale a un crecimiento de 5.9% respecto a los 40,893 MWh/h de 2016.

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 6.1 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SIN, Baja California, La Paz y Mulegé —Sistema Baja California Sur— y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

CUADRO 6.1 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SEN 2017

Sistemas	Demandas Máximas 1/		Demandas Coincidentes
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	MWh/h
SEN 2/	46,025		
SIN	43,319	5.9%	
Baja California	2,699	3.0%	2,313
Baja California Sur	484	9.5%	369
Mulegé	29	3.4%	24
Gerencias de Control Regional			
Central	8,705	1.6%	8,011
Oriental	7,299	2.4%	6,471
Occidental	9,842	5.3%	9,662
Noroeste	4,582	5.3%	4,072
Norte	4,608	8.2%	4,589
Noreste	8,846	1.6%	8,790
Peninsular	1,955	3.3%	1,724

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.

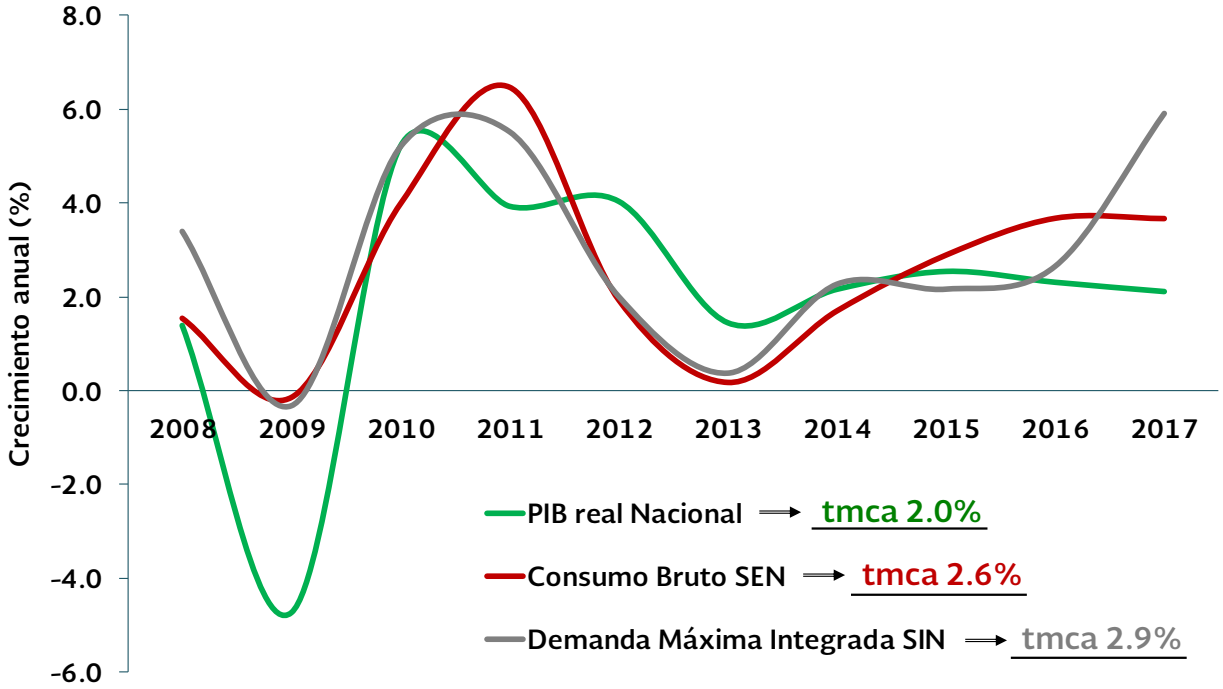
Entorno Económico 2017

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2017, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 18.9 MXN/ USD[2]; la tasa de interés de referencia cerró en 7.3%, 150 puntos base más en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 6.8% la más alta en los últimos años y la mezcla de petróleo crudo [3] se vendió en promedio en 46.7 dólares por barril.

El Producto Interno Bruto (PIB) en 2017 tuvo un crecimiento de 2.0%[4], tasa menor a la pronosticada (2.4%) debido a las afectaciones sufridas por los sismos de septiembre, a la baja en la producción petrolera y a la incertidumbre internacional ocasionada por la renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte. La industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 3.7% respecto a 2016. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la figura 6.4 se aprecia la evolución histórica de estos 3 indicadores en los últimos 10 años.

[2] Banco de México y Diario Oficial de la Federación.
[3] Sistema de Información Energética, SENER.
[4] Cifras Oportunas, INEGI.

FIGURA 6.4 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO BRUTO SEN Y DEMANDA MÁXIMA SIN 2008 - 2017



Escenario Macroeconómico 2018 - 2032

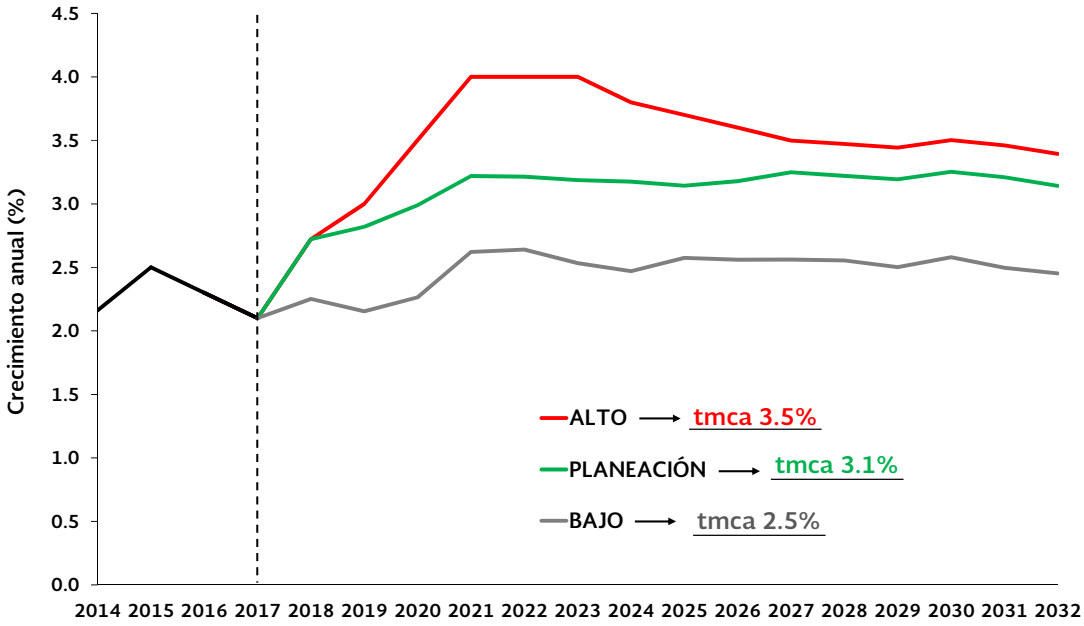
El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la figura 6.5 en tasas de crecimiento anual (a precios de 2013) para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 3.1% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.5% y 2.5%, respectivamente. Dichas proyecciones son superiores para los escenarios de planeación y bajo en 0.2% y 0.1% respectivamente, e inferior el escenario alto en 0.1% respecto a lo proyectado un año atrás para el horizonte de 2017 - 2031.

En el periodo 2018 - 2032, se estima que el PIB por sectores crecerá para el Agrícola 3%, los Servicios 3.1% y el Industrial 3.3%. Se prevé que, en 2032, el sector Agrícola representará 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 31.6% y 65.1%, respectivamente.

Los estados de Michoacán, Guerrero, Veracruz, Oaxaca, Chiapas y Yucatán los cuales albergan Zonas Económicas Especiales (ZEE), tendrán una proyección de crecimiento importante originada por la estimación de que, en la próxima década, se esperan inversiones por más de 36 mil millones de dólares de la industria privada, sobre todo en subsectores como la generación de energía limpia, agroindustrial, metal mecánico, textil y del vestido, maquinaria y equipo, tecnologías de la información y comunicación, químico, pulpa y papel, petroquímico, autopartes, electrónico y eléctrico, automotriz y siderúrgico[5].

[5] https://www.gob.mx/zee

FIGURA 6.5 ESCENARIOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO 2018 - 2032



Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2018 - 2032

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

El pronóstico de la población para 2018 - 2032 considera una tmca de 0.8%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 124.7 millones a 139.3 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 2.1%, al pasar de 43.4 millones a 57.5 millones en 2032.

Consumo bruto 2018 - 2032

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años.

Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2018 - 2032, las metas establecidas en el PROSENER 2013 - 2018, relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional, y el PRONASE 2014 - 2018, referente a mantener el índice de intensidad energética nacional por lo menos igual al presentado en 2012.

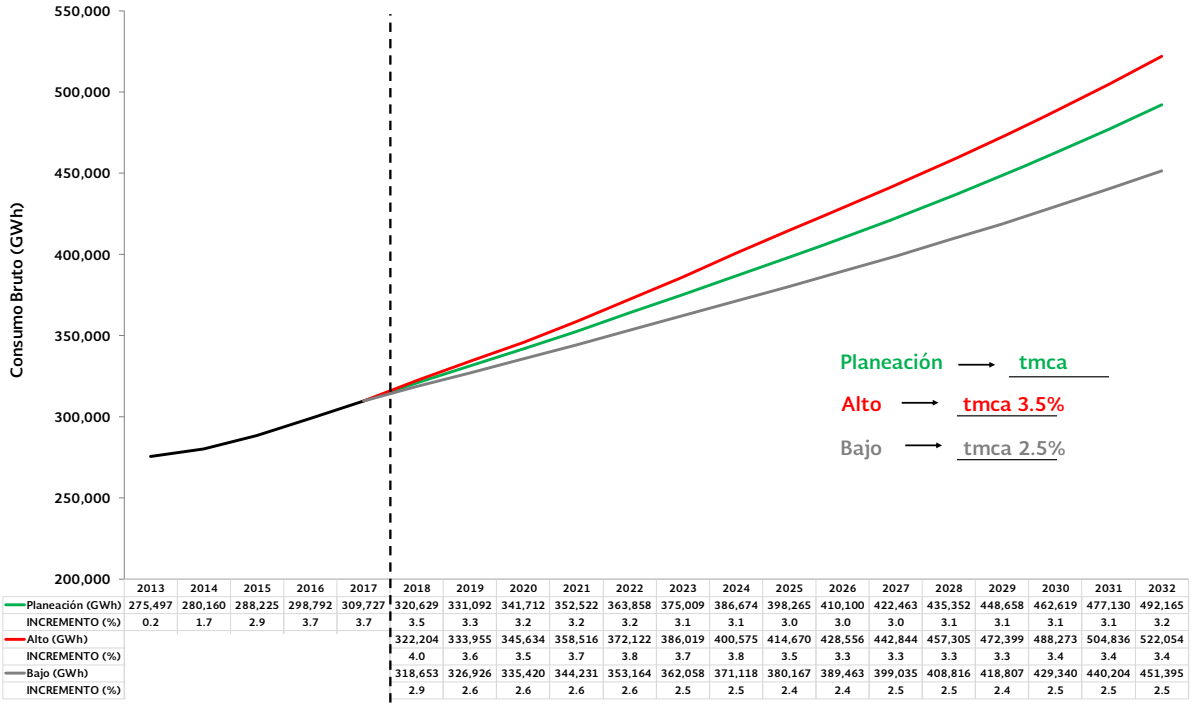
El consumo bruto se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores. El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 53.7% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 46.3% restante del consumo anual—.

En la figura 6.6 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 3.1%, para el escenario Alto de 3.5% y el escenario Bajo 2.5%, En el mismo sentido, en el cuadro 6.2 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.

CUADRO 6.2 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2018 - 2032, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.5	3.1	2.5
Central	2.9	2.6	2.1
Oriental	3.2	2.8	2.1
Occidental	3.7	3.3	2.7
Noroeste	3.8	3.4	2.9
Norte	3.6	3.2	2.6
Noreste	3.9	3.4	2.7
Peninsular	4.4	4.0	3.4
Baja California	3.7	3.3	2.7
Baja California Sur	4.2	3.7	3.2
Mulegé	4.5	4.0	3.5

FIGURA 6.6 PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO DEL SEN 2018 - 2032, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Planeación (GWh)	275,497	280,160	288,225	298,792	309,727	320,629	331,092	341,712	352,522	363,858	375,009	386,674	398,265	410,100	422,463	435,352	448,658	462,619	477,130	492,165
INCREMENTO (%)	0.2	1.7	2.9	3.7	3.7	3.5	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2
Alto (GWh)						322,204	333,955	345,634	358,516	372,122	386,019	400,575	414,670	428,556	442,844	457,305	472,399	488,273	504,836	522,054
INCREMENTO (%)						4.0	3.6	3.5	3.7	3.8	3.7	3.8	3.5	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4
Bajo (GWh)						318,653	326,926	335,420	344,231	353,164	362,058	371,118	380,167	389,463	399,035	408,816	418,807	429,340	440,204	451,395
INCREMENTO (%)						2.9	2.6	2.6	2.6	2.6	2.5	2.5	2.4	2.4	2.5	2.5	2.4	2.5	2.5	2.5

Consumo bruto regional (GWh) 2018 - 2032

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazos (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de Planeación, se prevé que para largo plazo las GCR con mayor dinamismo de crecimiento sean la Peninsular con una tmca de 4%, los sistemas Baja California Sur y Mulegé 3.7% y 4% respectivamente, y la región con menor incremento es la Central con una tmca de 2.6%. De igual forma, para el mediano plazo la GCR Peninsular con 4.4% y la GCR Central con 2.3% son las regiones con las tmca más alta y más baja respectivamente (ver cuadro 6.3 y figura 6.7).

CUADRO 6.3 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2018 - 2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2018	62,097	49,952	69,237	25,368	26,947	56,426	13,256	14,423	2,758	164	303,283	320,629
2019	63,408	51,272	71,724	26,415	27,913	58,538	13,820	14,954	2,879	170	313,089	331,092
2020	64,737	52,617	74,096	27,502	28,835	60,848	14,439	15,473	2,987	177	323,075	341,712
2021	66,092	54,114	76,741	28,474	29,797	63,021	15,048	15,955	3,096	183	333,288	352,522
2022	67,736	55,672	79,357	29,490	30,853	65,207	15,681	16,456	3,217	190	343,995	363,858
2023	69,417	57,269	82,018	30,463	31,910	67,213	16,210	16,969	3,343	197	354,500	375,009
2024	71,148	58,848	84,903	31,439	32,991	69,432	16,765	17,485	3,458	205	365,526	386,674
2025	72,956	60,495	87,562	32,445	33,938	71,724	17,349	18,015	3,568	212	376,470	398,265
2026	74,834	62,170	90,246	33,490	34,905	74,021	17,960	18,563	3,691	220	387,627	410,100
2027	76,831	63,929	93,000	34,529	35,939	76,418	18,621	19,147	3,820	228	399,268	422,463
2028	78,981	65,738	95,876	35,567	37,021	78,906	19,335	19,731	3,960	237	411,425	435,352
2029	81,224	67,605	98,869	36,661	38,075	81,445	20,077	20,358	4,100	245	423,955	448,658
2030	83,594	69,553	101,959	37,860	39,149	84,149	20,845	21,010	4,247	254	437,108	462,619
2031	86,116	71,564	105,200	39,027	40,258	86,972	21,667	21,664	4,398	264	450,804	477,130
2032	88,705	73,625	108,578	40,191	41,463	89,918	22,501	22,357	4,552	274	464,982	492,165

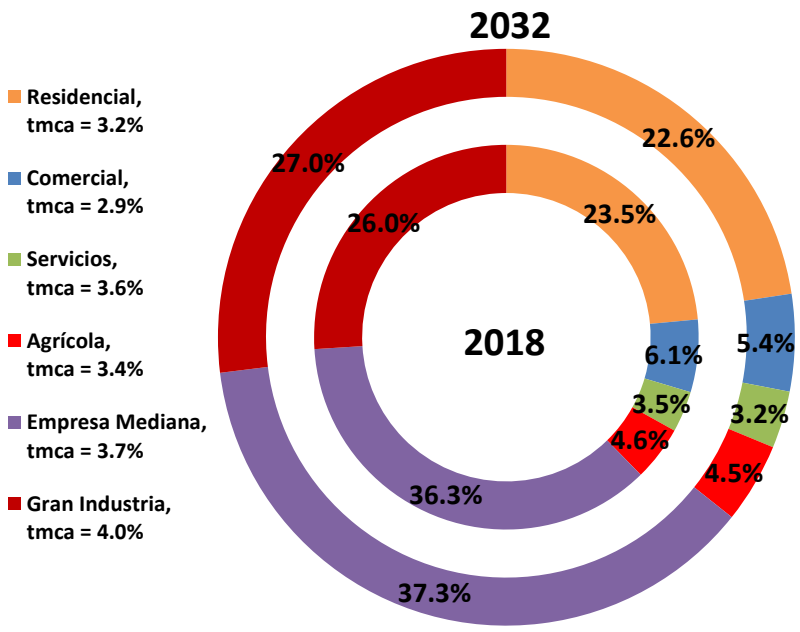
FIGURA 6.7 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2018 - 2023 Y 2018 - 2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

1/,2/ tmca, año de referencia 2017.

Consumo final (GWh) 2018 – 2032

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.6% superior al 3.1% que se estimó para el PIB y para el consumo bruto. El sector que supone un mayor incremento es la Gran Industria con 4%, seguido de la Empresa Mediana con 3.7% y el Residencial con 3.2%. Para 2032, el sector predominante será la Mediana Empresa con 37.3% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 27%, seguido del Residencial con 22.6% y el resto 13.1% —Comercial, Servicios y Agrícola—, como se observa en la figura 6.8.

FIGURA 6.8 CONSUMO FINAL SEN 2018 Y 2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Demanda Máxima 2018 – 2032

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.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN son: se concentran 106 horas del año en el intervalo de 95% - 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 43.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.2% —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 y en sentido contrario 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 6.9. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 3.2% para el horizonte de Planeación, 3.6% para el escenario Alto y 2.6% para el escenario Bajo. A partir de 2023 se supone que todas las regiones y sistemas aislados del país estarán interconectadas eléctricamente. En la figura 6.10 se presentan los crecimientos del SEN y en el cuadro 6.4 se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

FIGURA 6.9 CURVA DE CARGA DE REFERENCIA DEL SIN

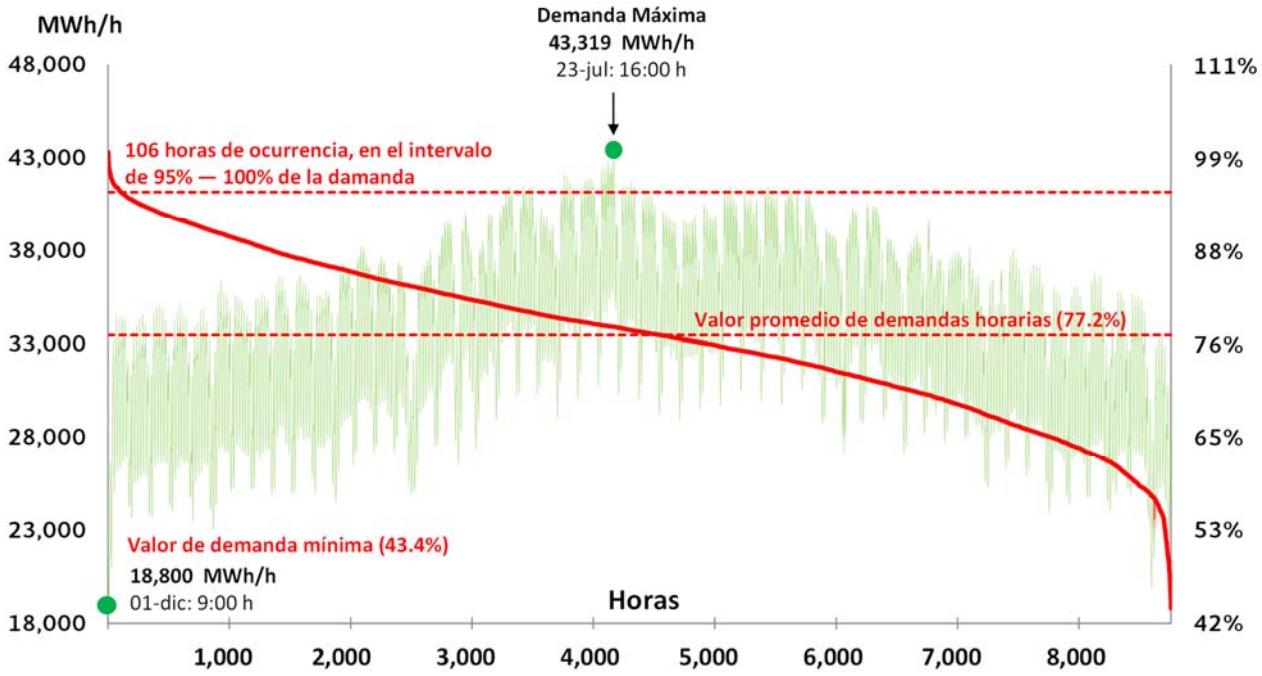
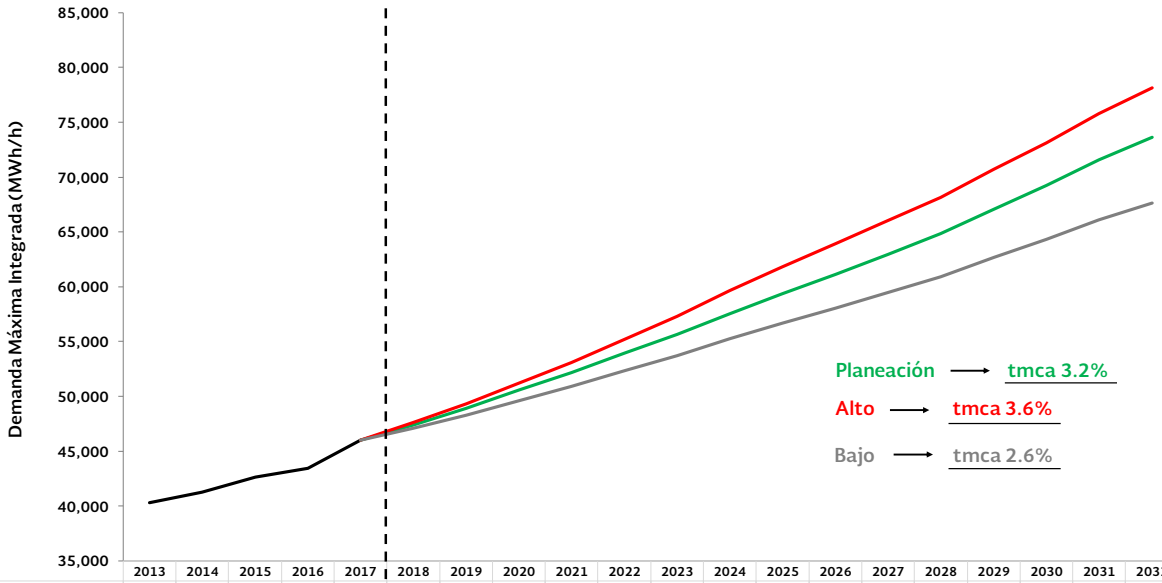


FIGURA 6.10 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN[1/] 2018 - 2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Planeación (MWh/h)	40,316	41,262	42,648	43,448	46,025	47,374	48,889	50,573	52,167	53,929	55,677	57,560	59,368	61,147	62,978	64,844	67,094	69,236	71,574	73,645
INCREMENTO (%)	0.6	2.3	3.4	1.9	5.9	2.9	3.2	3.4	3.2	3.4	3.2	3.4	3.1	3.0	3.0	3.0	3.5	3.2	3.4	2.9
Alto (MWh/h)						47,611	49,322	51,171	53,067	55,172	57,331	59,649	61,837	63,925	66,044	68,152	70,696	73,125	75,779	78,165
INCREMENTO (%)						3.4	3.6	3.7	3.7	4.0	3.9	4.0	3.7	3.4	3.3	3.2	3.7	3.4	3.6	3.1
Bajo (MWh/h)						47,081	48,264	49,623	50,924	52,324	53,737	55,236	56,661	58,064	59,498	60,929	62,671	64,309	66,092	67,645
INCREMENTO (%)						2.3	2.5	2.8	2.6	2.8	2.7	2.8	2.6	2.5	2.5	2.4	2.9	2.6	2.8	2.3

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

CUADRO 6.4 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA 2018 - 2032, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.2	2.6
Central	3.0	2.6	2.2
Oriental	3.2	2.8	2.1
Occidental	3.8	3.4	2.8
Noroeste	4.0	3.6	3.0
Norte	3.5	3.1	2.6
Noreste	4.0	3.5	2.8
Peninsular	4.3	3.9	3.3
Baja California	3.9	3.4	2.9
Baja California Sur	4.2	3.7	3.2
Mulegé	4.2	3.8	3.2

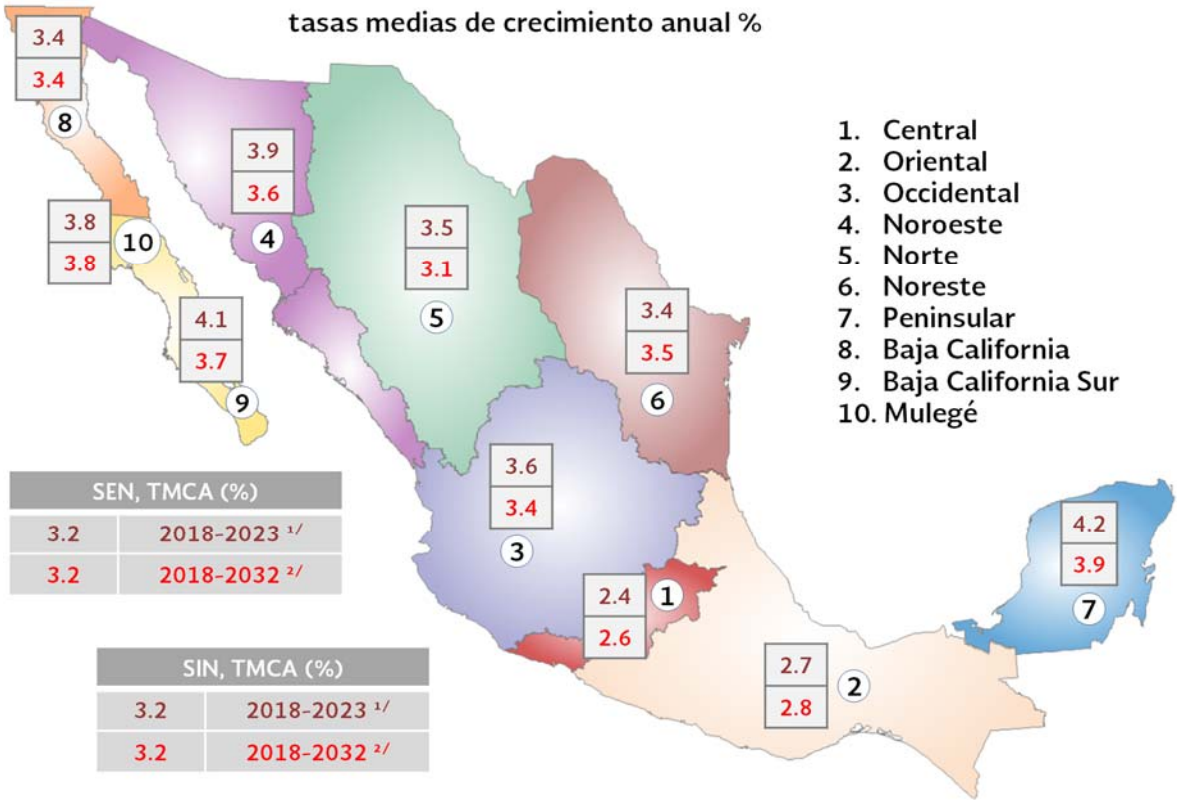
Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2018 - 2032

Tomando como base el escenario de Planeación, en el cuadro 6.5, se presentan los pronósticos de demanda de energía eléctrica por GCR y SIN. En la figura 6.11 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2018 - 2023 y 2018 - 2032 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo se prevé un dinamismo mayor para Baja California Sur — La Paz— con 3.7% y la Peninsular con 3.9%, respecto al resto del sistema. El Noroeste, Norte, Noreste, Occidental y Baja California en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras la Oriental y Central crecerán entre 2.6% y 2.8 por ciento.

CUADRO 6.5 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA ANUAL POR GCR, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2018	8,976	7,481	10,187	4,742	4,737	9,111	2,045	2,800	509	30	44,616	47,374
2019	9,166	7,679	10,552	4,938	4,907	9,398	2,132	2,898	531	31	46,030	48,889
2020	9,359	7,880	10,921	5,157	5,073	9,844	2,228	3,016	552	32	47,604	50,573
2021	9,556	8,100	11,313	5,389	5,200	10,151	2,322	3,108	571	34	49,102	52,167
2022	9,794	8,338	11,699	5,619	5,426	10,504	2,420	3,205	594	35	50,765	53,929
2023	10,037	8,578	12,169	5,766	5,655	10,827	2,501	3,300	617	36	52,414	55,677
2024	10,288	8,815	12,662	5,969	5,795	11,313	2,587	3,429	638	38	54,180	57,560
2025	10,545	9,062	12,992	6,152	5,964	11,803	2,677	3,530	658	39	55,884	59,368
2026	10,816	9,316	13,390	6,392	6,134	12,155	2,771	3,638	681	41	57,555	61,147
2027	11,105	9,580	13,799	6,635	6,267	12,548	2,873	3,745	705	42	59,275	62,978
2028	11,413	9,859	14,224	6,770	6,488	12,922	2,983	3,893	731	44	61,007	64,844
2029	11,732	10,147	14,670	6,968	6,742	13,490	3,098	4,045	756	45	63,113	67,094
2030	12,075	10,448	15,247	7,196	6,890	13,898	3,216	4,204	784	47	65,107	69,236
2031	12,439	10,765	15,856	7,480	7,085	14,364	3,343	4,331	811	49	67,316	71,574
2032	12,814	11,077	16,193	7,760	7,300	14,810	3,472	4,473	840	51	69,249	73,645

FIGURA 6.11 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2018 - 2023 Y 2018 - 2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



1/,2/ tmca, año de referencia 2017

CARACTERISTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO

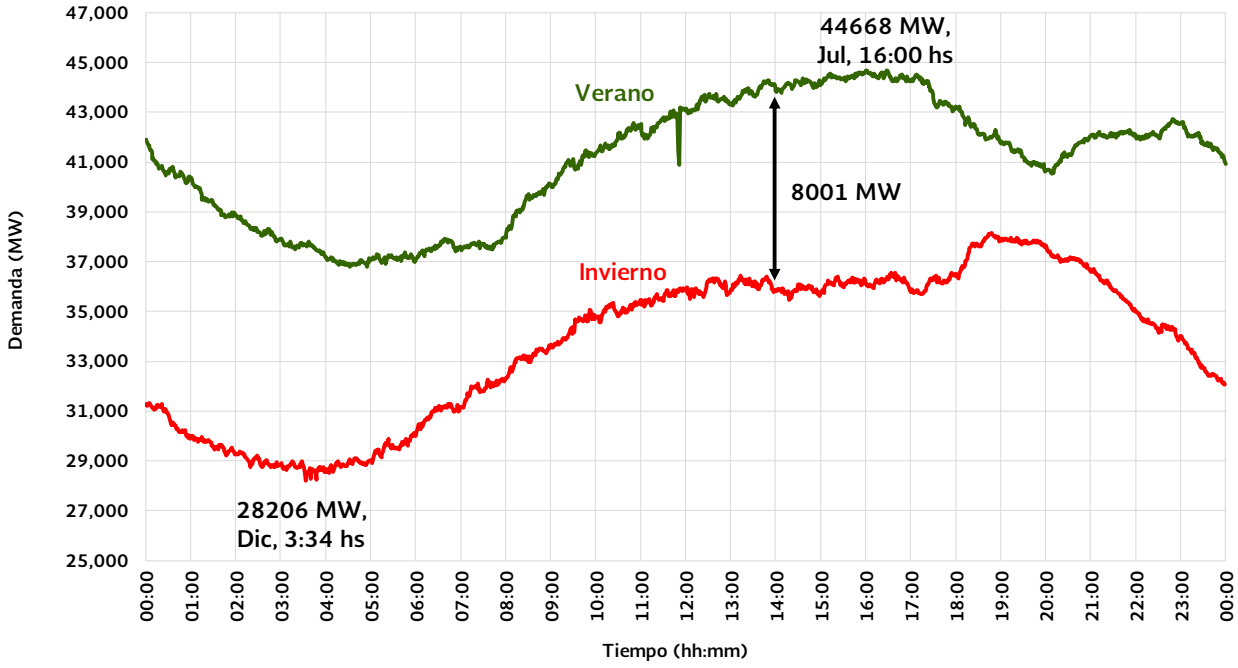
Demanda máxima de verano

De acuerdo con el comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales en las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé. Por efecto de estos crecimientos, a nivel Sistema Interconectado Nacional (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 congestionamientos en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la Red Nacional de Transmisión, 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 se muestra con trazo en color verde el comportamiento real de la demanda del SIN, se observa que la demanda máxima ocurrió a las 16:00 h, con un valor instantáneo de 44,668 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno en cerca de 2000 MW.

FIGURA 7.1 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO DE 2017

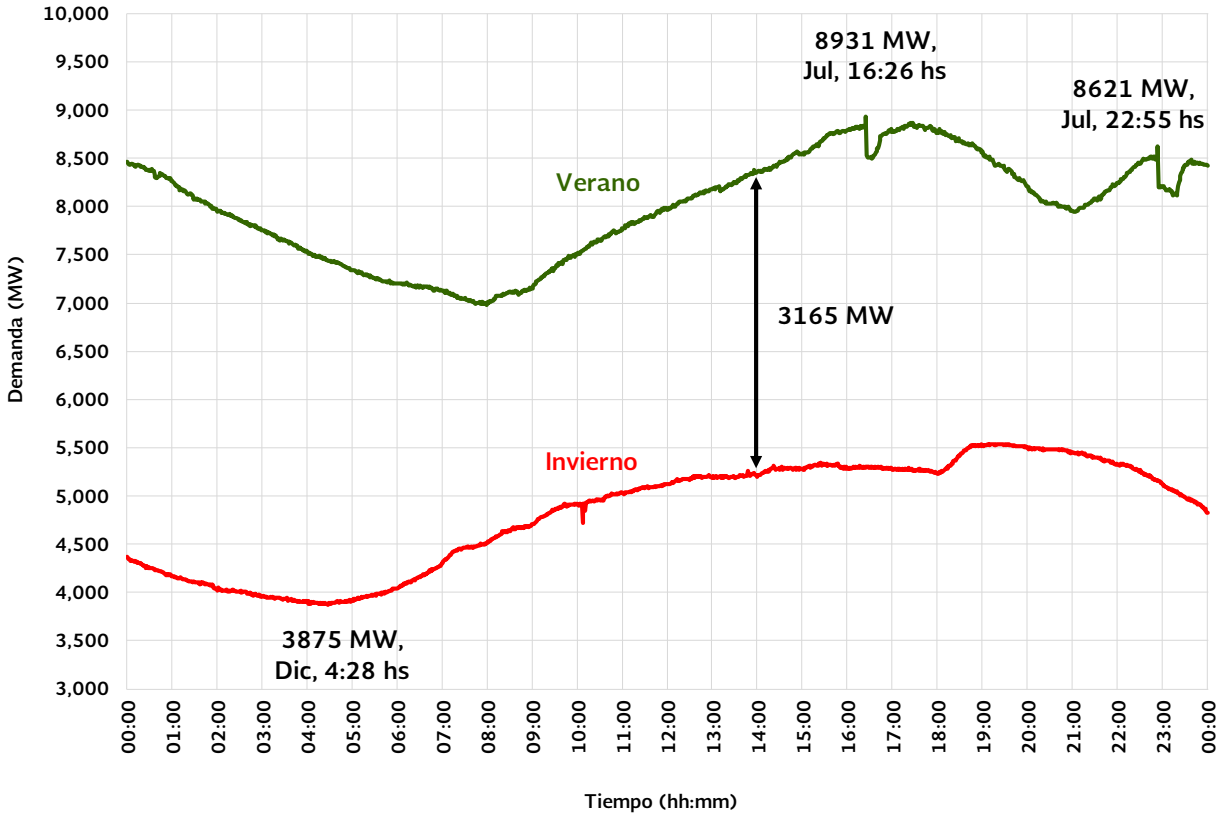


Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte presenta un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.2. Considerando la integración gradual de generación solar, durante la tarde la generación alcanzará su magnitud máxima para iniciar el 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 Gerencias, 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.

Para la realización de los estudios eléctricos con las interconexiones de los sistemas Baja California Norte y Baja California Sur al Sistema Interconectado Nacional, será muy importante estudiar los comportamientos previstos en las transferencias de potencia durante las horas del pico nocturno, cuando la generación solar convencional sea de cero MW.

FIGURA 7.2 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2017

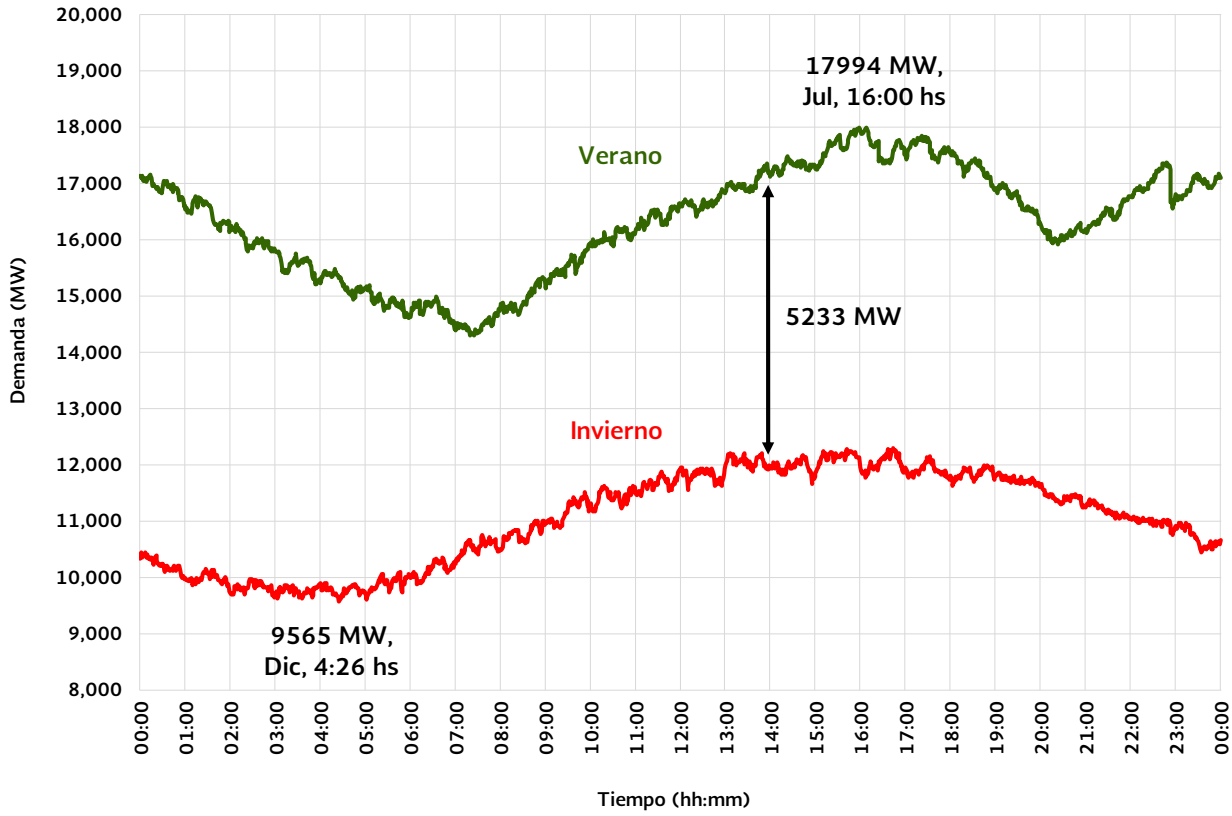


Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste

Similar al periodo mencionado en el punto anterior, la demanda máxima coincidente de estas tres Gerencias de Control Regional presenta un pico por la tarde superior al pico nocturno. El pico vespertino se alcanzó a las 16:00 h con una magnitud de 17,994 MW. En la figura 7.3 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 Gerencia de Control Regional Noreste. También, durante el pico nocturno al tenerse

fuera la generación solar se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia con efecto 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 en la RNT y las RGD, así como, requerimientos de características flexibles en las centrales eléctricas que se vayan interconectando al Sistema Eléctrico Nacional.

FIGURA 7.3 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE + NORESTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2017



Demanda máxima de invierno

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurre la demanda máxima anual de la Gerencia de Control Regional Central y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas; la demanda de esta zona representa el 24% de la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional en invierno. 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 en trazo color rojo se presenta el perfil de la demanda del Sistema Interconectado Nacional en invierno 2017; se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:00 horas.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el Sistema Interconectado Nacional alrededor de las 3:34 horas.

Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (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, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 28,206 MW, que representan el 63.1% de la demanda máxima de verano.

Demanda media de invierno

En esta época del año las demandas de las Gerencias de Control Regional 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 Sistema Interconectado Nacional, en el 2017 se presentó una reducción en promedio de la demanda de 8,001 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 horas, como se muestra en la figura 7.1. De esta reducción 5,233 MW se redujeron en las tres Gerencias de Control Regional del Norte como se muestra en la figura 7.3.

El mismo comportamiento se presentó en los sistemas eléctricos de Baja California Norte y Baja California Sur (La Paz), con reducciones de 1,204 MW y 173 MW, como se ilustra en las figuras 7.4 y 7.5.

FIGURA 7.4 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL BAJA CALIFORNIA NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2017

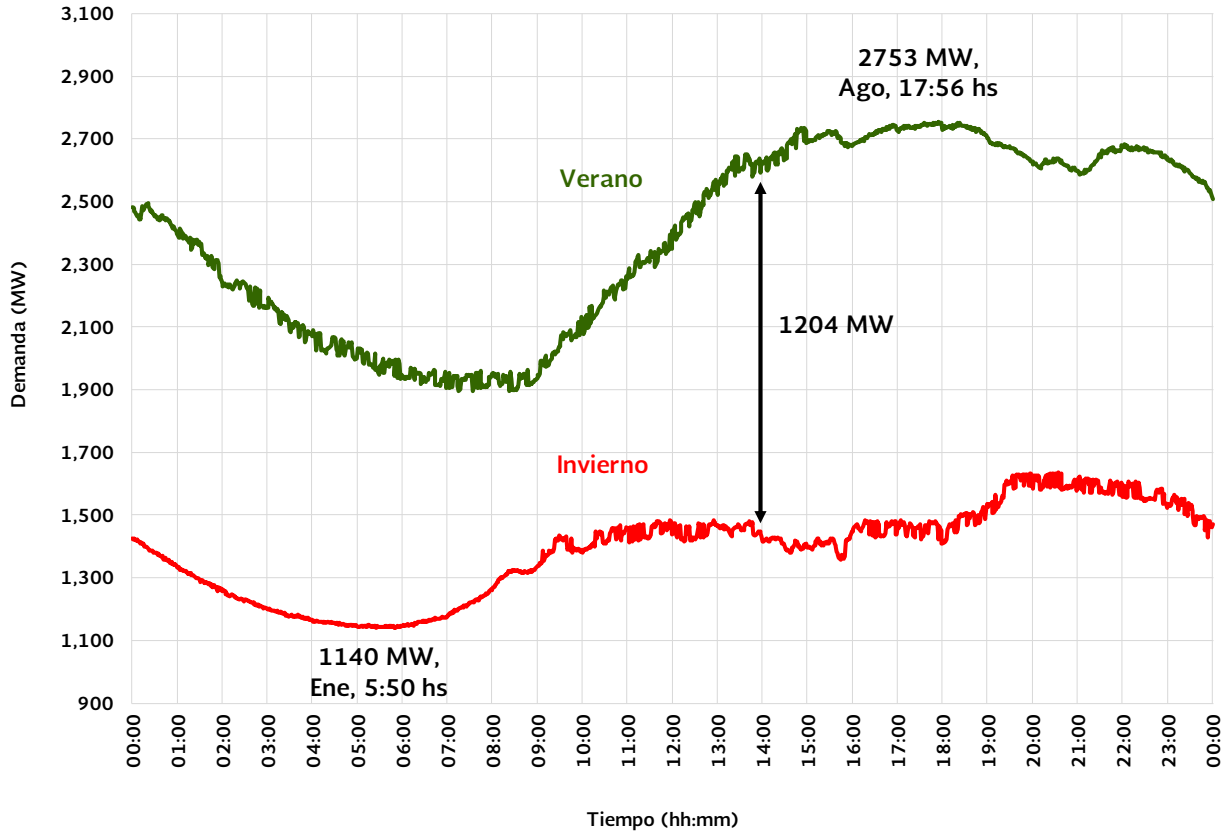
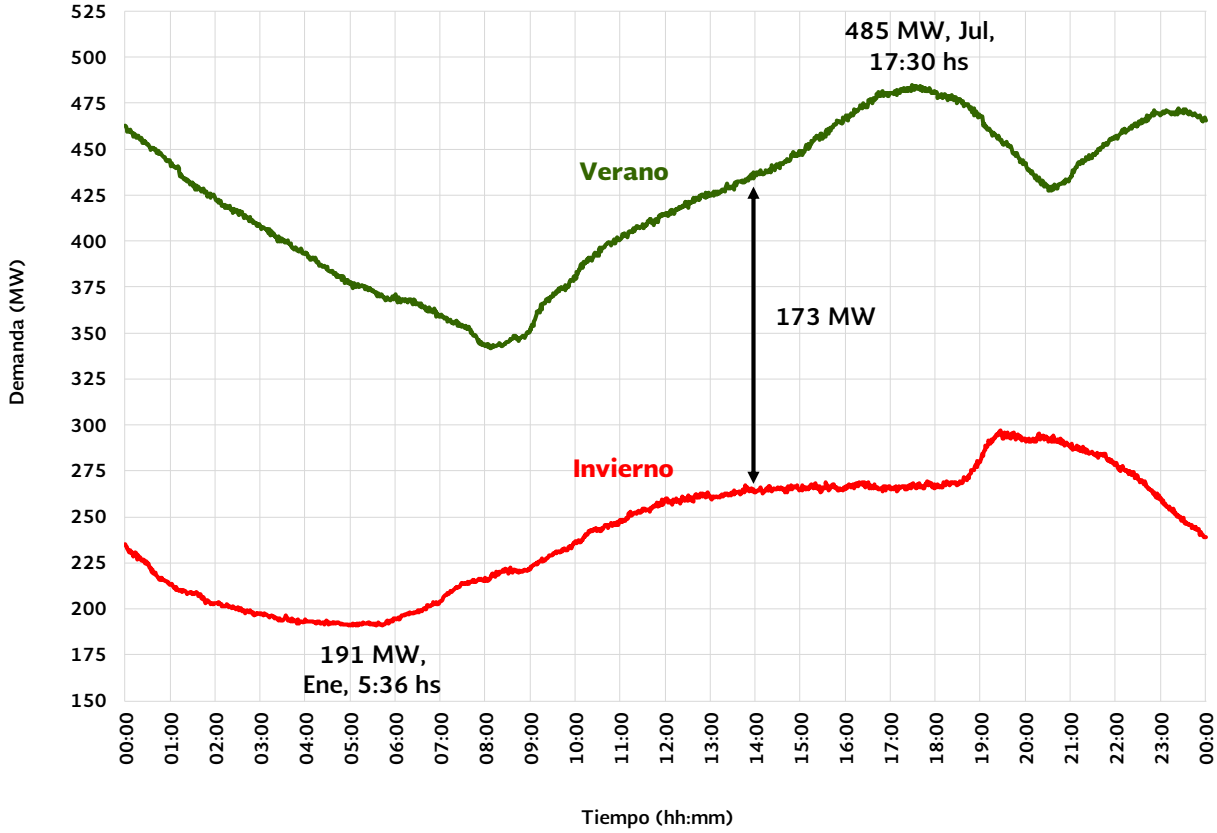


FIGURA 7.5 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL BAJA CALIFORNIA SUR (LA PAZ) EN EL VERANO E INVIERNO DE 2017



RESULTADOS PREVISTOS EN CONFIABILIDAD

Referencias Generales para la Planeación

Para la realización de los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se tomaron como referencia diferentes documentos oficiales de la CFE e información proporcionada por la SENER, así como un diagnóstico de la operación del SEN en 2017.

- Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Diagnóstico de las condiciones operativas reales de 2017 en: la disponibilidad y despacho de la generación, disponibilidad y operación de la red eléctrica en transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva. Información estadística del SEN.
- Escenarios del Producto Interno Bruto proporcionado por la SENER, 2018 – 2032.
- Pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2018 – 2032, proporcionados por la SENER.
- Pronósticos de consumo y demanda 2018 – 2032, elaborados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Programa de nueva generación de acuerdo con el Programa de Obras oficial de la CFE con información del proceso de licitación de las nuevas centrales proporcionada por la CFE.
- Incorporación de proyectos de Centrales Eléctricas del presupuesto de egresos de la federación 2016.
- Cancelación y diferimiento de Centrales Eléctricas y líneas de transmisión de 400 kV, notificado oficialmente por la CFE.
- Características de curvas con base a ofertas del mercado de las Centrales Eléctricas que actualmente están en operación y cálculo de las futuras.
- Línea bipolar de corriente directa del sureste de 3000 MW en 2022.
- Programa de nuevas obras de la red eléctrica de acuerdo con el último Programa de Obras oficial de la CFE 2014 – 2028 con información del proceso de licitación de la nueva red proporcionada por la misma CFE. Asimismo, del PRODESEN 2017-2031.
- Pronóstico de nuevas Centrales Eléctricas elaborado por la SENER con base a los contratos de interconexiones de Centrales Eléctricas legadas y bajo la Ley de la Industria Eléctrica.
- Para Centrales Eléctricas bajo la Ley de la Industria Eléctrica, las que optaron por la vía del PRODESEN, quienes pagaron las garantías financieras. Asimismo, el programa indicativo de retiros de generación emitido por la SENER.
- Las Centrales Eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo.
- Nuevos centros de carga que cumplieron los requisitos para su incorporación.
- Actualización de límites térmicos y operativos de la RNT y la RGD del MEM.
- Incorporación de proyectos de subtransmisión del presupuesto de egresos de la federación 2016 de distribución.
- Zonas potenciales y capacidades de integración de generación solar y eólica, utilizando los mapas publicados por la SENER para cumplir las metas de producción de energía limpia para 2024.
- Centrales Eléctricas con base a gas natural, Ciclos Combinados, para cumplir con el margen de reserva de la política de confiabilidad y utilizando de evolución de los precios de combustibles 2018 – 2032, proporcionados por la SENER
- Proyectos con tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Interconexión del Sistema Baja California al resto del Sistema Interconectado en 2023
- Interconexión del Sistema Baja California Sur al resto del Sistema Interconectado en 2024.

Macro Red en proceso de análisis para el mercado eléctrico mayorista del 2022 - 2024

Como se comentó en la sección del diagnóstico operativo 2017, actualmente en el periodo invernal se está saturando la red de transmisión del Norte al Sur del país. Considerando las compañías ganadoras de las subastas de largo plazo de energía limpia, potencia y certificados de energía limpia, así como aquellas Centrales Eléctricas que ya firmaron el contrato de interconexión, se prevé que en esta estación del año prevalezca la saturación de la red de transmisión del Norte al Sur.

En adición a lo mencionado, la Comisión Federal de Electricidad canceló dos líneas de 400 kV de la interconexión Norte – Sur del país previstas para el 2019 y 2020. Ante este escenario, la capacidad de la red eléctrica del Norte del país para integrar generación renovable estará muy limitada.

Para contribuir a el cumplimiento la meta de un 35% de producción de energía limpia en el 2024 y por los tiempos prácticos para licitar y construir líneas de transmisión, hasta el 2022 se estarían proponiendo proyectos de transmisión que permitirían entre otros beneficios la integración de generación renovable de manera significativa.

Entre el 2020 y 2022 se estará integrando a la RNT generación renovable de la extinta segunda temporada abierta de Oaxaca. La red identificada Aeropuerto-Jacalitos-Regiomontano permitirá la integración de las Centrales Eléctricas de la extinta Temporada Abierta de Tamaulipas y el resto de solicitantes de la región de Reynosa. Con la interconexión del Sistema Baja California para el 2023 se tendrá capacidad para integración de generación solar y viento en esa entidad federativa y norte de Sonora.

De acuerdo con las estimaciones de requerimientos de integración de generación renovable para cumplir la meta del 2024, será necesario disponer de una nueva estructura de la RNT que permita interconectar grandes bloques de generación eólica y solar entre el 2022 y 2024, así como Centrales Eléctricas con base a gas natural para cubrir los márgenes de reserva en los periodos sin fuente primaria solar y eólica.

Se ha diseñado una red de transmisión denominada Macro Red con suficientes márgenes de transmisión que permitirá cumplir objetivos de:

- Establecer corredores de transmisión que minimicen los costos de inversión de la infraestructura requerida para la interconexión de nuevas centrales eléctricas.
- Integración masiva de generación renovable. A nivel informativo en las figuras 8.1 y 8.2 se ilustran las zonas de alto potencial y capacidades de generación acumulada de solicitudes de estudios de interconexión sin prelación.
- La meta de producción de energía limpia del 35% para el 2024.
- Mantener una red eléctrica libre de congestionamientos que permitirán un alto desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Reducción significativa en costos de producción.
- Reducciones significativas de emisiones de gases efecto invernadero.
- Reducciones de probabilidades de energía no suministrada.
- Reforzar la Red de Transmisión para el suministro de energía a todas las capitales de las entidades federativas.
- Reforzar la estructura eléctrica de la red para facilitar las interconexiones eléctricas internacionales.
- Cumplir el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Esta red de transmisión integra adicionalmente y tal como se establece en la Ley de Transición Energética tecnologías de redes eléctricas inteligentes para el control del voltaje, control de flujos de potencia, mejoramiento de inercia y en algunas zonas control del fenómeno flicker.

FIGURA 8.1 ZONAS CON ALTO POTENCIAL DE GENERACIÓN SOLAR

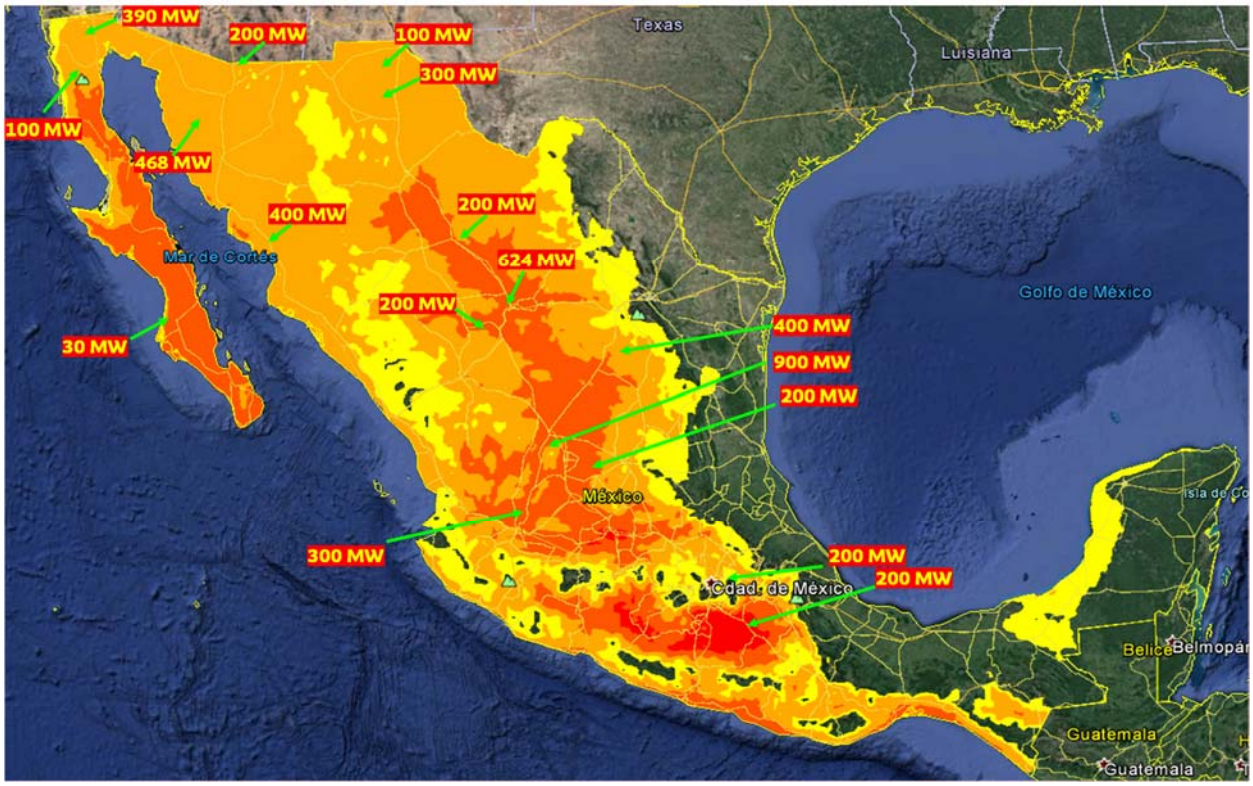
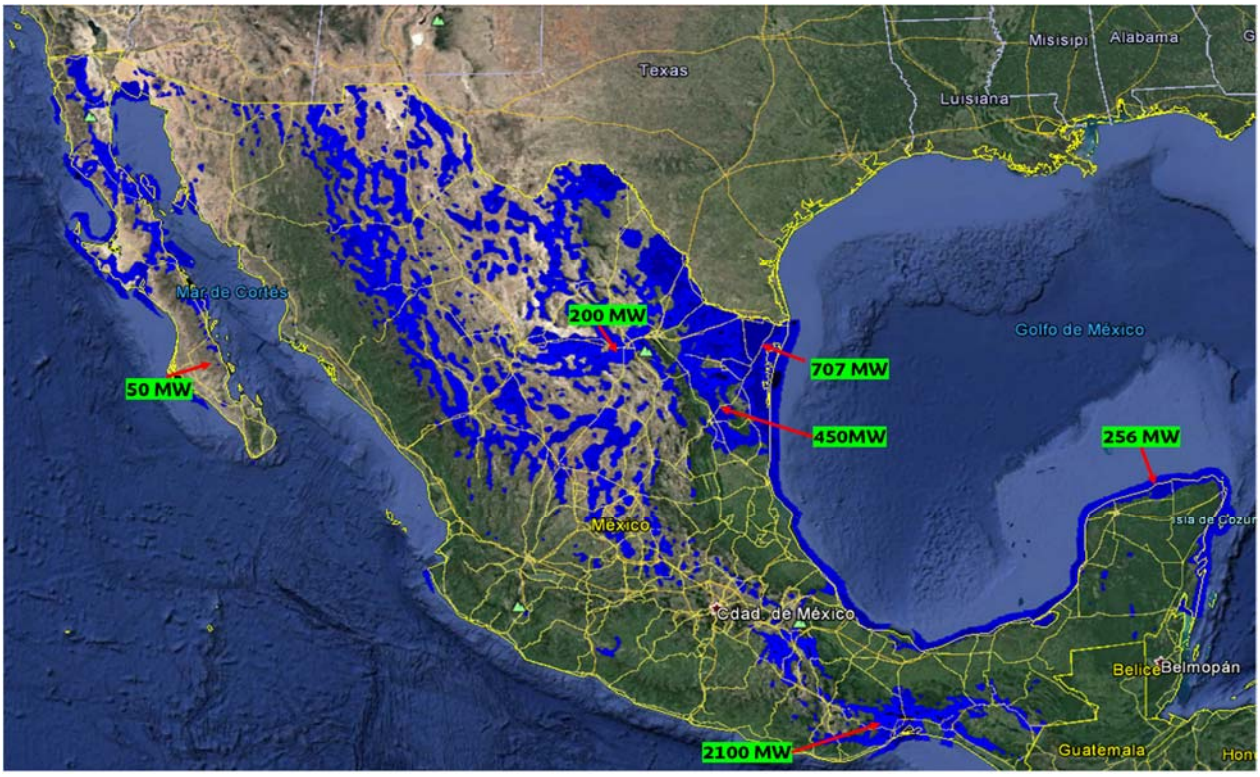


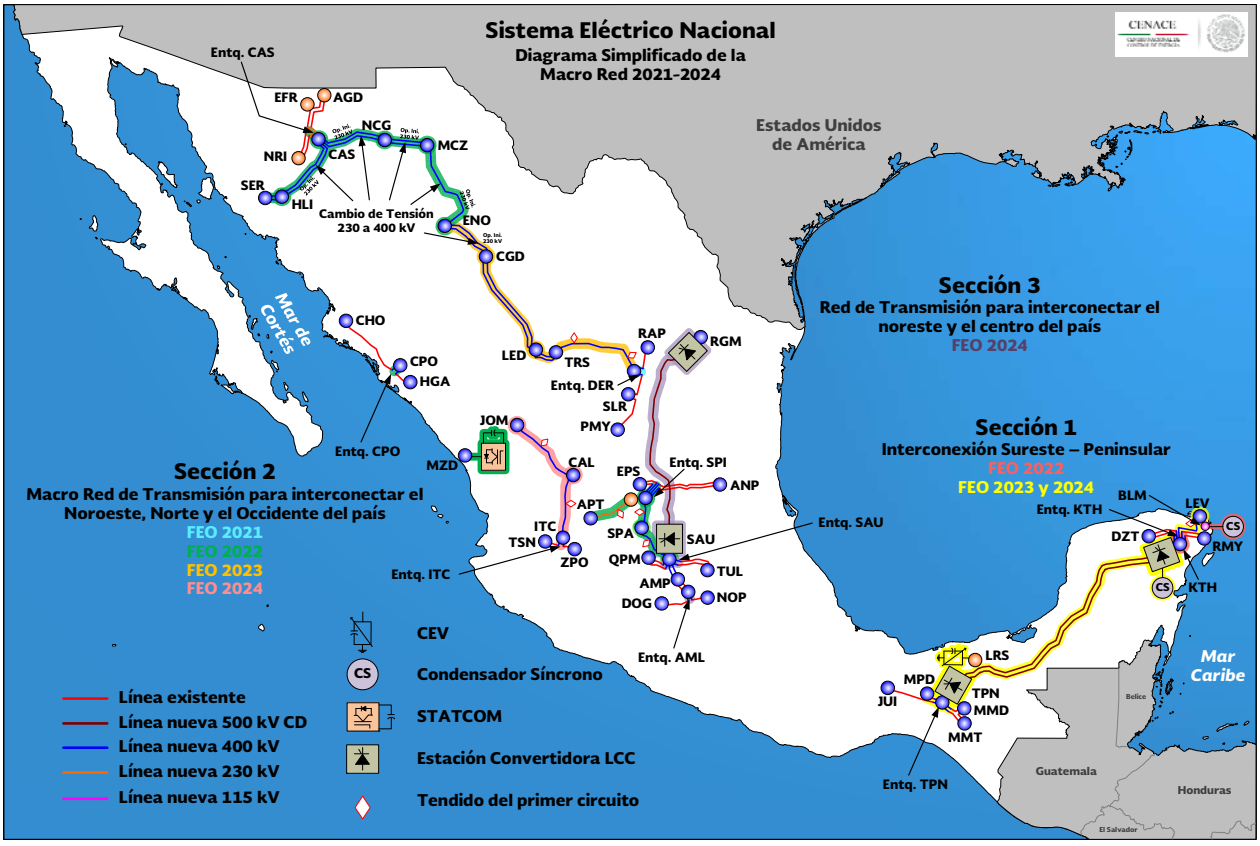
FIGURA 8.2 ZONAS CON ALTO POTENCIAL DE GENERACIÓN EÓLICA



Los proyectos de la Macro Red continúan en análisis con la finalidad de confirmar que técnica y económicamente constituyen la mejor alternativa de expansión de la Red Nacional de Transmisión, con lo que se ampliarán los estudios con la participación conjunta del CENACE, la SENER y la CRE.

En la figura 8.3 se muestra en un diagrama geográfico unifilar los elementos de la red de transmisión que conforman la Macro Red.

FIGURA 8.3 RED TRANSMISIÓN EN PROCESO DE ANÁLISIS PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ENTRE 2022 – 2024



Para el reforzamiento de los estados de Sonora, Sinaloa Chihuahua, Durango y Coahuila hacia el sur:

- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Seri y Hermosillo V.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las subestaciones eléctricas Hermosillo V y Nacozari, aislada en 400 kV operando en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las subestaciones eléctricas Nacozari y Nuevo Casas Grandes, aislada en 400 kV operando en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Amarre del doble circuito Hermosillo V-Nacozari con el doble circuito Nacozari-Nuevas Casas Grandes y entronque de este nuevo circuito en la nueva subestación eléctrica Castillo.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las subestaciones eléctricas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma, aislada en 400 kV operando en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV de un circuito entre las subestaciones eléctricas Moctezuma y Encino, aislada en 400 kV operando en 230 kV, incluye reactor de línea.

- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Encino y Camargo II en 400 kV, se aprovecha la estructura de doble circuito de 400 kV entre las subestaciones eléctricas Francisco Villa y Camargo II y el cambio de tensión de operación de 230 a 400 kV de la línea de transmisión actual.

- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Camargo II y Lerdo, incluye reactores de línea.

- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Lerdo y Torreón Sur.

- Entronque del circuito faltante en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Choacahui y La Higuera en la subestación eléctrica Culiacán Poniente. Obra identificada en los programas anteriores para 2018.

- Entronque del circuito en 115 kV entre las subestaciones eléctricas Navojoa Industrial y El Carrizo en la subestación eléctrica El Mayo. Obra identificada en los programas anteriores para 2018.

- Subestación eléctrica en 400 kV con banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Hermosillo V.

- Subestación eléctrica con dos bancos de transformación de 400/230 kV de 450 MVA en Castillo y entronque en esta subestación eléctrica, las líneas de transmisión en 400 kV operando en 230 kV Nacozari-El Fresnal y Nacozari-Agua Prieta II.

- Subestación eléctrica en 400 kV con dos bancos de transformación de 400/230 kV y 400/115 kV de 375 MVA, cada uno, en Nuevo Casas Grandes.

- Subestación eléctrica en 400 kV con banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Moctezuma.

- Sustitución de bancos de transformación en El Encino, tres de 400/230 kV de 375 MVA.

- Subestación eléctrica en 400 kV con banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Camargo II.

- Subestación eléctrica con banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Lerdo.

- STATCOM en subestación eléctrica Mazatlán II en 400 kV de ± 300 MVAr.

La red descrita en los puntos anteriores permitirá la integración de grandes bloques de fuentes de energía renovable en los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora y Chihuahua, así como Centrales Eléctricas con base a gas natural y asegurar el suministro de energía en Sonora y Chihuahua.

Para el reforzamiento en la transmisión de las regiones de Coahuila, Durango, Zacatecas y Guadalajara:

- Línea de transmisión de 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera, incluye reactor de línea.

- Línea de transmisión de 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero entre las subestaciones eléctricas Calera e Ixtlahuacán, incluye reactor de línea.

- Nuevo banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Jerónimo Ortiz.

- Subestación eléctrica con banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en Calera.

- Entronque de la línea de transmisión en 400 kV Tesistán-Zapotlanejo en Ixtlahuacán.

- Línea de transmisión de 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las subestaciones eléctricas Torreón Sur y Derramadero, incluye reactor de línea.

La red descrita permitirá la integración de grandes bloques de generación renovable en Coahuila, Durango y Zacatecas, así como Centrales Eléctricas con base a gas natural y asegurar el suministro de energía en Durango y la región Laguna de Coahuila.

Para el reforzamiento en la transmisión de las regiones de Aguascalientes, San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro:

- Línea de transmisión en 400 kV operación inicial en 230 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las subestaciones eléctricas

Aguascalientes Potencia y San Luis Potosí, para proyectos fotovoltaicos y eólicos de la región.

- Entronque del doble circuito entre las subestaciones eléctricas El Potosí y Anáhuac Potencia en la subestación eléctrica La Pila y traslado de reactores ubicados en El Potosí.

- Subestación eléctrica con dos bancos de transformación de 400/230 y 400/115 kV de 375 MVA, cada uno, en la subestación eléctrica La Pila.

- Línea de transmisión en 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las subestaciones eléctricas La Pila y San Luis de la Paz II.

- Subestación Eléctrica con banco de transformación de 400/230 de 375 MVA en la subestación eléctrica San Luis de la Paz II.

- Línea de transmisión en 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las subestaciones eléctricas San Luis de la Paz II y El Sauz, incluye reactor de línea.

- Subestación Eléctrica en 400 kV con dos bancos de transformación de 400/230 y 400/115 de 375 MVA, cada uno, en la subestación eléctrica El Sauz.

- Entronque de las dos líneas de transmisión entre las subestaciones eléctricas Querétaro Potencia Maniobras y Tula en la subestación eléctrica El Sauz.

La red descrita en los puntos anteriores permitirá la integración de grandes bloques de fuentes de energía renovable en los estados de Aguascalientes, San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro, así como Centrales Eléctricas con base a gas natural, fortalecer la capacidad de transformación y asegurar el suministro de energía en estos estados.

Para el reforzamiento de Tamaulipas y Nuevo León:

- Entronque de línea de transmisión en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Ramos Arizpe Potencia y Salero en Derramadero, incluye traslado de reactor ubicado en Ramos Arizpe Potencia y cambio de transformadores de corriente en subestación eléctrica Aguascalientes Potencia para repotenciar líneas de transmisión Cañada – Aguascalientes Potencia. Obra identificada en los programas anteriores para 2019.

- Primer Polo en operación con capacidad de 1,500 MW de la línea de corriente directa bipolar de ± 500 kV 3,000 MW entre las subestaciones eléctricas Regiomontano y El Sauz.

En los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM 2016-2030 y 2017-2031 se incluyó el proyecto de Jacalitos para la integración de las Centrales Eléctricas eólicas del norte del estado de Tamaulipas y los posibles proyectos de Centrales Eléctricas con base a gas natural de la región. La SENER instruyó el proyecto en 2016-2030.

La red descrita permitirá la integración de grandes bloques de generación renovable en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y el norte del estado de Coahuila, así como de Centrales Eléctricas con base a gas natural y asegurar el suministro de energía en la ciudad de Monterrey.

Con el enlace en corriente directa entre las dos grandes urbes del país se requiere del segundo anillo de la megalópolis del centro del país. Con las siguientes obras se comienza el avance de este segundo anillo:

- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito entre las subestaciones eléctricas El Sauz y Atlacomulco Potencia, incluye reactores de línea.

- Entronque de la línea de transmisión entre Donato Guerra y Nopala en 400 kV en la subestación eléctrica Almoloya.

Con la red descrita se construye el futuro para la incorporación de los grandes bloques de energía eléctrica con base a fuentes renovables y permitiendo el acceso a generación con combustibles más económicos, gas natural y carbón, así como la liberación de las congestiones entre el Norte-Occidente-Centro del país.

Para asegurar el suministro de energía en el estado de Morelos:

- Subestación eléctrica Tlaltizapán Potencia, con un banco de 400/115 kV de 375 MVA, con red asociada en 115 kV.

- Tendido del segundo circuito entre las subestaciones eléctricas Tlaltizapán Potencia y Yautepec Potencia.

- Entronque de la línea de transmisión entre las subestaciones eléctricas Yautepec Potencia y

Volcán Gordo en la subestación eléctrica Tlaltizapán Potencia.

Para las regiones urbanas del sur y sureste del país, se incorpora red a las zonas económicas especiales.

Para el área urbana de la ciudad Veracruz:

- Subestación eléctrica Olmeca, con un banco de 400/115 kV de 375 MVA, con red asociada en 115 kV para el suministro de la región del puerto y de Dos Bocas.

- Línea de transmisión en 400 kV, estructura de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano y Olmeca.

- Línea de transmisión en 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las subestaciones eléctricas Temascal III y Olmeca.

Para la región de sureste del país que abarca desde Tabasco a la Península de Yucatán, con los siguientes proyectos, se podrá asegurar el suministro de las diferentes zonas que tienen un alto impacto en el turismo nacional e internacional y/o en la implementación de la reforma energética en materia de hidrocarburos.

- Línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV 1,500 MW con tecnología LCC entre una subestación eléctrica de maniobras ubicada en la región del Grijalva, denominada Tecpatán y una subestación eléctrica de maniobras ubicada en la región de Playa del Carmen, denominada Kantenáh.

- Tres Condensadores Síncronos de ± 250 MVAr en 400 kV en la subestación eléctrica Kantenáh, con aportación de corto circuito de 1,000 MVA cada uno.

- Entronque en 400 kV de las líneas de transmisión entre las subestaciones eléctricas Malpaso, Manuel Moreno Torres y Juile, en la subestación eléctrica Tecpatán.

- Compensador estático de VAr (CEV) en subestación eléctrica Los Ríos en 115 kV de +100 MVAr.

- Entronque en 400 kV de las líneas de transmisión entre las subestaciones eléctricas Dzitnup y Riviera Maya con el traslado de los reactores de Riviera Maya a la subestación eléctrica Kantenáh.

- Banco de transformación de 400/115 kV de 375 MVA en la subestación eléctrica Kantenáh, con su red asociada en 115 kV.

- Condensador Síncrono de ± 250 MVAr en 115 kV en la subestación eléctrica Balam, con aportación de corto circuito de 1,000 MVA.

- Línea de transmisión en 400 kV, estructura de doble circuito tendido del primero, la subestación eléctrica Kantenáh y una nueva subestación eléctrica denominada Leona Vicario.

- Banco de transformación de 400/115 kV de 375 MVA en la subestación eléctrica Leona Vicario, con su red asociada en 115 kV.

- Reconstrucción de parte de las estructuras aéreas/marinas de las líneas de transmisión entre las subestaciones eléctricas Sabancuy y Carmen para que operen en 230 kV.

- Tendido del segundo circuito en 230 kV entre las subestaciones eléctricas Escárcega Potencia y Sabancuy.

- Subestación eléctrica Puerto Real, con dos bancos de 230/115 kV de 100 MVA, cada uno para el suministro de Ciudad del Carmen.

Con la Macro Red propuesta, se permitirá la incorporación de alrededor de 8,575 MW de capacidad instalada de Centrales Eléctricas Renovables y 10,627 MW de capacidad neta en Centrales Eléctricas Firmes, con lo cual se logrará satisfacer los requerimientos de energía limpia del país, reducir los costos de producción, conexión sin limitación de nuevos centros de carga y satisfacer el crecimiento de la demanda y consumo del país.

El proceso de la Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista, contempla la realización de estudios eléctricos en diferentes escenarios de demandas del SEN y horizonte de 15 años.

Los estudios 2018 – 2032 consideran como base las obras futuras de la red eléctrica que en su momento fueron autorizadas a la CFE por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) hasta el PEF 2016 y las instruidas en los PRODESEN 2015-2029, 2016-2030 y 2017-2031, las autorizadas y en estudio de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM 2015-2029, 2016-2030 y 2017-2031 al CENACE. En 400 y 230 kV se destacan:

- Línea de Transmisión Cereso – Moctezuma en 400 kV operando en 230 kV, red asociada a proyecto de CCC Norte III para verano 2018.

- Línea de Transmisión en 400 kV de Moctezuma a El Encino y su transformación de 400/230 kV asociada para verano 2019.

- Líneas de Transmisión en 400 kV Champayán – Güémez – Regiomontano y entronque de líneas Huinalá – Lajas en Subestación Eléctrica Regiomontano para otoño 2018.

- Línea de Transmisión en 400 kV de Almoloya a Atlacomulco Potencia para invierno 2021.

- Subestación eléctrica Lago y red asociada a la conexión del nuevo aeropuerto de la ciudad de México para invierno 2018.

- Línea de Transmisión en 400 kV de Bácum a Choacahui para verano 2019, red asociada al proyecto de CCC Topolobampo III.

- Línea de Transmisión en 400 kV de Angostura a Tapachula Potencia para invierno 2023.

- Línea de Transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 3,000 MW de Ixtepec Potencia - Yautepec Potencia para verano 2022.

- Línea de Transmisión de 400 kV de Yautepec Potencia – Volcán Gordo para verano 2022.

- Línea de Transmisión de 400 kV de Ixtepec Potencia – Juile para verano 2020.

- Modernización de la Compensación Serie de las líneas de transmisión de la Gerencia de Control Regional Oriental para verano 2020.

- Línea de Transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 1,500 MW de Seri - Cucapah y su red asociada en corriente alterna para verano 2023.

- Línea de Transmisión en corriente directa bipolar de ± 400 kV, 850 MW de Esperanza –Mezquital – Villa Constitución y su red asociada en corriente alterna para verano 2024.

- Red en 400 kV de la red de transmisión del proyecto Jacalitos entre las subestaciones eléctricas Aeropuerto – Jacalitos – Regiomontano para el verano 2023.

Así como, los proyectos de transformación, compensación, ampliación y modernización necesarios para satisfacer el crecimiento de la demanda y consumo, así como para corregir sobrecargas y congestiones, identificados en los programas de ampliación y modernización 2015-2029, 2016-2030 y 2017-2031.

Se incluyen las redes eléctricas asociadas con los proyectos de Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión y ganadores de subastas de largo plazo a interconectarse a la red eléctrica.

Se incluyen las redes eléctricas asociadas con los proyectos de Centros de Carga con Contrato de Conexión y aquellas con Convenios con el Distribuidor a conectare a la red eléctrica.

Se analizan diferentes escenarios estacionales de demandas para cubrir el espectro en los niveles significativos de la operación del SEN. Entre ellos:

- Demanda máxima de verano por la tarde. Demanda máxima anual.

- Demanda máxima nocturna de verano en las Gerencias de Control Regionales Noroeste, Norte, Baja California Norte y Baja California Sur cuando la generación solar sea de “cero MW”.

- Demanda máxima de invierno. Demanda máxima de la zona metropolitana de la ciudad de México y zona conurbada.

- Demanda media de invierno. Demandas bajas del norte del país y generación solar al máximo, para un día hábil y domingo.

- Demanda mínima de invierno. Demandas mínimas anuales.

En lo relativo a la generación, se consideró el programa indicativo proporcionado por la SENER de proyectos firmes entre 2018-2022, con fechas previstas de puesta en operación con una disponibilidad estadística.

Para cada escenario de estudio se realizó un despacho económico estacional con base a las ofertas del mercado de 2017 y los pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2018 – 2032, proporcionados por la SENER.

Cada reactor de línea incluye se respectivo reactor de neutro.

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2020, 2022 y 2024

La disponibilidad considerada de las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima coincidente del SIN, se deriva de la información proporcionada por los solicitantes de estudios de interconexión, de ganadores de subastas y la estadística de las centrales existentes.

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país se dividen en tres regiones cada una con su respectiva disponibilidad: Reynosa 50.4%, Güémez 24.81% y Coahuila 42.28%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente del país, en especial en la región de Bajío tienen una disponibilidad del 15%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la región de Tehuantepec tienen una disponibilidad en Ixtepec del 28.8% y Juchitán del 21.4%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán y Puebla tienen una disponibilidad del 25.1%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en Baja California tienen una disponibilidad del 31%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 88.7% en el Noroeste y Baja California Sur.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 85% en las Gerencias de Control Regional de Baja California, Norte, Noreste y Occidental.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en las Gerencias de Control Regional Central, Oriental y Peninsular una disponibilidad entre el 75-77%.
- Las Centrales Eléctricas Hidráulicas en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda máxima coincidente del SIN, su capacidad disponible es alrededor del 25% de la capacidad instalada.
- Los generadores de las centrales hidroeléctricas de Infiernillo, Aguamilpa, La Yesca, El Cajón, Malpaso, Temascal y Huites se degradan por nivel; se consideró una capacidad estadística.

En el cuadro 8.1 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 8.1 DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 16:30 HS JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1]	BCS[1]	Mulegé[1]
2018	8,382	6,800	10,182	4,245	4,863	9,675	1,852	45,998	2,758	492	29
2019	8,543	6,949	10,567	4,410	5,032	9,981	1,921	47,403	2,849	514	30
2020	8,736	7,189	10,915	4,488	5,223	10,310	2,011	48,871	2,956	529	31
2021	8,979	7,369	11,455	4,636	5,398	10,696	2,059	50,591	3,052	550	33
2022	9,134	7,540	11,796	4,784	5,559	10,982	2,126	51,921	3,126	580	34
2023	9,364	7,693	12,146	4,984	5,774	11,325	2,218	53,504	2,649	600	35
2024	9,503	7,957	12,620	5,177	5,979	11,693	2,279	55,207	2,733	458	33

[1] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

En el cuadro 8.2 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

CUADRO 8.2 GENERACIÓN EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 16:30 HS JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018 - 2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1,2]	BCS[2]	Mulegé[2]	EXP/IMP[3]	SIN/BC+BCS
2018	5,512	11,871	7,153	3,930	4,332	12,350	1,018	46,166	2,758	492	29	168	0
2019	4,796	10,899	7,045	5,004	5,028	13,562	1,237	47,571	2,849	514	30	168	0
2020	3,931	11,226	7,185	5,327	5,609	14,725	1,038	49,040	2,956	529	31	168	0
2021	4,810	10,649	7,674	5,386	5,685	15,335	1,249	50,789	3,052	551	33	168	0
2022	4,829	11,687	7,631	5,667	5,963	15,081	1,231	52,088	3,126	580	34	168	0
2023	4,803	11,126	8,987	5,518	6,761	14,738	1,257	53,189	3,131	600	35	168	-474
2024	4,329	11,304	9,184	5,920	7,347	15,829	995	54,908	3,545	139	7	168	-443

[1] En BC incluye importación/exportación del WECC

[2] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

[3] + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.3 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología se desplace el parque de generación Térmica Convencional con Gas y parcialmente Carbón.

CUADRO 8.3 GENERACIÓN EN MW POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 16:30 JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018 - 2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2018	79	22,224	160	130	2,017	1,184	1,309	280	7,028	3,920	1,620	468	2,137	3,062	550	46,166
2019	109	23,961	0	229	2,408	2,071	5,911	337	4,341	3,440	1,620	303	300	1,991	550	47,571
2020	107	24,903	0	214	2,408	2,922	7,788	337	4,309	2,772	1,620	766	0	344	550	49,040
2021	107	26,030	0	153	2,408	3,035	8,363	337	3,462	3,739	1,620	766	0	188	550	50,759
2022	107	27,185	0	153	2,408	3,419	8,452	337	3,240	3,667	1,620	766	0	188	550	52,091
2023[1]	107	31,087	0	153	2,430	3,600	10,309	672	2,987	2,055	1,620	760	0	11	550	56,339
2024[2]	107	33,149	0	153	2,430	4,037	11,727	678	2,173	1,522	1,620	454	0	11	550	58,612

[1] Incluye generación de Baja California Norte

[2] Incluye generación de Baja California Norte, Baja California Sur y Mulegé

Operación de la Transmisión y Transformación en el verano a las 16:30 hs

Considerando la entrada de las Centrales Eléctricas en el horizonte de la planeación 2018-2020 con la capacidad y la fecha de operación comercial propuesta en el programa indicativo de generación, no se presenta saturación de los principales enlaces de flujo de potencia en el periodo, lo que implica una operación futura confiable, en este escenario de demanda.

En el periodo de 2020-2024, se observa que el corredor de transmisión Los Mochis – Culiacán se encuentra operando entre el 90-100% de su límite operativo, con la adición de los enlaces en corriente directa con Baja California y Baja California Sur y el cambio de tensión del enlace entre Nacozari y Nuevo Casas Grandes se modula el corredor de transmisión.

En el periodo 2020-2023, se observa que el corredor de transmisión Saltillo – Aguascalientes, entre las subestaciones eléctricas Primero de Mayo - Cañada operará entre el 85-90% de su límite operativo, con la entrada del primer polo de la línea en corriente directa entre las regiones de Monterrey y Querétaro, así como las ampliaciones de los corredores de transmisión entre Durango – Aguascalientes y San Luis Potosí – Querétaro se reduce la transmisión por este corredor a partir de 2024, permitiendo una mayor incorporación de Centrales Eléctricas renovables en la región de Saltillo.

En el periodo 2020-2023, se observa que el corredor de transmisión Tamazunchale – Querétaro, entre las subestaciones eléctrica Las Mesas – Querétaro Maniobras se encuentra operando entre el 85-100% de su límite operativo, con la entrada del primer polo de la línea en corriente directa entre las regiones de Monterrey y Querétaro, así como las ampliaciones de los corredores de transmisión entre Durango –

Aguascalientes y San Luis Potosí – Querétaro se descarga a partir de 2024, permitiendo una mayor incorporación de Centrales Eléctricas renovables en la región de Güémez y con base a gas natural en la región Huasteca.

En el periodo de 2020-2023, se observa que el enlace de flujo de potencia hacia la Riviera Maya se encuentra cerca de su límite operativo, lo que implica la incorporación de elementos de transmisión o Centrales Eléctricas para soportar el crecimiento futuro de la región y riesgos potenciales de restricciones en el suministro de energía eléctrica.

A partir de 2022 se integra el cambio de tensión de la red de transmisión entre las subestaciones eléctricas Seri ubicada en la región de Hermosillo y El Encino ubicada en la región de Chihuahua, con el cambio de tensión del doble circuito entre las subestaciones Hermosillo V y El Encino, así como la ampliación en 400 kV entre Seri – Hermosillo V. Esta red elimina la congestión en el corredor Nacozari y Nuevo Casas Grandes que se ha tenido a partir de 2017, permitiendo la incorporación de Centrales Eléctricas renovables y con base a gas natural en los estados de Sonora y Chihuahua.

En el 2022, se considera el entronque de la subestación eléctrica La Pila en las líneas de transmisión entre El Potosí y Anáhuac Potencia, así como el tendido del primer circuito entre La Pila – San Luis de la Paz – El Sauz, que permite la incorporación de centrales eléctrica renovables y con base a gas natural en los estados de San Luis Potosí y Querétaro, elimina la congestión entre la zona de San Luis de la Paz y Querétaro, mejorando el perfil de tensión en la región.

En el 2022, considerando en operación la línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 3000 MW de Ixtepec Potencia - Yautepec Potencia y su red asociada, en el 2023 con la línea de transmisión en 400 kV entre Jacalitos y Regiomontano y la interconexión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 1,500 MW de Seri – Cucapah y su red asociada, permite la incorporación de Centrales Eléctricas de fuentes de energía limpias en Baja California Norte, Sonora, Chihuahua, Reynosa y la región de Istmo de Tehuantepec.

En el 2022, considerando en operación la ampliación de la red de 400 y 115 kV de la Zona Cancún se elimina la congestión entre Mérida y Cancún, pero debido a la falta de suministro y calidad del gas natural hacia Tabasco y la Península de Yucatán, así como la incertidumbre de los proyectos fotovoltaicos y eólicos por los problemas sociales en la región de Mérida se tendrá congestión en los corredores de transmisión Grijalva – Tabasco y Sureste-Península, por lo que se incrementará el costo del mercado y una alta probabilidad de energía no suministrada, así como, la suspensión de la exportación de energía eléctrica hacia Belice.

En el 2023, con la entrada del primer polo de la línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 1500 MW entre las regiones Grijalva – Riviera Maya se eliminan la congestión y la probabilidad alta de energía no suministrada.

A partir de 2024 se integra la red de transmisión propuesta y considerando la línea de transmisión en corriente directa bipolar multiterminal de ± 400 kV, 850 MW de Esperanza – Mezquital – Villa Constitución, se permitirá la incorporación de Centrales Eléctricas de fuentes de energía limpia y convencional en todo el Sistema Eléctrico Nacional sin restricciones en la RNT. También se tiene la entrada del primer polo de la línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 3000 MW entre las regiones Monterrey –Querétaro, permitiendo una mayor integración de grandes bloques de generación renovable en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y el norte del estado de Coahuila, así como de Centrales Eléctricas con base a gas natural y asegurar el suministro de energía en la ciudad de Monterrey.

Con el enlace en corriente directa entre las dos grandes urbes del país se considera un doble circuito en 400 kV entre las subestaciones eléctricas El Sauz y Atlacomulco Potencia, el inicio del segundo gran anillo en la megalópolis del centro del país.

En las figuras 8.4, 8.5 y 8.6 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda máxima de verano 2020, 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste con las exportaciones en el 2024 hacia los sistemas de Baja California Norte y Sur.

Se observa que, con la integración de generación solar, eólica y con base a gas natural en el Norte del país para satisfacer la política de energías limpias y de confiabilidad, los sentidos de transferencia de energía, serán Norte ⇨ Sur con la entrada de la red de transmisión en corriente alterna y directa presenta márgenes de reserva en la capacidad de transmisión, a excepción del flujo de Los Mochis – Culiacán que sería del orden de 1750 MW, al 97% de la capacidad del enlace para el 2024. El flujo de transmisión de este enlace dependerá de la ubicación de las Centrales Eléctricas con base a gas natural y dependen de los

pronósticos de precios de combustibles, en especial el gas natural de Baja California, Sonora y Chihuahua.

La capacidad de generación renovable considerada para 2024, es la necesaria para cumplir la meta del 35% de producción de energía limpia al 2024.

En el periodo 2021-2024 se incorporan en las simulaciones 3,212 y 1,407 MW de capacidad de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas en las regiones del Noroeste, Norte y Noreste del Sistema Eléctrico Nacional, así como 5,861 MW de capacidad neta de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado.

En la figura 8.6 se muestra para el año 2024, el flujo de transmisión en los corredores de transmisión de las Gerencias de Control Noroeste, Norte y Noreste a la Gerencia de Control Occidental de 5,953 MW, considerando Mazatlán II – Tepic II, Durango – Calera + Fresnillo, Primero de Mayo – Cañada, Anáhuac Potencia – La Pila, Las Mesas – Querétaro Maniobras Potencia, y Tamos – Poza Rica II. Todos los corredores de transmisión aún con margen de transmisión. Sin problemas de congestión de la red entre el norte y sur del país para la demanda máxima de verano.

FIGURA 8.4 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 A LAS 16:30 HS

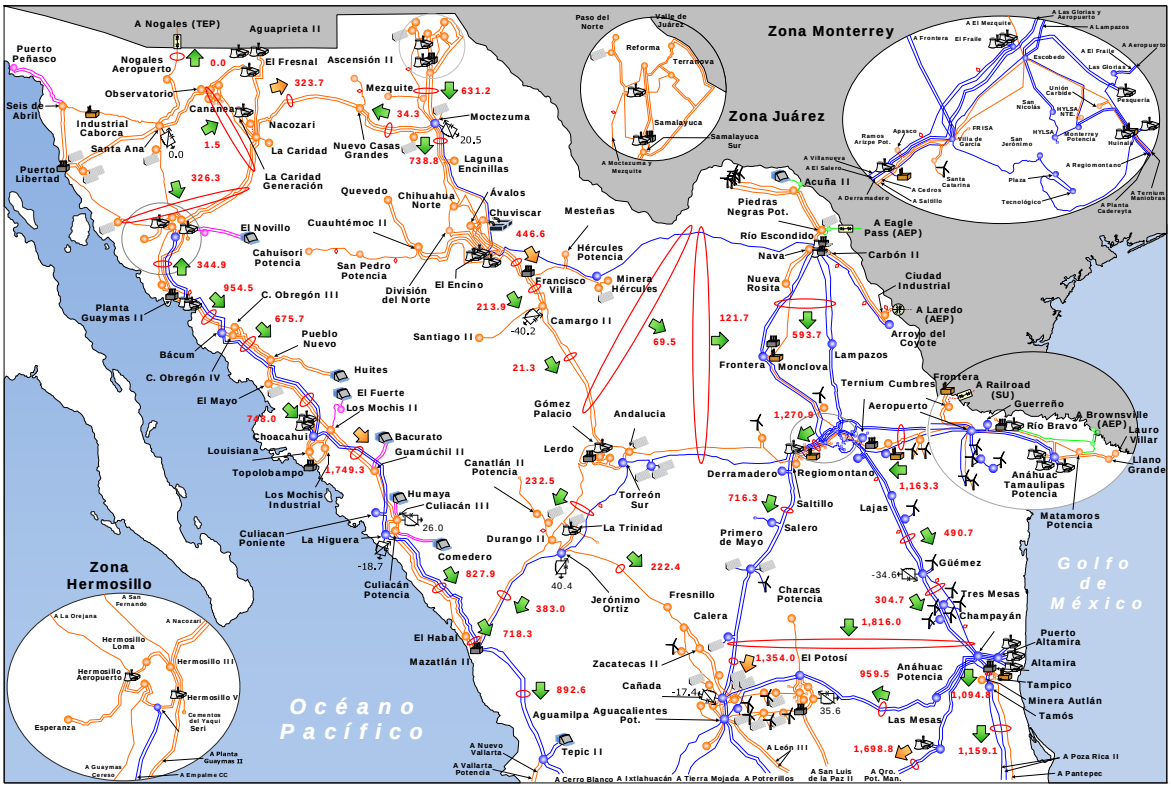


FIGURA 8.5 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 A LAS 16:30 HS

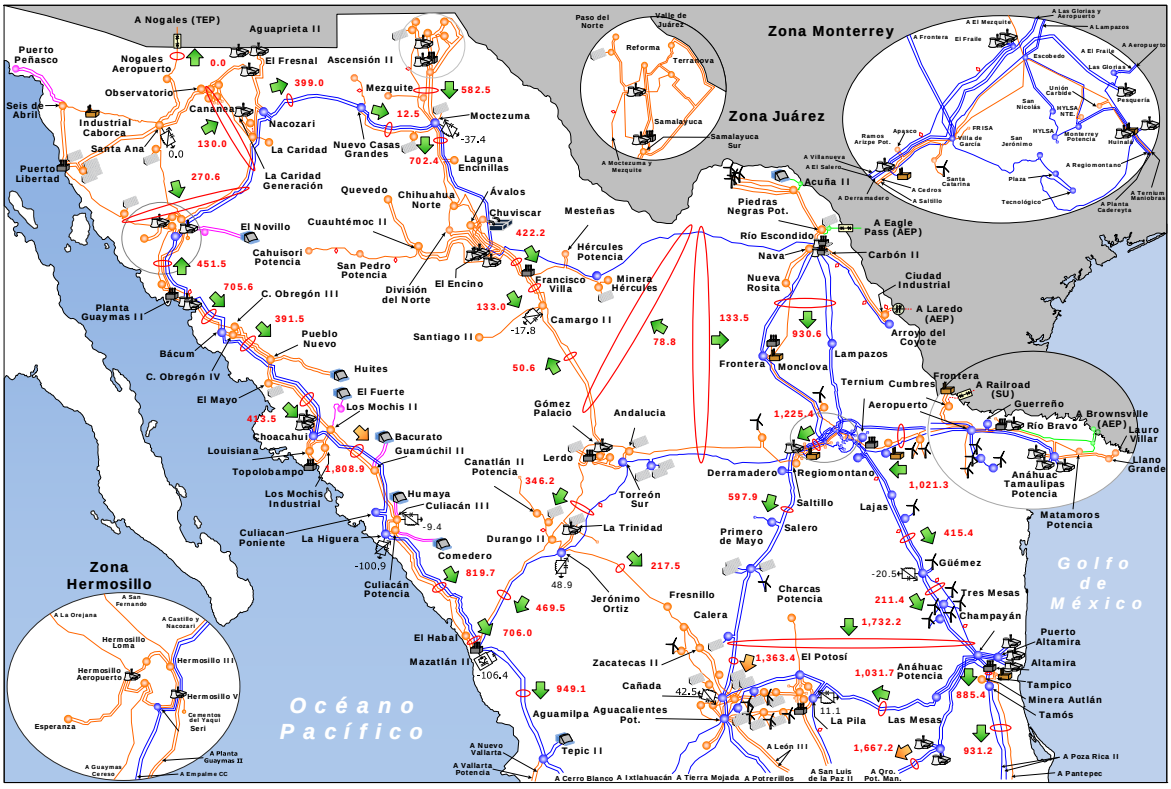
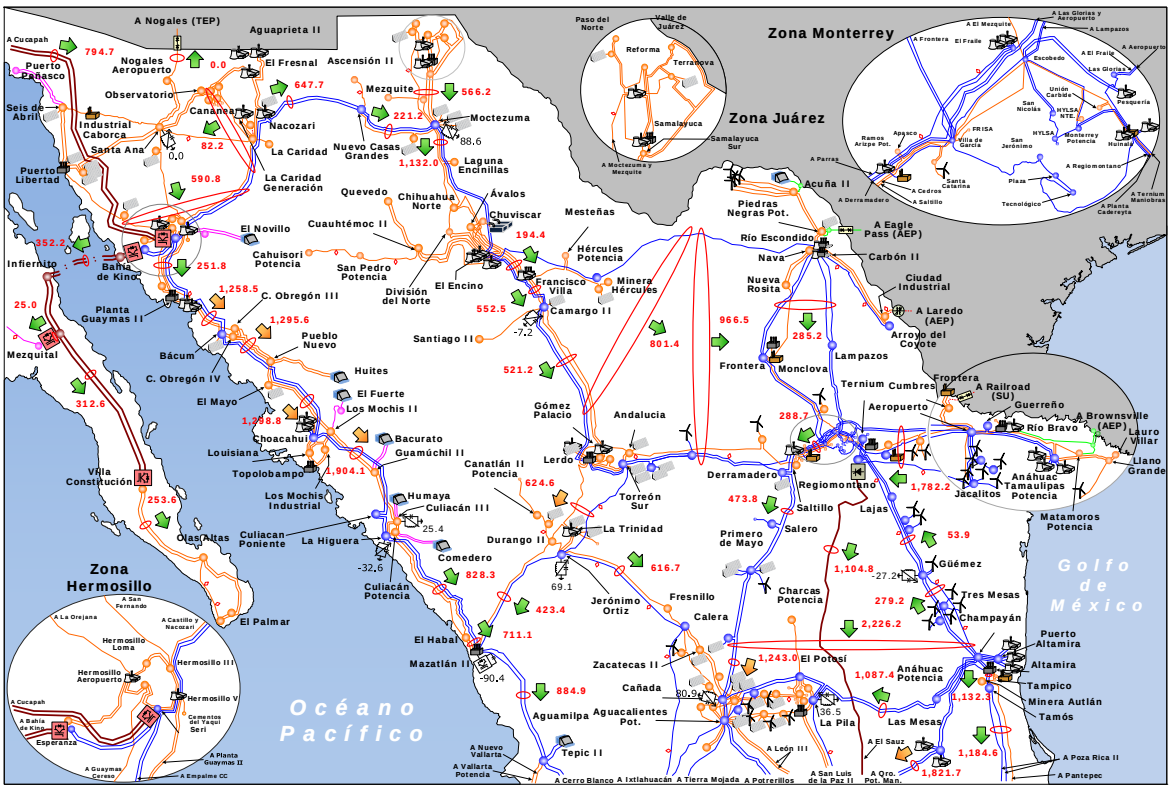


FIGURA 8.6 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 A LAS 16:30 HS



Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 horas para el 2020-2024

En el cuadro 8.4 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 8.5 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

CUADRO 8.4 DEMANDA EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 23:30 HS JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1]	BCS[1]	Mulegé[1]
2018	8,044	7,095	9,533	4,191	4,536	9,651	1,848	44,899	2,745	474	28
2019	8,185	7,239	9,832	4,345	4,698	9,850	1,922	46,071	2,838	496	29
2020	8,346	7,511	10,139	4,530	4,833	10,204	2,010	47,573	2,939	513	30
2021	8,573	7,750	10,453	4,677	4,981	10,501	2,094	49,031	3,025	534	31
2022	8,726	7,917	10,717	4,793	5,119	10,728	2,161	50,160	3,120	564	32
2023	8,890	8,106	11,104	4,955	5,342	10,975	2,266	51,638	2,670	581	33
2024	9,048	8,398	11,491	5,183	5,536	11,425	2,360	53,442	2,793	437	32

[1] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

CUADRO 8.5 GENERACIÓN EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 23:30 HS, JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2020-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1,2]	BCS[2]	Mulegé[2]	EXP/IMP[3]	SIN/BC+BCS
2018	5,399	11,343	7,356	3,925	3,445	12,614	986	45,067	2,745	474	28	168	0
2019	5,640	10,223	6,923	4,455	3,523	14,659	817	46,239	2,838	496	29	168	0
2020	4,961	10,654	6,714	5,234	3,763	15,558	857	47,741	2,939	513	30	168	0
2021	5,454	10,635	7,162	5,237	3,745	16,039	927	49,199	3,025	534	31	168	0
2022	4,941	11,533	7,266	5,230	3,755	16,620	983	50,328	3,120	564	32	168	0
2023	5,311	11,656	7,756	5,226	4,498	16,120	847	51,412	3,065	581	33	168	-388
2024	4,660	11,651	7,695	5,565	4,978	17,757	844	53,149	3,673	43	6	168	-430

[1] En BC incluye importación/exportación del WECC

[2] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

[3] + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.6 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología se desplace el parque de generación Térmica Convencional con Gas y Carbón.

CUADRO 8.6 GENERACIÓN EN MW POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 23:30 HS JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2020-2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TD	TOTAL
2018	75	21,968	200	117	1,956	1,408	0	281	7,420	4,175	1,620	520	1,937	2,830	550	10	45,067
2019	109	24,694	0	251	2,351	2,342	0	337	7,354	3,820	1,620	520	480	1,811	550	0	46,239
2020	109	26,769	0	262	2,382	3,482	0	337	7,507	3,244	1,620	1,023	0	421	550	34	47,741
2021	109	27,714	0	262	2,377	3,526	0	337	7,502	3,747	1,620	1,042	0	342	550	70	49,199
2022	109	29,135	0	262	2,382	3,665	0	337	7,453	3,579	1,620	767	332	11	550	129	50,331
2023[1]	109	34,338	0	262	2,404	3,979	0	672	7,142	2,542	1,620	767	0	11	550	0	54,395
2024[2]	107	38,068	0	153	2,404	4,473	20[3]	678	6,408	1,590	1,620	767	0	11	550	0	56,849

[1] Incluye generación de Baja California Norte

[2] Incluye generación de Baja California Norte, Baja California Sur y Mulegé

[3] Potencia eléctrica almacenada en Banco de Baterías para integración de tecnologías FV y EO

En las figuras 8.7, 8.8 y 8.9 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda del pico nocturno en los años 2020, 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste con las exportaciones en el 2024 hacia los sistemas de Baja California Norte y Sur.

Se observa que en 2020 congestión en el corredor de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes, problemática que se tiene desde 2017, aun cuando la generación fotovoltaica sería de cero MW. En 2022, con el cambio de tensión del corredor de transmisión, ya no se presenta congestión.

En 2022, se observa que debido a los incrementos de la demanda en la Gerencia de Control Norte, el corredor Noreste – Norte presentará congestión.

En 2022, se observa congestión en el corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras.

En 2024 entrada del primer polo de la línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 3000 MW entre las regiones Monterrey –Querétaro y con la incorporación de las Centrales Eléctricas eólicas por 1,357 MW y de 2203 MW de capacidad neta en el estado de Tamaulipas, se observa se tiene aún márgenes de reserva en la capacidad de transmisión en el polo, en los corredores Altamira – Tamos y Primero de Mayo - Cañada. El corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras opera entre el 90-100%, el cual se puede modular incrementando el flujo por el polo de corriente directa.

En 2024, figura 8.9, el flujo por la línea de transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 1500 MW entre Cucapah – Seri con 934 MW el corredor de transmisión Cananea – Moctezuma (El Castillo – Nuevo Casas Grandes) con 717 MW, esto con la interconexión en corriente directa bipolar de ± 400 kV, 850 MW entre Esperanza – El Mezquital, que para el escenario trae un flujo de 430 MW, con una generación renovable y bancos de baterías en Baja California Sur de 50 MW en el escenario de verano del pico nocturno coincidente con el Sistema Interconectado.

Con la entrada de los proyectos en la red de transmisión a partir de 2022, se estarán detallando los requerimientos y tecnologías de compensación de potencia reactiva inductiva/capacitiva, ya que estos dependen de la ubicación de los nuevos proyectos de interconexión de centrales eléctricas.

Para el 2024 al realizar los redespachos de la generación por reducción de la generación solar hasta "0" MW, la transmisión del Norte ⇨ Sur del país se mantiene en los mismos niveles de transmisión con respecto a las 16:30 h, pero con una distribución diferente, debido a la ubicación de la generación por tecnologías.

FIGURA 8.7 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 23:30 HS

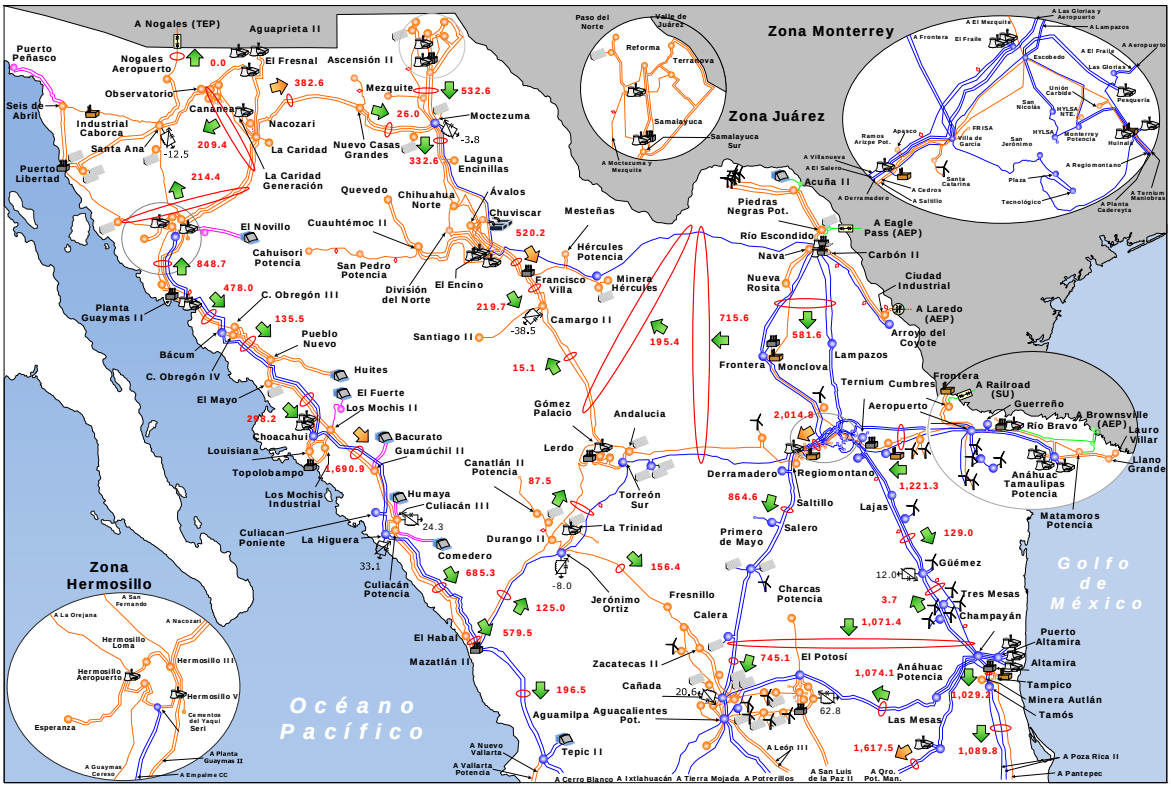


FIGURA 8.8 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 23:30 HS

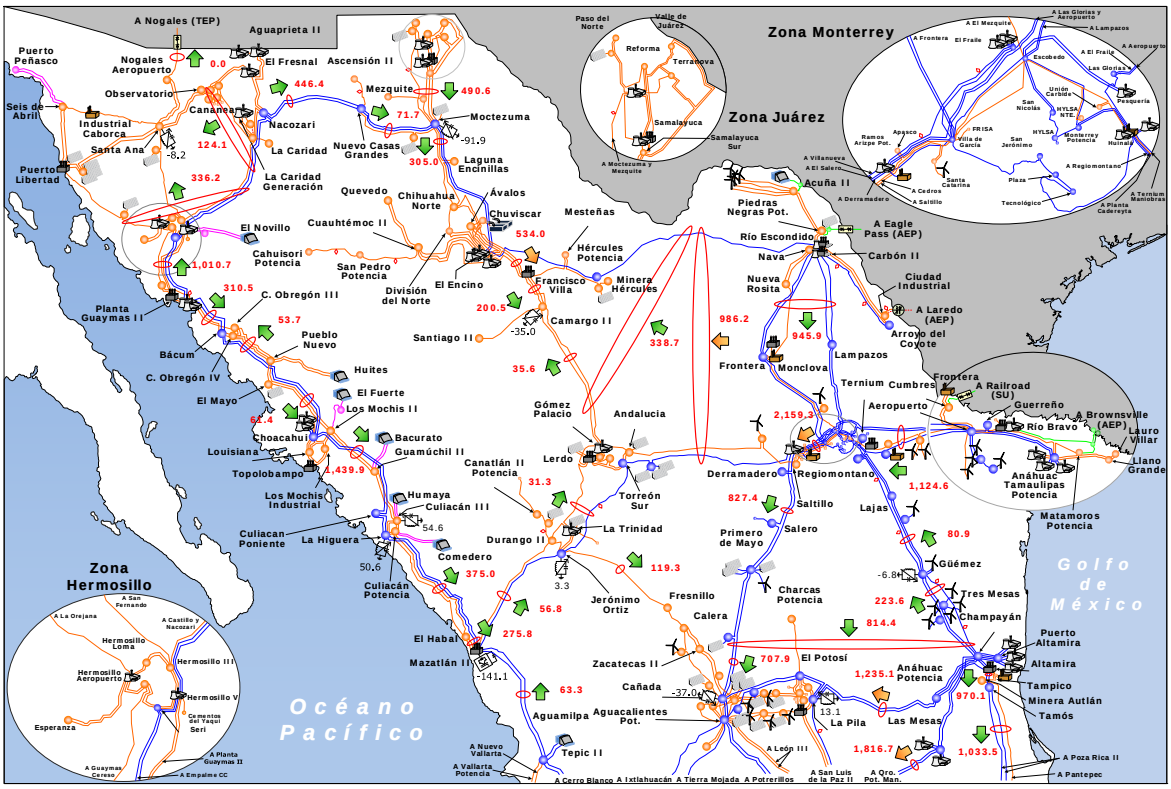
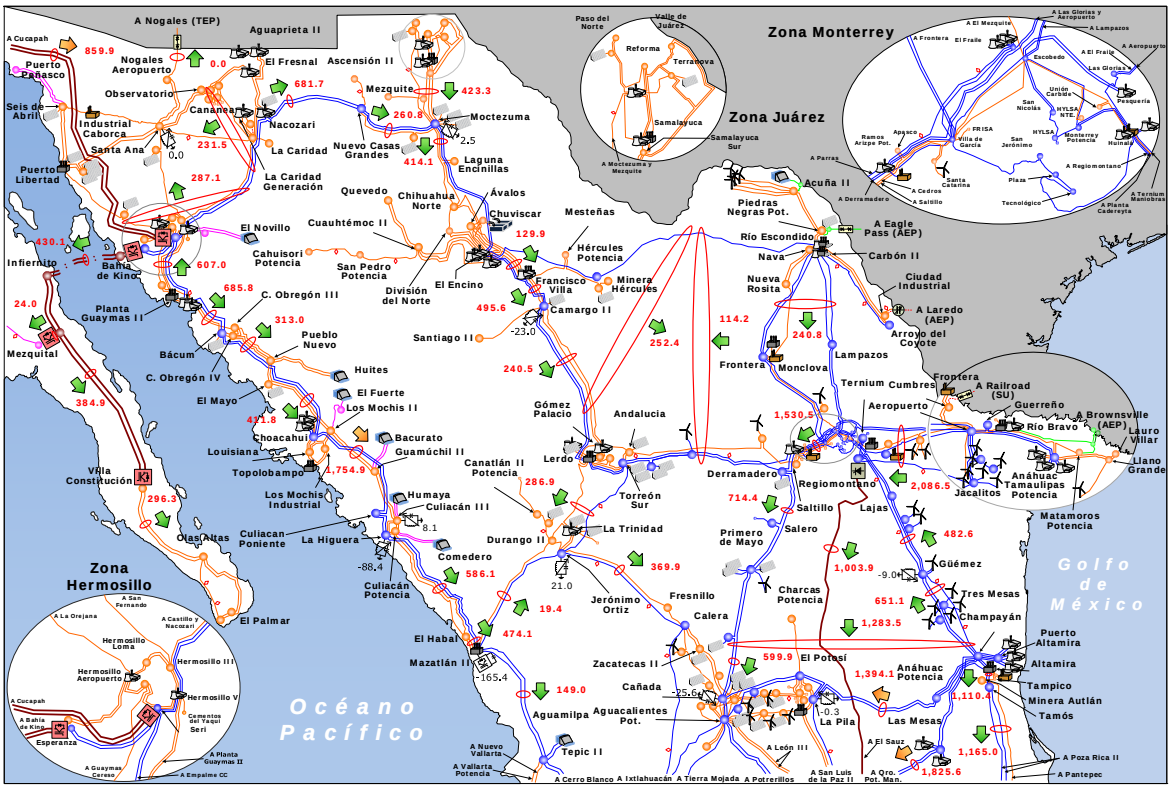


FIGURA 8.9 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 23:30 HS



En las figuras 8.10 a 8.15 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda máxima de verano y pico nocturno 2020, 2022 y 2024 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

Los corredores de transmisión en los escenarios de demanda máxima de verano se encuentran dentro de sus límites, no se presenta saturación. En el escenario de demanda del pico nocturno entre 2020-2022 se presenta saturación de los corredores de transmisión, Grijalva – Tabasco, Sureste – Escárcega. Con la entrada en 2023 del primer polo de la línea de corriente directa bipolar de ± 500 kV 1500 MW entre las regiones Grijalva – Riviera Maya se elimina la saturación.

En las figuras 8.16 a 8.21 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión de la Península de Yucatán, con la saturación de los corredores de transmisión de 2020 a 2022 en toda la Península de Yucatán, para no incurrir en energía no suministrada no se podrá retirar las Centrales entrada de la línea de corriente directa, lo cual elevará los costos de producción en el mercado eléctrico mayorista.

Las regiones del país con crecimiento sostenido son el corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí-Aguascalientes; con la entrada de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en la región será exportador de energía bajo cualquier escenario de demanda. El otro corredor es en la región de Cancún-Riviera Maya.

Con la penetración de Centrales Eléctricas renovables y convencionales en el norte y occidente del país el flujo hacia la zonas León, Salamanca y Querétaro-tiene un incremento significativo, con la línea de transmisión La Pila –San Luis de la Paz – El Sauz y el primer polo de la línea de corriente directa entre las subestaciones eléctricas Regiomontano y El Sauz y su red asociada entre 2022-2024; no se presentará saturación de los corredores de transmisión, se mejora significativamente el perfil de tensión de las regiones y se permite la incorporación de Centrales Eléctricas renovables y firmes despachables. Con la entrada de la línea de corriente directa Grijalva – Riviera Maya y su red asociada, se incrementa la capacidad de transmisión hacia la Península de Yucatán, lo que permite el incremento de Centrales Eléctricas de fuentes de energía limpia en el Sureste y la propia Península, así como el retiro de Centrales Eléctricas Convencionales con combustibles fósiles, en especial diésel y combustóleo.

FIGURA 8.10 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 A LAS 16:30 HS

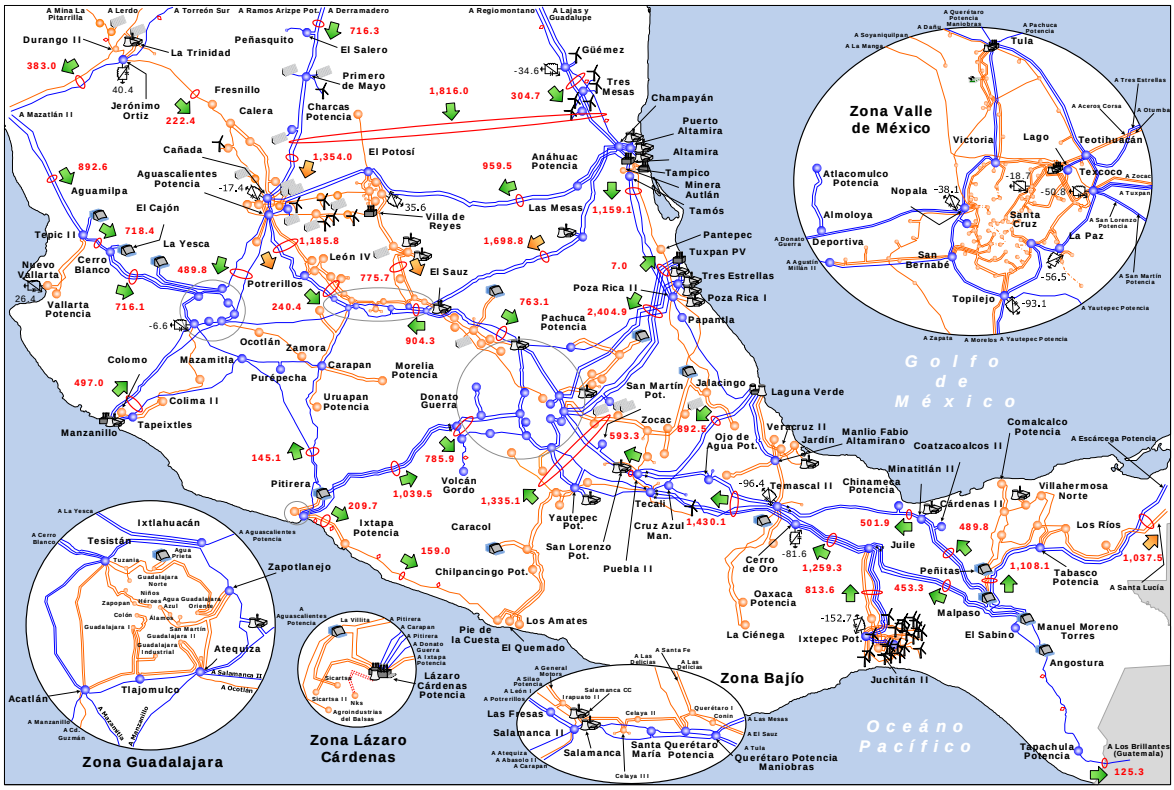


FIGURA 8.11 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 A LAS 16:30 HS

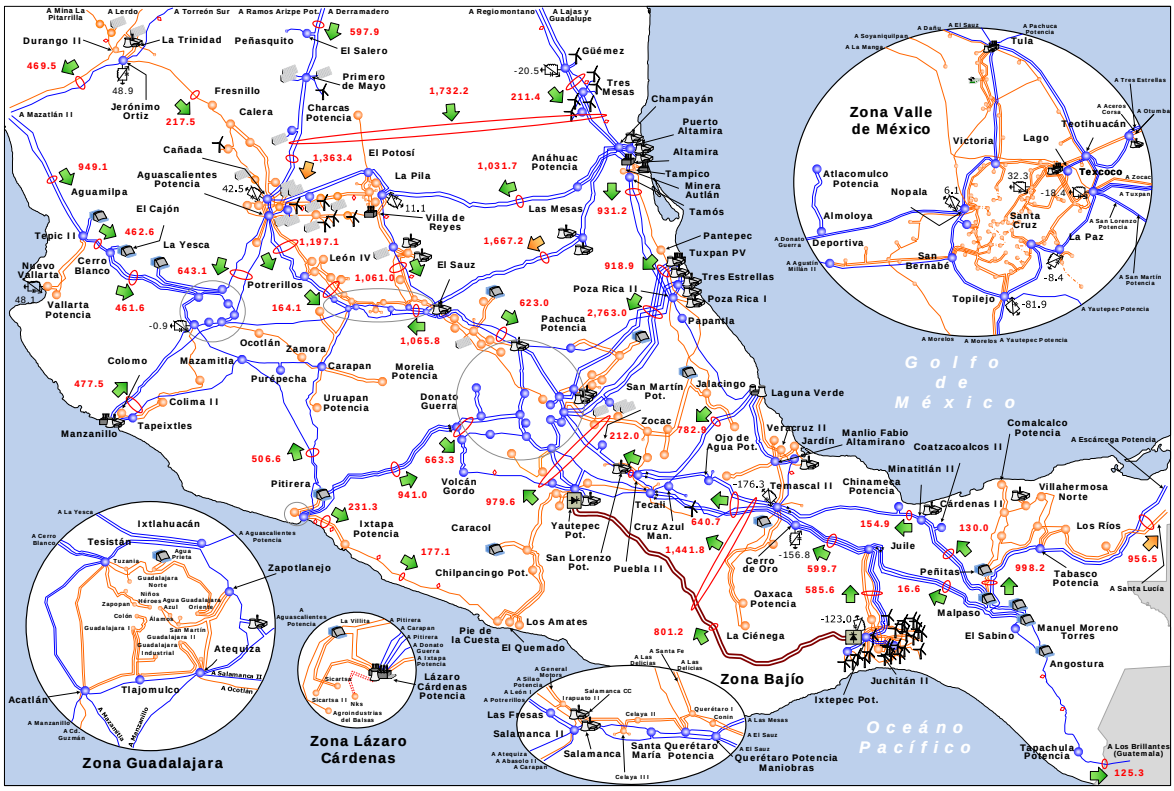


FIGURA 8.12 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 A LAS 16:30 HS

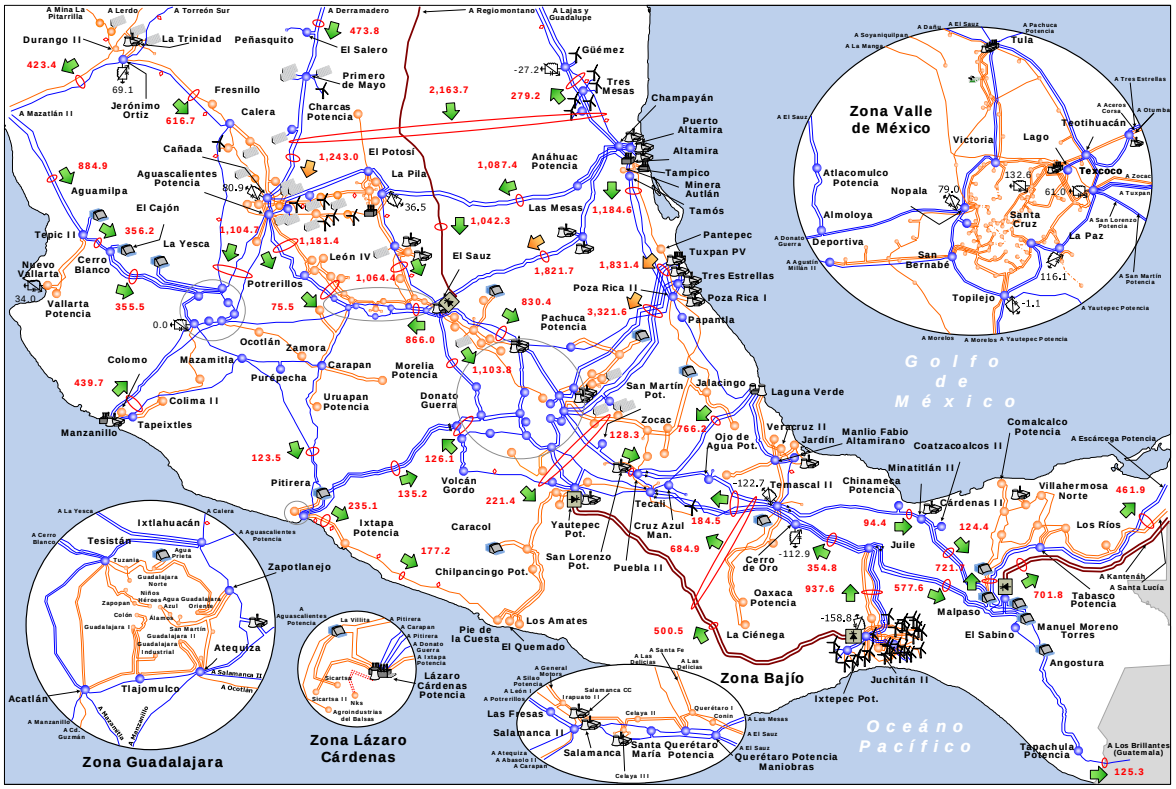


FIGURA 8.13 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 23:30 HS

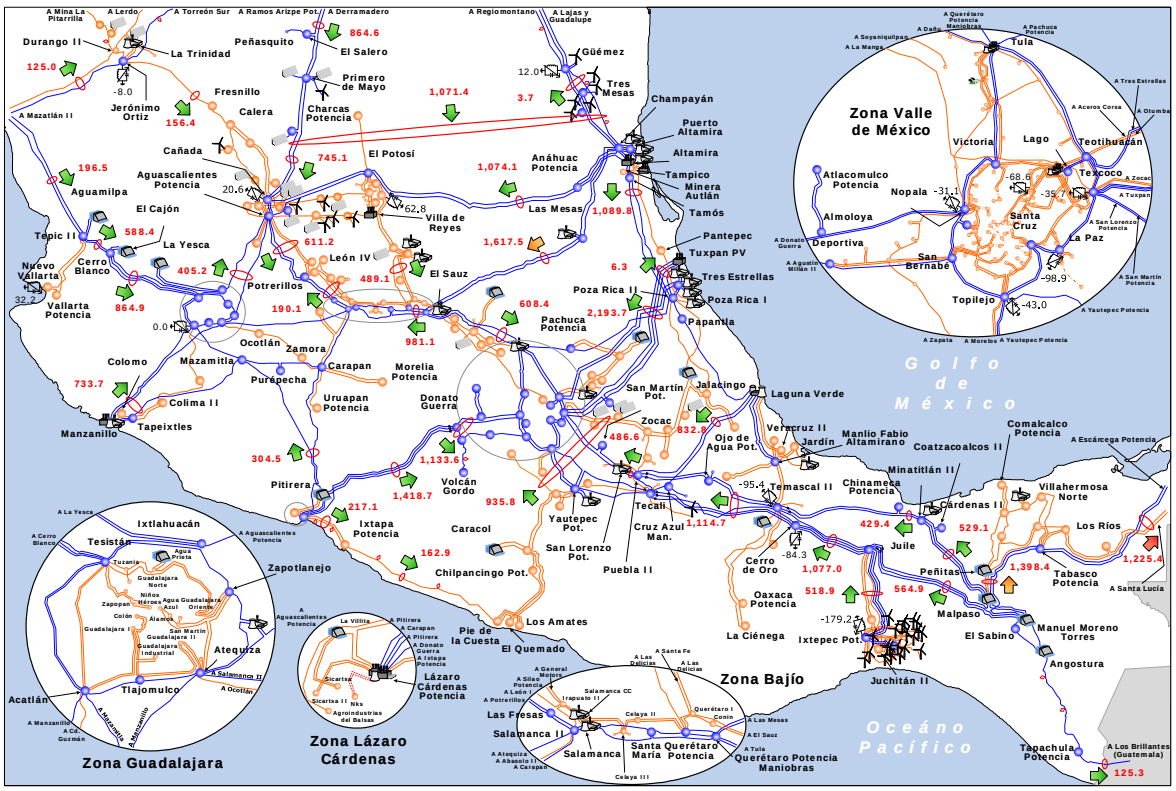


FIGURA 8.14 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 23:30 HS

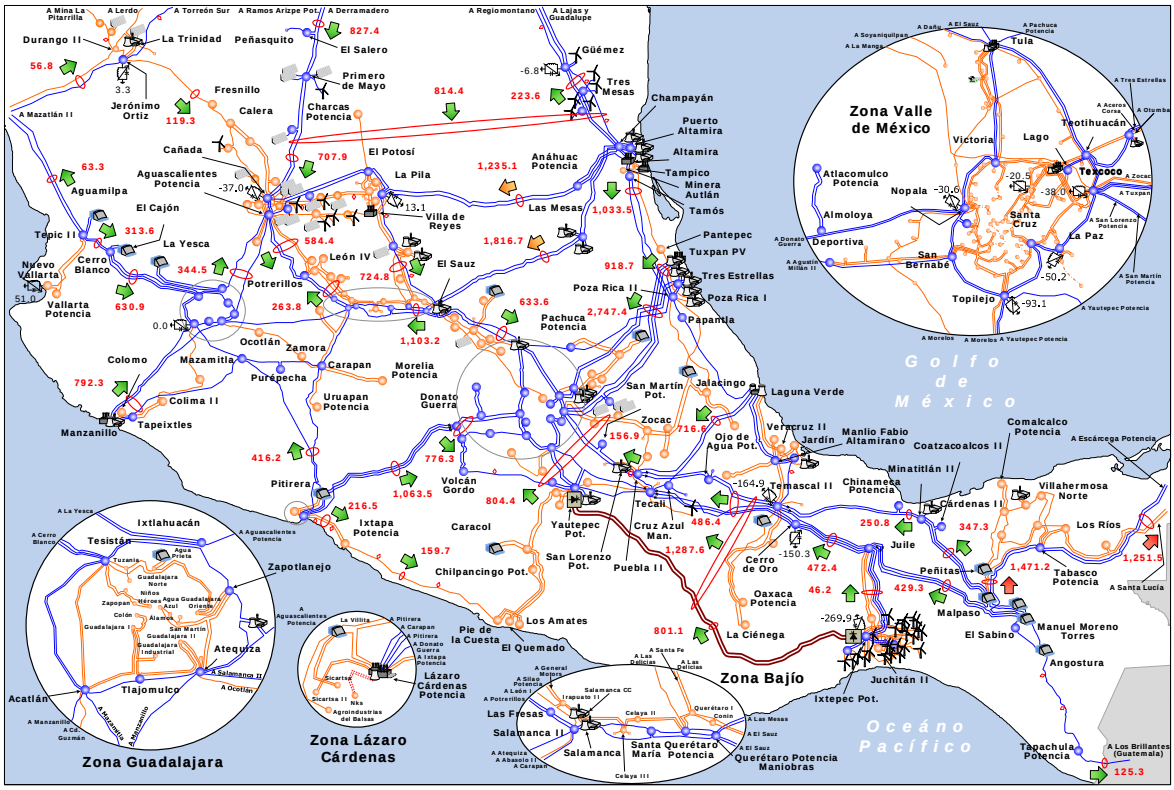


FIGURA 8.15 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 23:30 HS

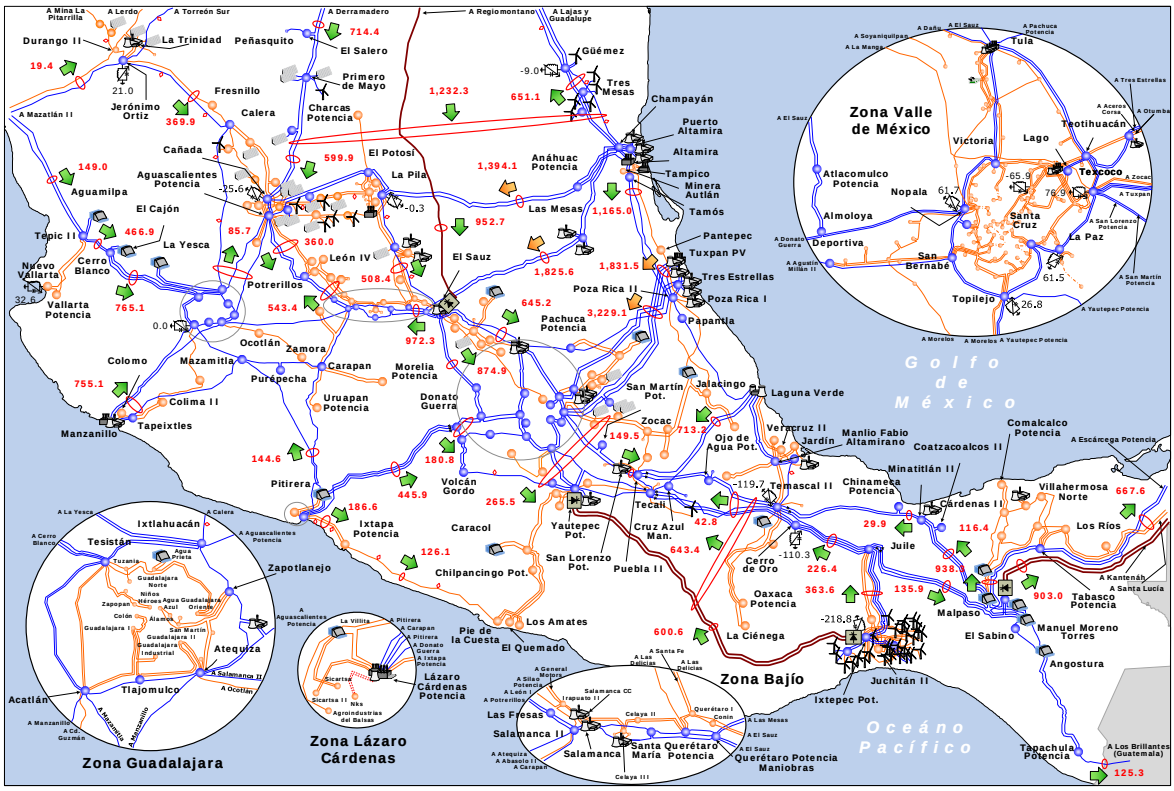


FIGURA 8.16 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2020 A LAS 16:30 HS

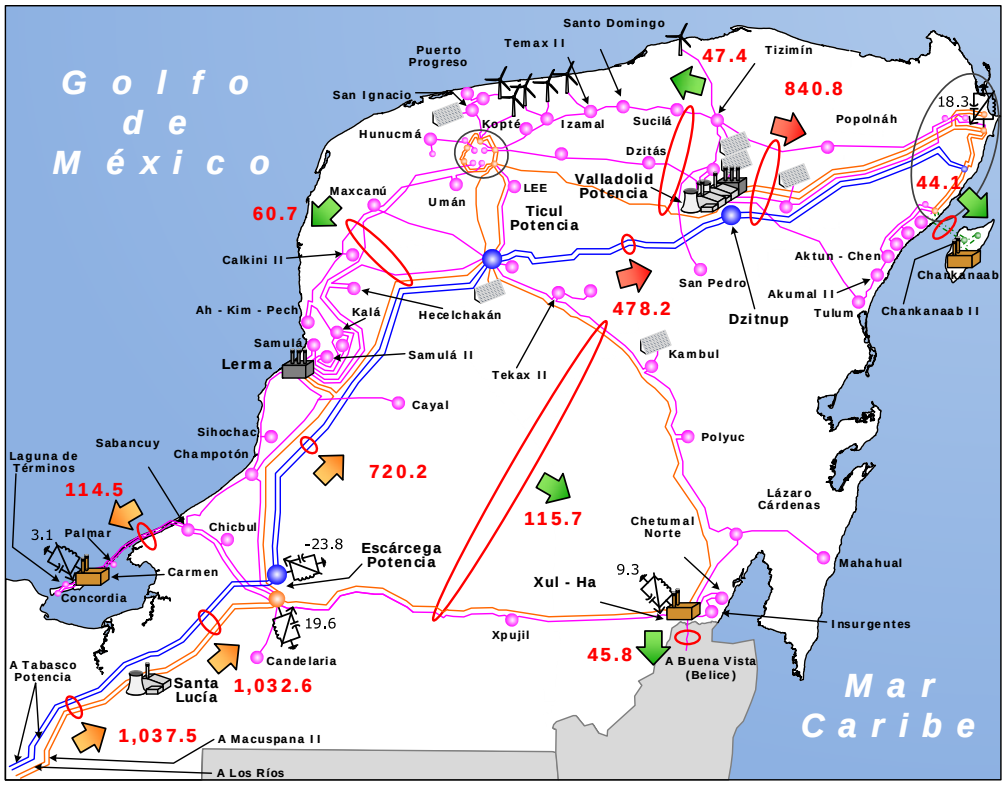


FIGURA 8.17 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2022 A LAS 16:30 HS

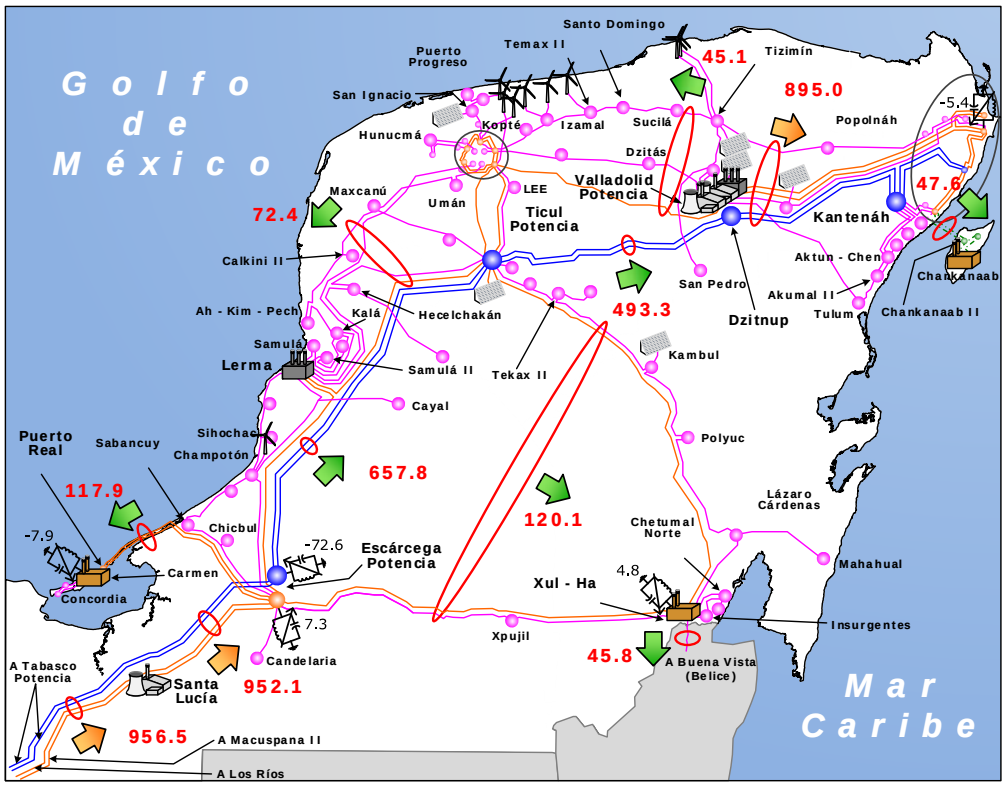


FIGURA 8.18 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2024 A LAS 16:30 HS

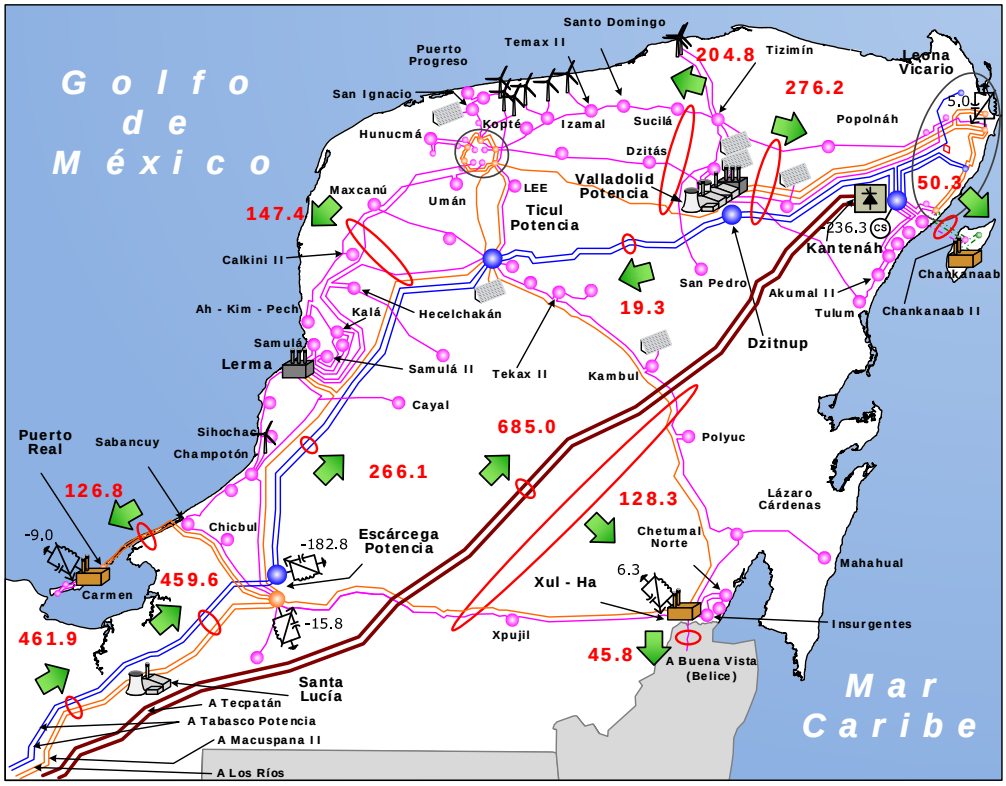


FIGURA 8.19 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2020 A LAS 23:30 HS

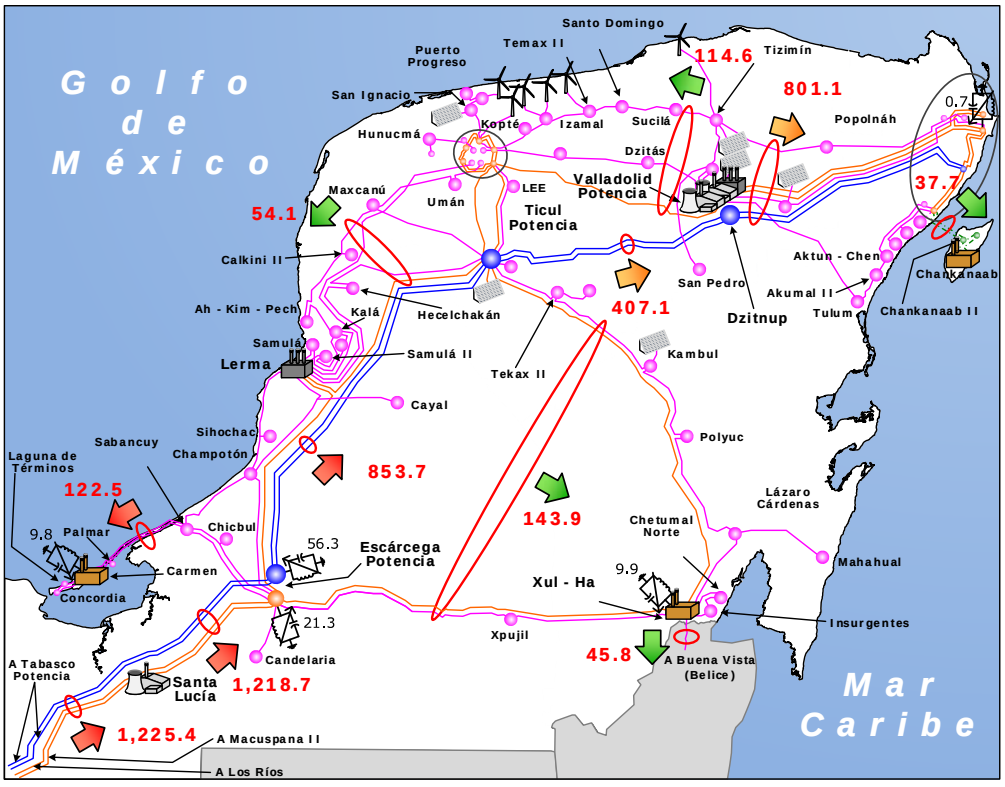


FIGURA 8.20 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2022 A LAS 23:30 HS

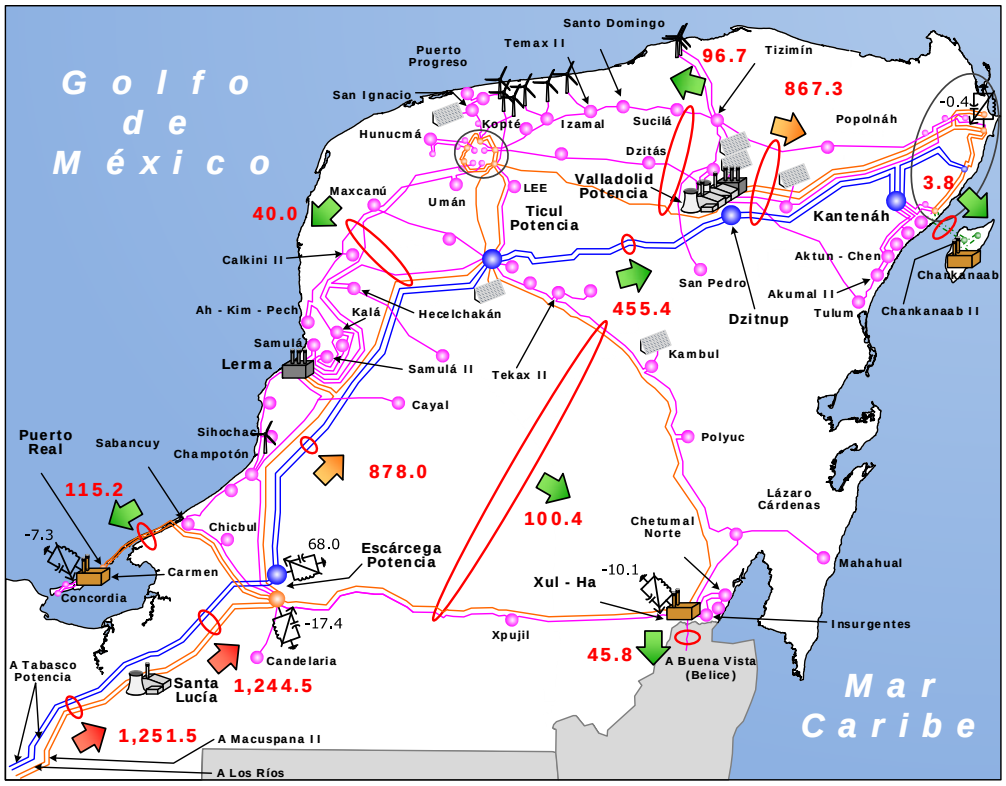
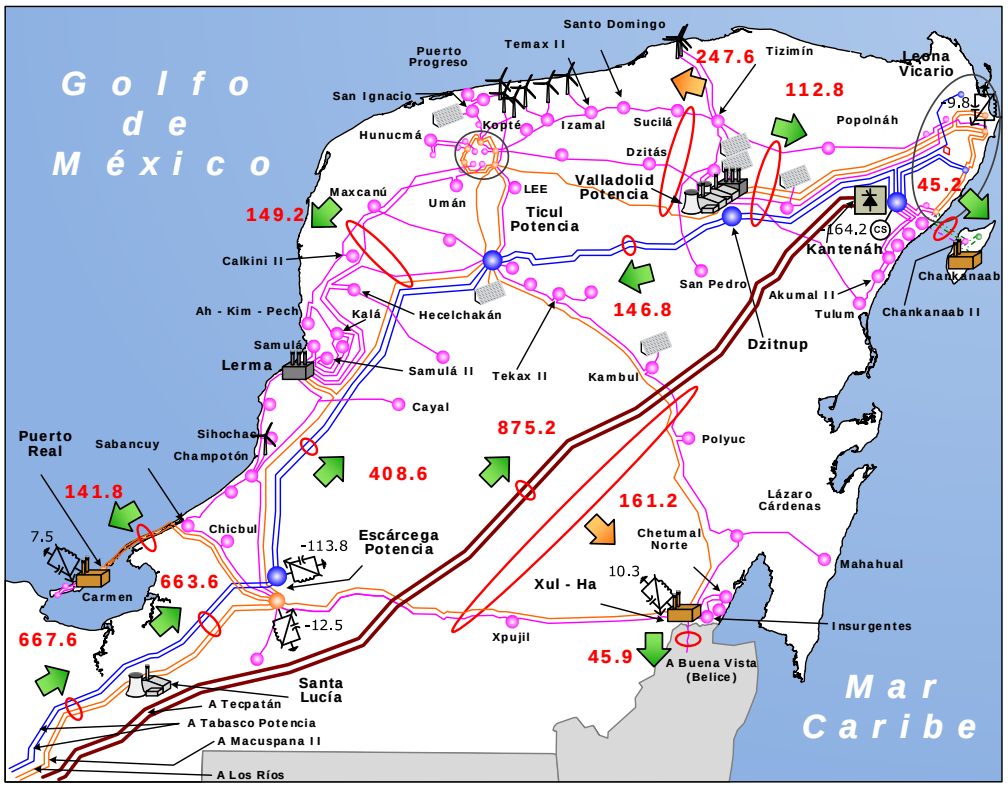


FIGURA 8.21 CONDICIONES OPERATIVAS PENÍNSULA YUCATÁN 2024 A LAS 23:30 HS



Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs

Durante el análisis de los escenarios de demanda máxima, considerando una regularización de instalación de bancos de capacitores y que las cargas industriales corrijan el factor de potencia a 0.95 (-), como lo establece el manual de conexión de centros de carga, no se visualizan problemas de regulación de voltaje en la red troncal del Sistema eléctrico Nacional.

Se observa que el pico nocturno en las regiones donde se ubican Centrales Eléctricas Fotovoltaicas, se presentan desviaciones de voltaje con respecto al valor nominal, dentro de banda de seguridad.

En las regiones agrícolas y mineras radiales de los estados de Sonora y Chihuahua se presentan para los escenarios de las 16:30 y 23:30 hs valores de tensión fuera de la banda de seguridad, por lo que se están proponiendo proyectos de compensación para estas regiones.

Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2020, 2022 y 2024

La evaluación del escenario de demanda media de invierno en el SIN, requiere analizar el comportamiento de la transmisión derivada de la baja demanda en las regiones del Norte del país con una gradual penetración de Centrales Eléctricas fotovoltaicas y generación a base de gas natural con Ciclos Combinados de tecnología de alta eficiencia.

La disponibilidad de las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda media coincidente del SIN se deriva de la información proporcionada por los solicitantes de estudios de interconexión, la estadística de las centrales existentes y las ganadoras de subastas.

La disponibilidad de la generación limpia considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 52-58%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país: Reynosa Güémez y Coahuila entre el 35-38 %.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente al 25%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán con 55%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas se considera para los escenarios de demanda media coincidente una disponibilidad del 80%, en el Central el 75%.
- Las Centrales Eléctricas con fuente de energía Hidráulica en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda de diciembre presenta una alta disponibilidad debido al ciclo agrícola.

En el cuadro 8.7 se presenta la demanda modelada (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 8.7 DEMANDA EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 14:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1]	BCS[1]	Mulegé[1]
2018	8,023	6,209	8,521	2,178	2,861	6,368	1,798	35,960	1,321	252	11
2019	8,112	6,351	8,713	2,371	3,005	6,542	1,852	36,947	1,371	263	12
2020	8,293	6,520	8,885	2,449	3,074	6,711	1,917	37,849	1,422	272	12
2021	8,498	6,630	9,114	2,503	3,167	6,887	1,987	38,787	1,479	286	13
2022	8,640	6,802	9,348	2,606	3,252	7,083	2,053	39,783	1,659	300	13
2023	8,822	6,965	9,656	2,716	3,364	7,257	2,107	40,887	1,721	312	14
2024	9,003	7,138	9,929	2,807	3,479	7,475	2,165	41,995	1,812	331	24

[1] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

En el cuadro 8.8 se presenta la potencia despachada en MW de las Unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como el balance de las interconexiones internacionales del SIN.

CUADRO 8.8 GENERACIÓN EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 14:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1,2]	BCS[2]	Mulegé[2]	EXP/IMP[3]	SIN/BC+BCS
2018	4,809	8,789	4,400	2,830	2,980	11,181	1,140	36,128	1,321	252	11	168	0
2019	3,387	8,729	5,065	3,827	3,450	11,509	1,147	37,115	1,371	263	12	168	0
2020	3,260	9,120	6,172	3,903	3,336	11,213	1,014	38,018	1,422	272	12	168	0
2021	3,913	8,637	6,707	3,934	3,417	11,194	1,153	38,954	1,479	286	13	168	0
2022	3,342	9,839	6,454	4,097	3,904	11,115	1,200	39,951	1,659	300	13	168	0
2023	3,939	9,268	7,915	4,208	4,267	9,926	1,137	40,660	2,115	312	14	167	-388
2024	3,409	10,349	7,496	4,637	4,817	10,310	994	42,011	2,187	125	7	167	-142

[1] En BC incluye importación/exportación del WECC

[2] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

[3] + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.9 se presenta la potencia despachada en MW de las Unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología se desplace el parque de generación de Térmica Convencional.

CUADRO 8.9 GENERACIÓN EN MW POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 14:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2018	109	17,579	0	123	2,485	2,650	2,790	279	3,177	3,490	810	241	0	1,844	550	36,128
2019	117	19,312	0	170	2,663	3,373	5,870	288	1,952	1,375	810	265	0	370	550	37,115
2020	122	18,532	0	170	2,650	4,318	7,419	341	1,311	1,191	810	426	0	178	550	38,018
2021	122	19,411	0	170	2,650	4,457	7,969	341	872	1,166	810	425	0	11	550	38,954
2022	122	20,152	0	170	2,643	5,157	8,016	341	938	618	810	425	0	10	550	39,953
2023[1]	122	20,677	0	170	2,665	5,557	9,774	676	581	592	810	465	0	11	550	42,649
2024[2]	122	20,652	0	170	2,665	6,104	11,294	682	480	592	810	255	0	11	550	44,385

[1] Incluye generación de Baja California Norte

[2] Incluye generación de Baja California Norte, Baja California Sur y Mulegé

Operación de la Transmisión y Transformación en demanda media de invierno de las 14:00 hs

En el escenario de demanda media de invierno debido a los costos de combustible de gas natural y el carbón y la administración de la energía hidráulica en el Sureste y Occidente del país, la transmisión de energía por las compuertas de flujo de las tres Gerencias de Control Regional del Norte del país sería en dirección Norte ⇨ Sur, por las compuertas de flujo Mazatlán Dos - Tepic Dos, Altamira - Tamos y Primero de Mayo-Cañada. Por las bajas demandas del norte y con la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado, los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte y proyectos eólicos en el Noreste, se incrementará la transmisión NORTE ⇨ SUR.

Debido a lo anterior, la incorporación de más corredores de transmisión del Norte ⇨ Sur a partir del 2022, empezando por la parte norte entre los estados de Sonora y Chihuahua, luego del estado de Chihuahua a la región Laguna, de la región Laguna a Saltillo, de Durango-Zacatecas-Guadalajara y la línea de corriente directa entre Regiomontano y El Sauz.

Los corredores de transmisión permitirán la transmisión de grandes bloques de energía del NORTE ⇨ SUR, aprovechando el alto potencial de fuentes de energía renovables en el norte de México y los bajos precios de los combustibles.

Las figuras 8.22, 8.23 y 8.24 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2020, 2022 y 2024 para las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste. Resaltando en 2024 los flujos por las interconexiones con los Sistemas de Baja

California. Se observa que el sentido del flujo de transmisión dominante es de NORTE ⇨ SUR.

En la figura 8.22 se muestra que la transferencia de potencia Norte ⇨ Sur para el año 2020, las trayectorias de flujo: Nacozari – Nuevo Casas Grandes, Moctezuma – Chihuahua, Los Mochis a Tepic, Primero de Mayo – Cañada y Altamira – Tamos presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo; cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el norte del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los enlaces mencionados.

En la figura 8.23 se muestra que la transferencia de potencia Norte ⇨ Sur para el año 2022, las trayectorias de flujo: Los Mochis a Tepic, Primero de Mayo – Cañada y Altamira – Tamos presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo, cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el norte del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los enlaces mencionados. Con el cambio de tensión de la red de transmisión entre Sonora y Chihuahua para 2022 ya no se presentan problemas de congestión.

En la figura 8.24 se muestra que la transferencia de potencia Norte ⇨ Sur para el año 2024, las trayectorias de flujo Los Mochis a Tepic, presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo, cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el noroeste del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los enlaces mencionados. Con la entrada en operación de las líneas de transmisión Jerónimo Ortiz Calera – Ixtlahuacán, La Pila- San Luis de la Paz – El Sauz y el primer polo en corriente directa entre Regiomontano – El Sauz da margen de reserva de transmisión para requerimientos de reserva operativa de las unidades ubicadas de las Gerencias de Control Norte y Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, así como la incorporación de una mayor cantidad de Centrales Eléctricas renovables.

En el corredor de Los Mochis a Tepic se incorpora un STATCOM en la subestación eléctrica Mazatlán Dos, el cual permite subir el límite de transmisión.

FIGURA 8.22 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 A LAS 14:00 HS

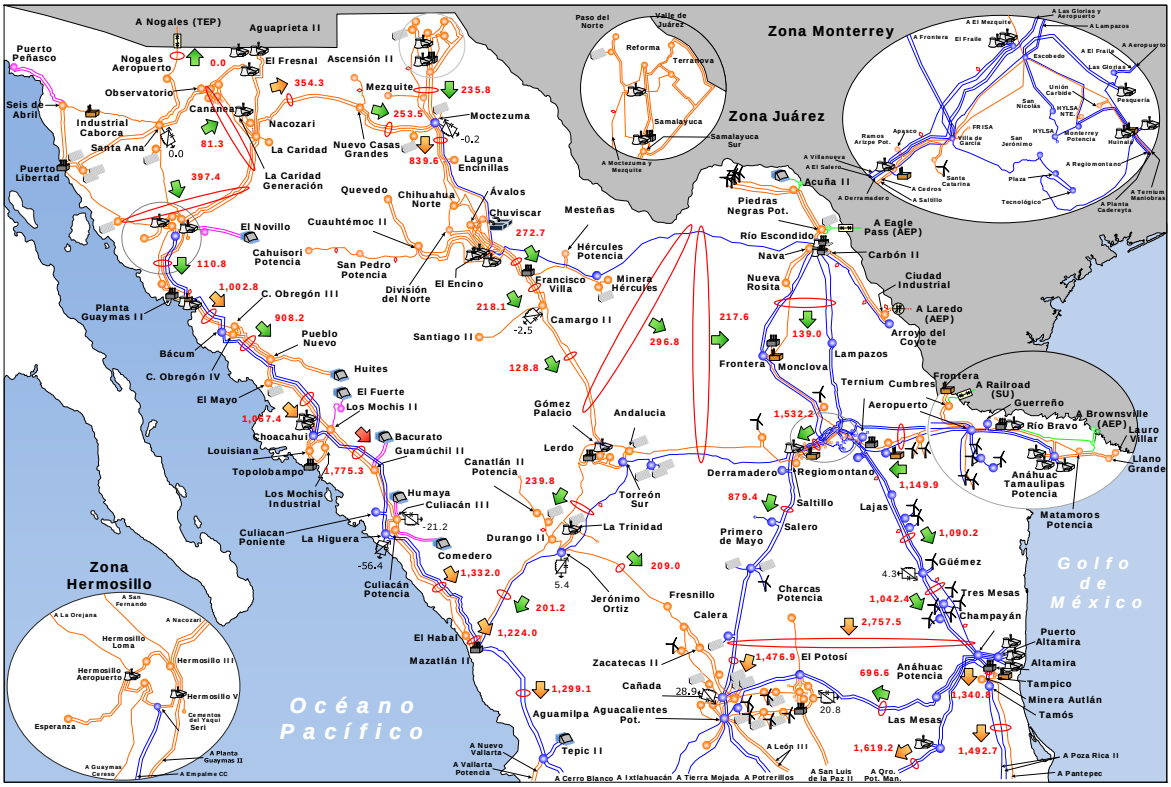


FIGURA 8.23 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 A LAS 14:00 HS

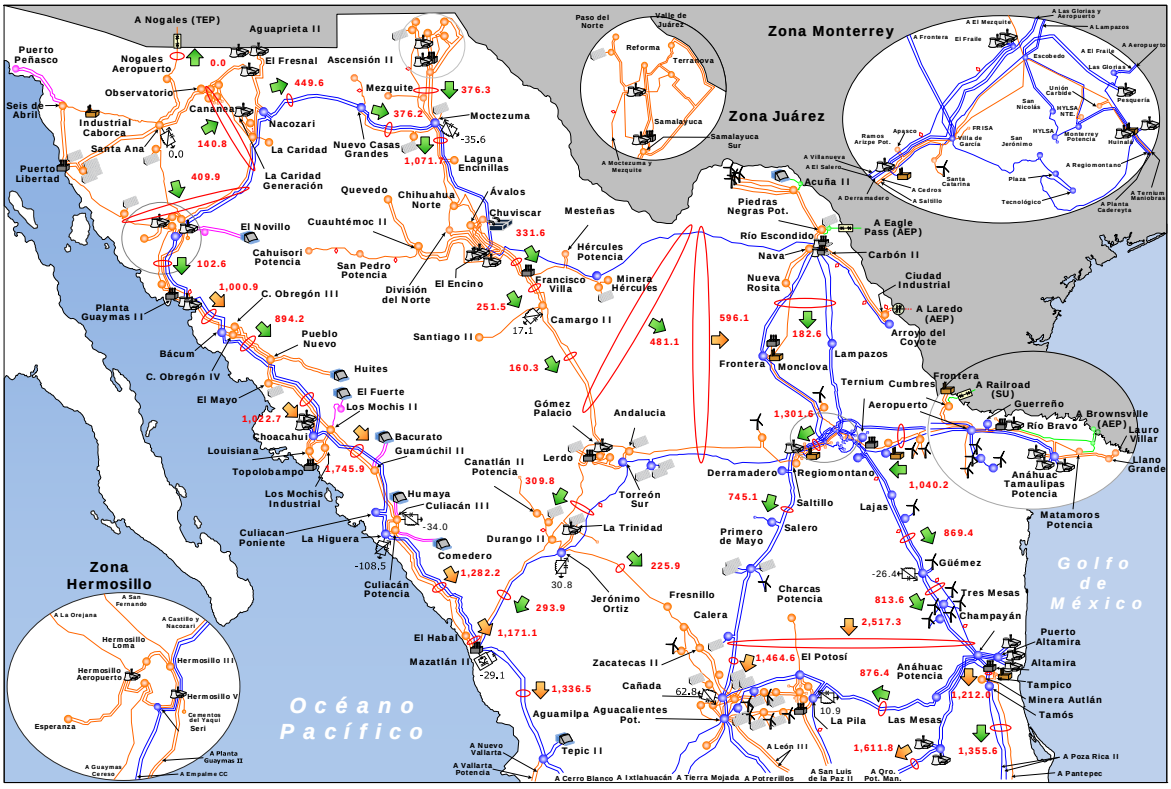
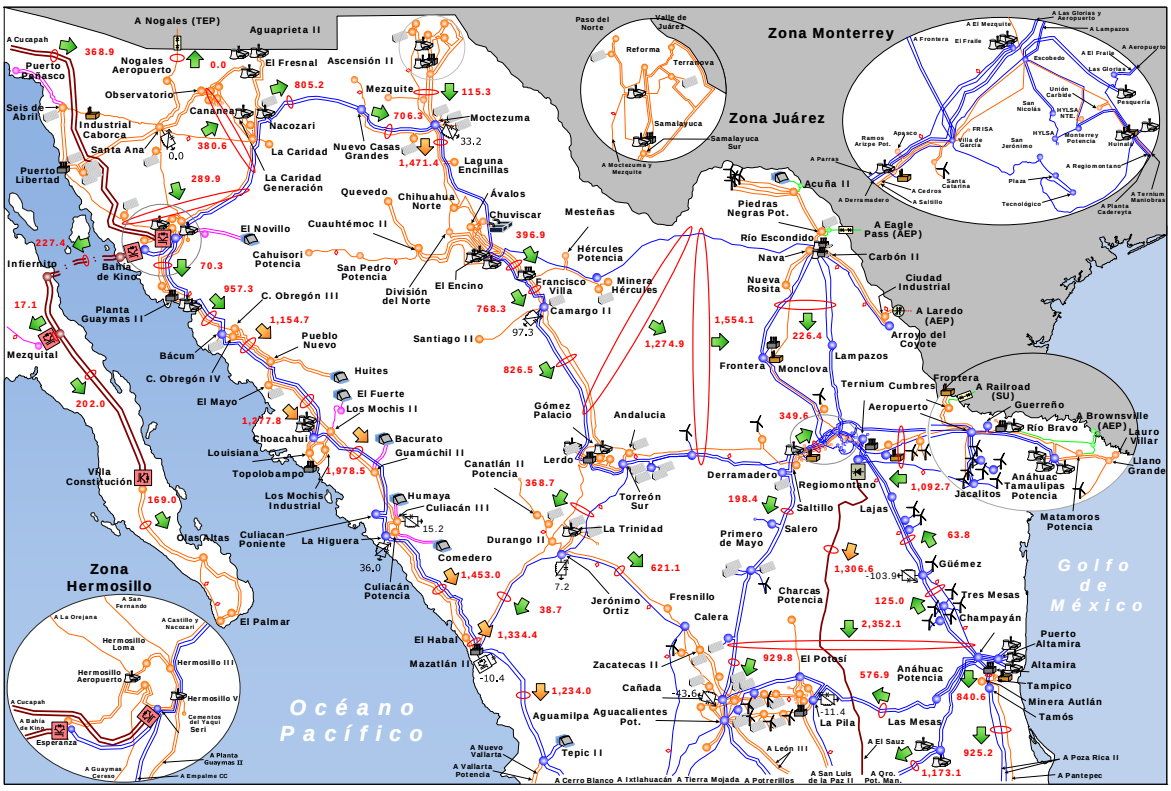


FIGURA 8.24 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 A LAS 14:00 HS



Las figuras 8.25, 8.26 y 8.27 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2020, 2022 y 2024 para las Gerencias de Control Regional del Sur del país. Resaltando en 2022 la línea corriente directa bipolar entre Ixtepec Potencia y Yautepec Potencia y en 2024 la línea en corriente directa bipolar entre la región de Grijalva y la Riviera Maya.

Con la penetración de Centrales Eléctricas renovables y convencionales en el norte y occidente del país en 2020-2022 el flujo Aguascalientes a León se encuentra entre 90-100% de la capacidad de transmisión, con saturación de transformación en la subestación eléctrica León III. Con el entronque de una la línea de transmisión en 230 kV entre Aguascalientes Potencia - León IV – León III se aprovecha la capacidad de transformación en la ciudad de León y se amplía el margen de transmisión entre Aguascalientes y León.

Con la entrada en operación de las líneas de transmisión Jerónimo Ortiz Calera – Ixtlahuacán, La Pila- San Luis de la Paz – El Sauz y el primer polo en corriente directa entre Regiomontano – El Sauz da margen de reserva de transmisión para requerimientos de reserva operativa de las unidades ubicadas de las Gerencias de Control Norte y Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, así como la incorporación de una mayor cantidad de Centrales Eléctricas renovables.

Con la entrada de la red de transmisión entre las subestaciones La Pila, San Luis de la Paz y El Sauz en 400 kV, se aumenta el límite de transmisión entre las regiones de San Luis y Querétaro, en la figura 8.26 se observa una transmisión entre San Luis de la Paz y Querétaro arriba de 1100 MW. Con la entrada del primer polo en corriente directa entre Regiomontano – El Sauz, figura 8.27, el flujo es por arriba de 900 MW, lo que da un margen de transmisión para la incorporación de Centrales Eléctricas renovables y con base a gas natural en las regiones de San Luis, San Luis de la Paz y Querétaro.

Con la entrada en 2024 del primer polo en corriente directa entre Regiomontano – El Sauz con 1500 MW, se observa comparando las figuras 8.26 y 8.27 que aún con la entrada en operación de Centrales Eléctricas eólicas y con gas natural en el estado de Tamaulipas se reduce la transmisión en los corredores de transmisión Mesas-Querétaro Maniobras Potencia y Altamira Tamos.

La red de trasmisión propuesta brinda al Sistema Interconectado Nacional, en especial a los corredores NORTE ⇨ SUR, un margen de reserva en la transmisión, flexibilidad operativa, capacidad para para mantenimientos de la red de transmisión, además de la capacidad de integrar una mayor cantidad de Centrales Eléctricas renovables.

FIGURA 8.25 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 14:00 HS

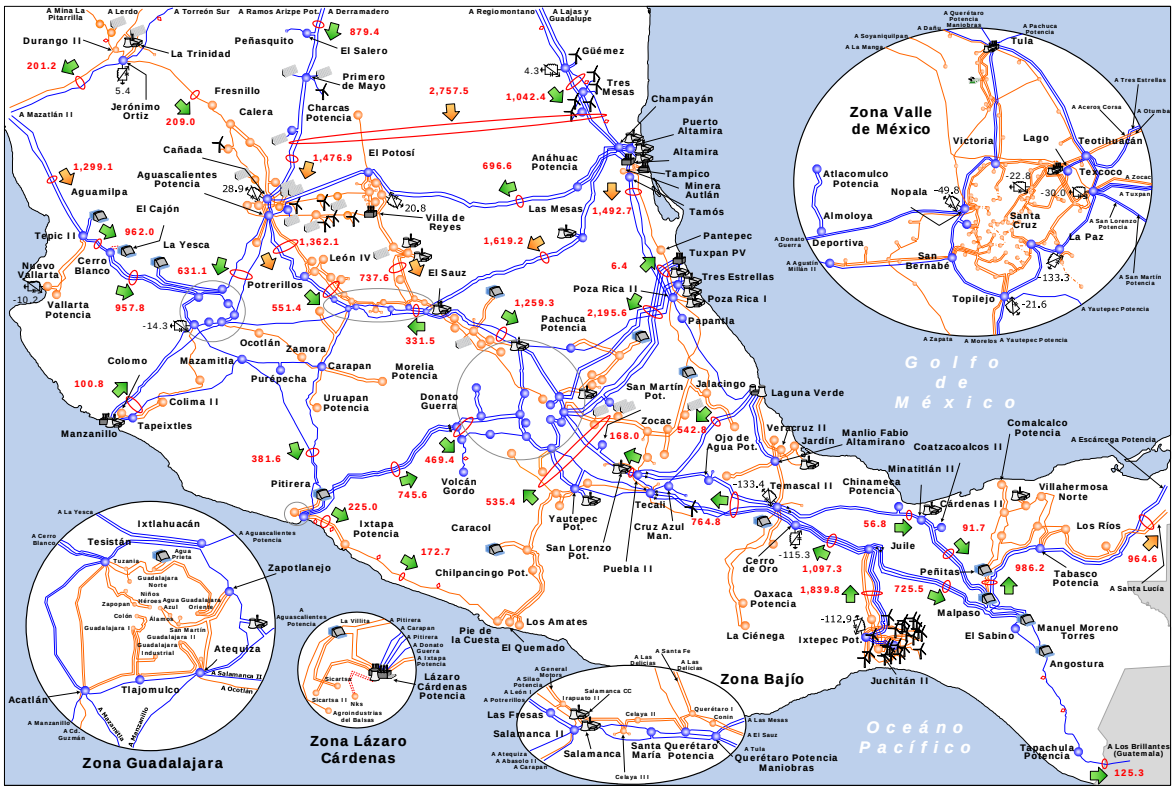


FIGURA 8.26 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 14:00 HS

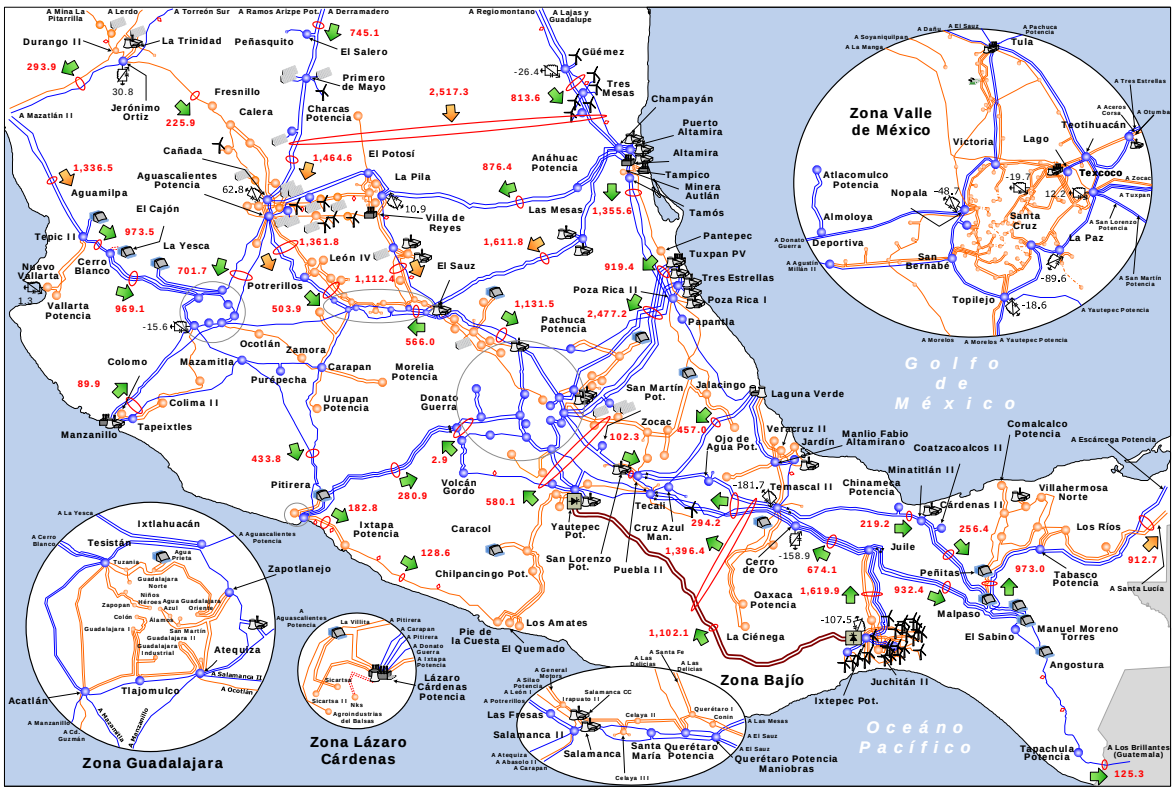
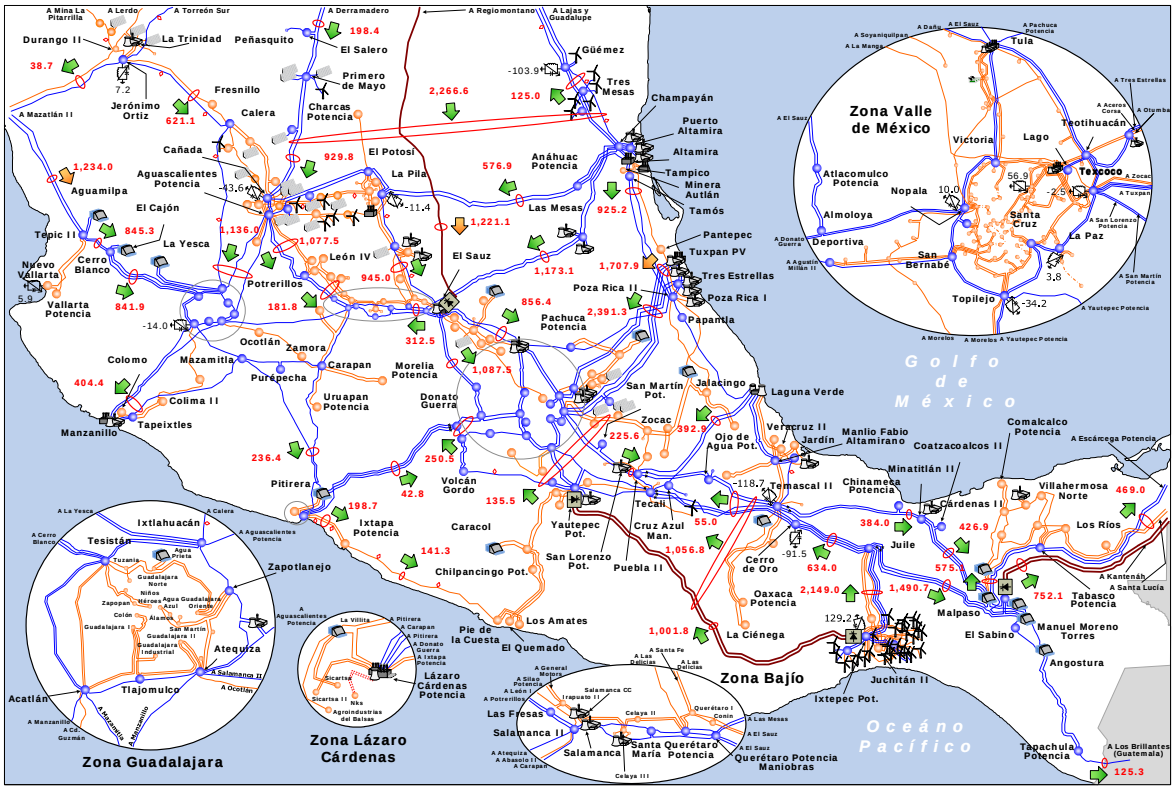


FIGURA 8.27 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 14:00 HS



Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 14:00 hs

Con la incorporación de grandes bloques de Centrales Eléctricas de energía renovables en el norte de país, se observa que no se presentan problemas de voltaje. La problemática se presentará con la rampa de salida de la generación fotovoltaica y el cambio de sentido en los flujos en la red de transmisión. Lo anterior, requiere de elementos de control dinámicos en la red en los corredores de transmisión que se estarán evaluando puntualmente.

Comportamiento operativo de la demanda máxima de invierno a las 20:00 hs para el 2020, 2022 y 2024

La evaluación del escenario de demanda máxima de invierno en el SIN, requiere analizar el comportamiento de la transmisión derivada de la baja demanda en las regiones del Norte del país cuando la generación fotovoltaica sería de cero MW y generación a base de gas natural con Ciclos Combinados de tecnología de alta eficiencia.

La disponibilidad de las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima de invierno coincidente del SIN se deriva de la información proporcionada por los solicitantes de estudios de interconexión, la estadística de las centrales existentes y las ganadoras de subastas.

La disponibilidad de la generación limpia considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 48-55%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país: Reynosa 39%, Güémez 38% y Coahuila 48%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente al 32.5%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en la Península de Yucatán con 51%.
- Las Centrales Eléctricas con fuente de energía Hidráulica en el Noroeste del país, son de uso agrícola y para los escenarios de demanda de diciembre presenta una alta disponibilidad debido al ciclo agrícola.

En el cuadro 8.10 se presenta la demanda modelada (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 8.10 DEMANDA EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 20:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1]	BCS[1]	Mulegé[1]
2018	8,803	6,827	9,029	2,399	3,086	6,601	1,767	38,512	1,447	288	13
2019	9,033	7,047	9,353	2,508	3,191	6,792	1,804	39,727	1,506	304	15
2020	9,222	7,296	9,613	2,566	3,266	7,030	1,861	40,853	1,553	315	14
2021	9,400	7,492	9,776	2,603	3,331	7,173	1,953	41,728	1,607	331	15
2022	9,568	7,634	10,064	2,743	3,429	7,391	2,013	42,842	1,659	349	16
2023	9,783	7,733	10,386	2,824	3,516	7,592	2,081	43,915	1,816	362	16
2024	9,992	7,929	10,630	2,899	3,601	7,820	2,131	45,003	1,926	382	25

[1] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

En el cuadro 8.11 se presenta la potencia despachada en MW de las Unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como el balance de las interconexiones internacionales del SIN.

CUADRO 8.11 GENERACIÓN EN MW POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, 20:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC[1,2]	BCS[2]	Mulegé[2]	EXP/IMP[3]	SIN/BC+BCS
2018	5,914	9,951	5,271	2,988	2,310	11,347	900	38,680	1,448	288	13	168	0
2019	5,881	10,502	4,501	3,923	2,295	11,862	933	39,895	1,506	304	15	168	0
2020	5,258	11,149	5,601	3,998	2,232	11,842	941	41,021	1,553	315	14	168	0
2021	5,760	11,442	5,557	4,014	2,250	11,889	985	41,896	1,607	331	15	168	0
2022	4,885	13,175	5,157	4,625	1,994	12,112	1,062	43,010	1,659	349	16	168	0
2023	5,630	12,228	6,407	4,320	2,433	11,618	1,042	43,679	2,219	362	16	168	-397
2024	5,291	12,910	5,350	4,483	2,764	13,120	849	44,766	2,710	23	6	168	-379

[1] En BC incluye importación/exportación del WECC

[2] BC 2018 a 2022 demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS y Mulegé 2018-2023 demanda máxima no coincidente SIN

[3] + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.12 se presenta la potencia despachada en MW de las Unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología se desplace el parque de generación de Térmica Convencional.

CUADRO 8.12 GENERACIÓN EN MW POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 20:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2018-2024

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2018	109	18,525	0	123	2,545	2,663	0	279	6,621	3,830	810	481	0	2,144	550	38,680
2019	117	21,001	0	280	2,663	3,462	0	288	7,338	2,290	810	505	0	591	550	39,895
2020	122	21,226	0	275	2,616	4,376	0	341	7,667	1,637	810	1,078	0	323	550	41,021
2021	122	22,140	0	277	2,616	4,506	0	341	7,868	1,638	810	1,018	0	11	550	41,896
2022	122	23,606	0	284	2,616	5,244	0	341	7,561	976	810	892	0	11	550	43,012
2023[1]	122	26,900	0	198	2,638	5,565	0	676	6,599	975	810	815	0	11	550	45,858
2024[2]	122	28,888	0	175	2,552	6,198	0	682	5,785	975	810	778	0	11	550	47,526

[1] Incluye generación de Baja California Norte

[2] Incluye generación de Baja California Norte, Baja California Sur y Mulegé

Las figuras 8.28, 8.29 y 8.30 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de invierno 2020, 2022 y 2024 para las Gerencias de Control Regional del Norte del país. Resaltando entre 2020 y 2022 el cambio de tensión entre las regiones de Cananea y Moctezuma de 230 a 400 kV con un incremento el flujo de potencia activa de 396 a 848 MW, aprovechando la generación hidráulica disponible en invierno, los Ciclos Combinados más eficientes del Noroeste.

El cambio de tensión en 2022 de las regiones de Cananea y Moctezuma permite la incorporación de Centrales Eléctricas Eólicas y con base a gas natural en Baja California, de acuerdo con los pronósticos de evolución de precios de combustibles de la SENER el precio es menor es esta región. Lo que da un mayor uso de la línea en corriente directa entre Cucapah y Seri.

Entre 2022 y 2024 se incrementa la transmisión entre los corredores NORTE ⇨ SUR en 1500 MW, lo que da un mayor aprovechamiento de la generación con base a gas natural instalada en el norte del país, así como una mayor penetración de Centrales Eléctricas Eólicas en los estados de Coahuila y Tamaulipas.

Las figuras 8.31, 8.32 y 8.33 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de invierno 2020, 2022 y 2024 para las Gerencias de Control Regional del Sur del país. Resaltando en 2022 la línea corriente directa bipolar entre Ixtepec Potencia y Yautepec Potencia y en 2024 la línea en corriente directa bipolar entre la región de Grijalva y la Riviera Maya.

En las figuras se muestra como el corredor de transmisión entre las subestaciones eléctricas Cerro Blanco - Tesistán que en 2020 opera entre el 85-90% de su límite operativo de transmisión, con la entrada de los proyectos de transmisión y de Centrales Eléctricas renovables y con base a gas natural en el periodo de análisis, se reduce hasta operar en rangos entre 65-70%, debido a una mejor administración de las hidroeléctricas en el río Santiago, haciendo más eficiente al mercado eléctrico mayorista.

La entrada de Centrales Eléctricas con base a gas natural en la región de Poza Rica con la llegada del gasoducto transmarino incrementa la transmisión hacia al Central, operando el corredor de transmisión a valores entre el 80-85% de su capacidad.

FIGURA 8.28 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 20:00 HS

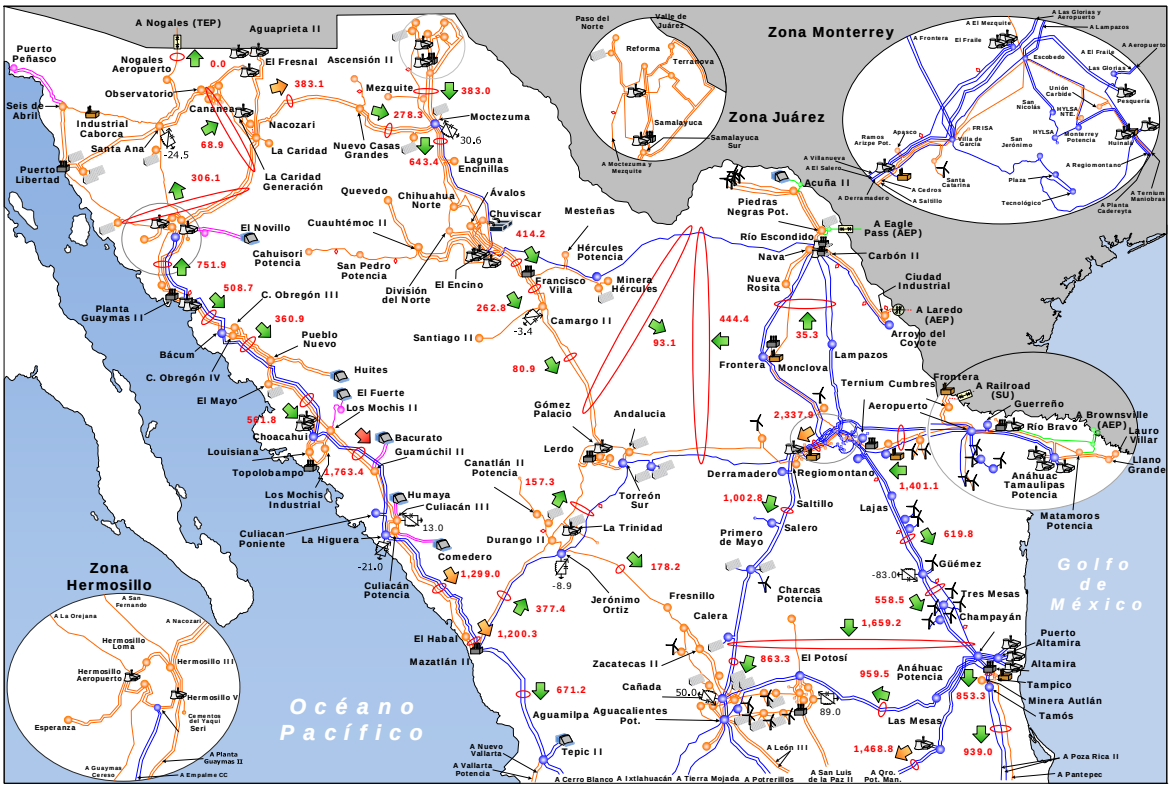


FIGURA 8.29 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 20:00 HS

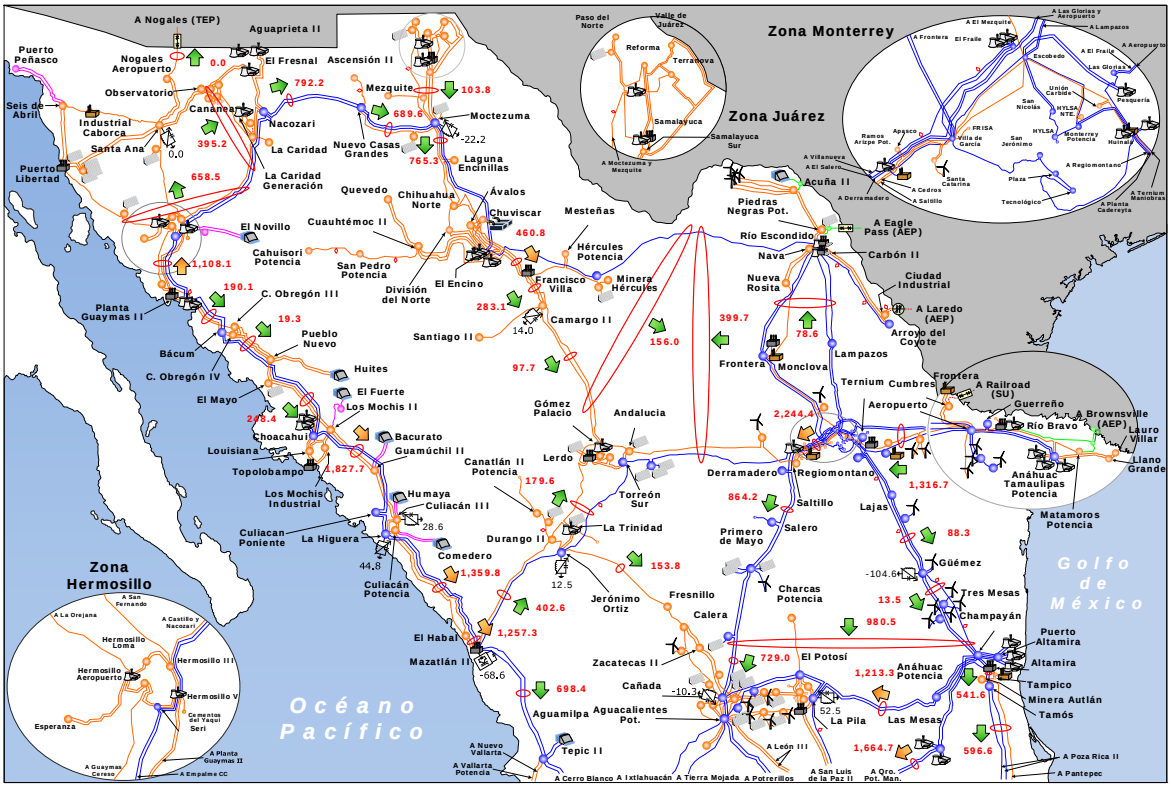


FIGURA 8.30 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 20:00 HS

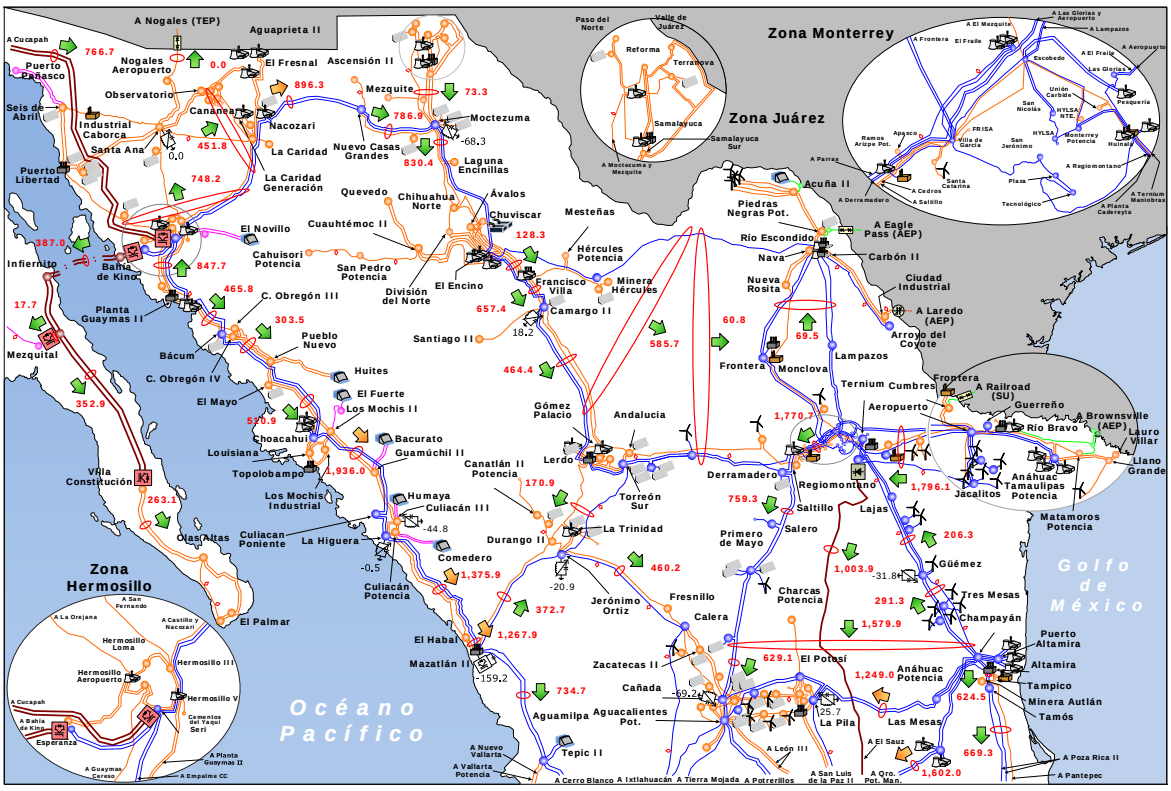


FIGURA 8.31 CONDICIONES OPERATIVAS 2020 20:00 HS

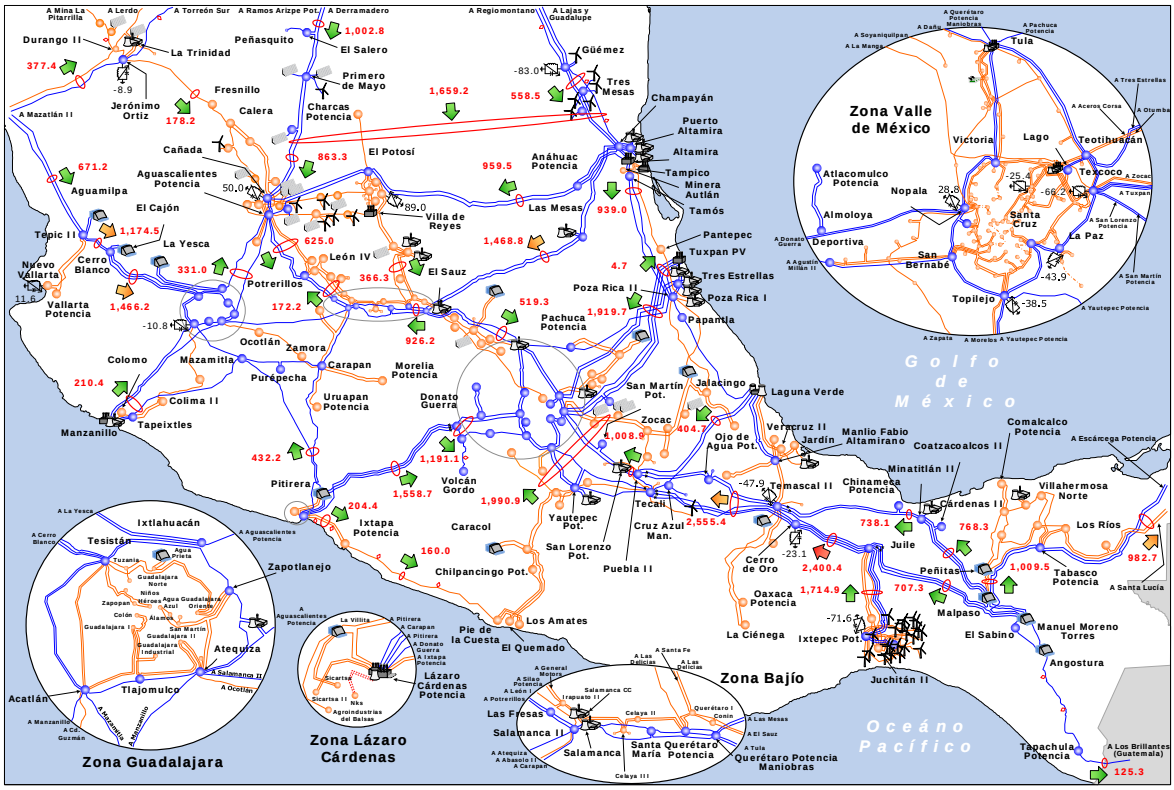


FIGURA 8.32 CONDICIONES OPERATIVAS 2022 20:00 HS

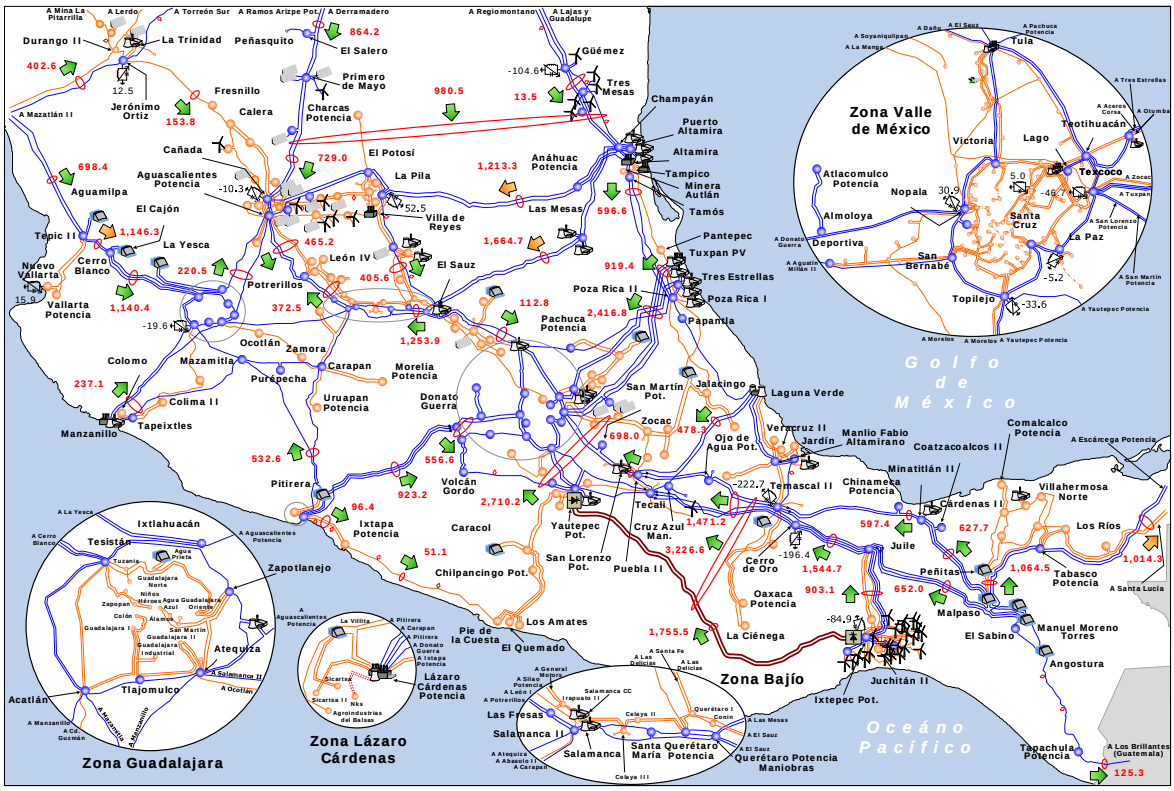
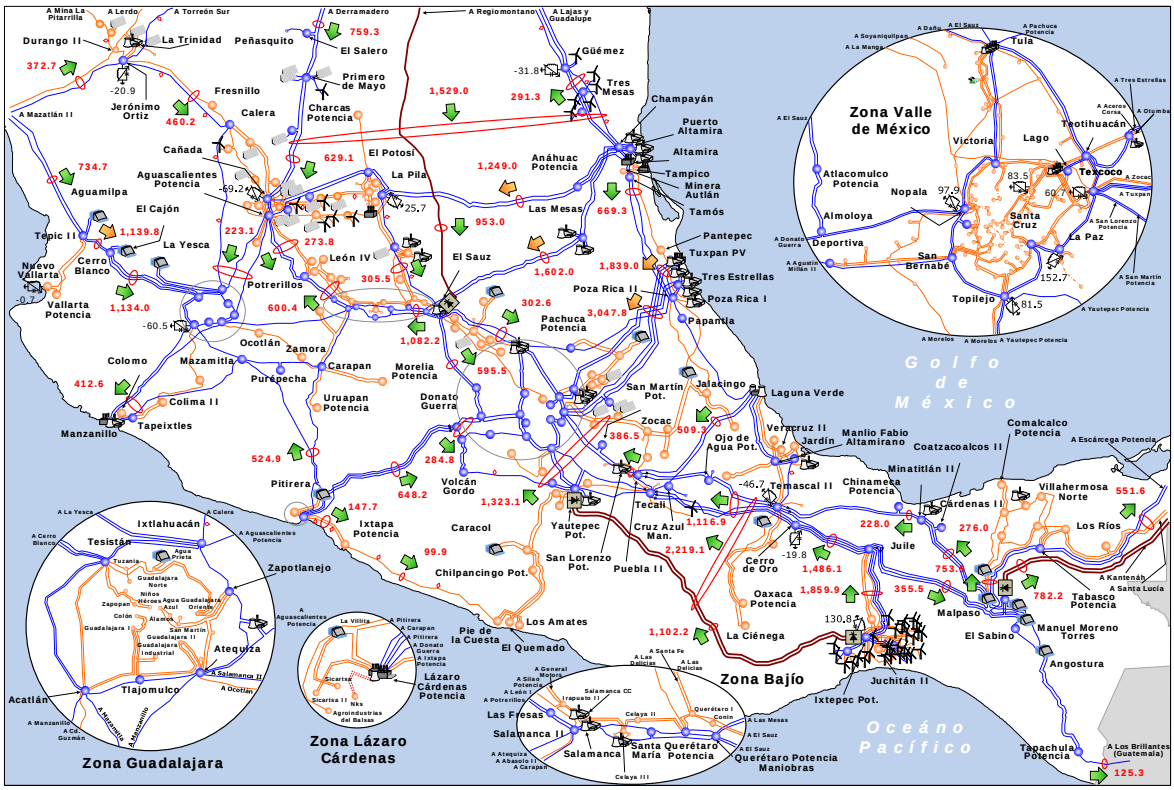


FIGURA 8.33 CONDICIONES OPERATIVAS 2024 20:00 HS



Límites de transmisión 2018 y 2024

En la figura 8.34, se presentan los límites de transmisión para 2018-2024 Entre los años 2017 y 2022 sólo se integra a la RNT del SIN los proyectos asociados a las centrales de ciclo combinado autorizados a CFE por la SHCP y las redes en 400 kV entre Moctezuma-Chihuahua y Los Mochis-Culiacán.

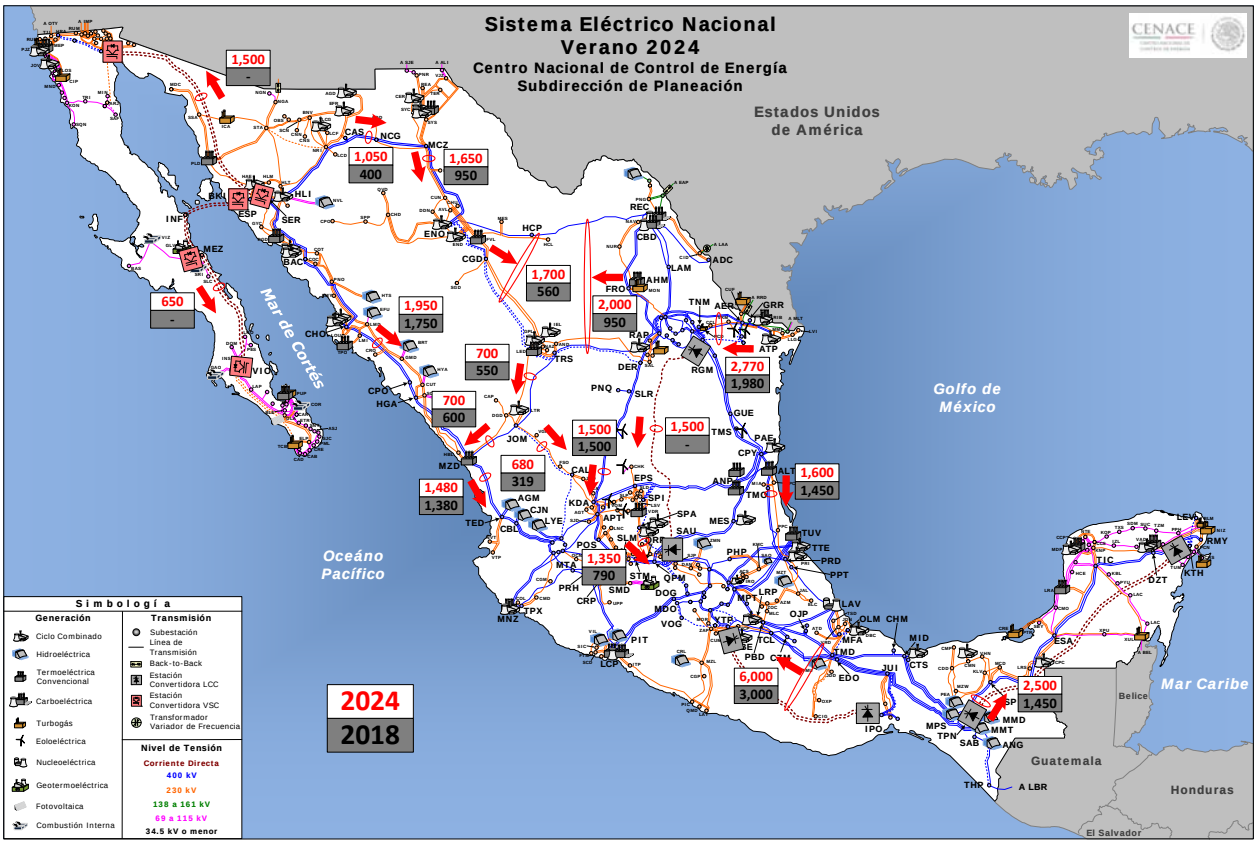
La entrada de la red de transmisión propuesta para el mercado eléctrico mayorista incrementará la capacidad de transmisión.

A partir de 2022 cuando se integran las secciones de la Macro Red se aumenta significativamente los límites de transmisión y el flujo de potencia entre las GCR Noroeste, Norte, Noreste hacia Occidental y Central:

- Cambio de tensión Cananea-Moctezuma
- Cambio de tensión Moctezuma-Chihuahua
- Red en 400 kV entre Chihuahua-Laguna
- Segundo circuito en 400 kV entre Laguna-Saltillo.
- Primer circuito en 400 kV entre Durango – Zacatecas.
- Primero circuito en 400 kV entre Zacatecas – Guadalajara. Incrementa el corredor Aguascalientes-Guadalajara.
- Primer circuito en 400 kV entre las regiones de San Luis Potosí – Querétaro, incrementa la transmisión entre las regiones de San Luis Potosí, San Luis de la Paz y Querétaro, uno de los principales corredores industriales del Bajío y con gran capacidad de integración de Centrales Eléctricas renovables con fuente primaria solar y viento.
- Primer polo de la línea de corriente directa Bipolar entre Monterrey-Querétaro, transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país.
- Doble circuito en 400 kV entre las subestaciones eléctricas El Sauz – Atlacomulco Potencia.
- STATCOM en 400 kV en subestación eléctrica Mazatlán II, con aumento de transmisión entre Los Mochis a Tepic II.

El impacto en la transmisión hacia la península de Yucatán con la entrada de la línea en corriente directa bipolar entre las regiones de Grijalva y Riviera Maya es un incremento del 80%.

FIGURA 8.34 COMPARATIVA ENTRE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN 2018 Y 2024



AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

Objetivos de la Planeación

La planeación de la RNT y las RGD del MEM se realiza con el objetivo principal de asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional opere en condiciones normales y seguras, minimizando las restricciones de transmisión y pérdidas de energía eléctrica, incentivando la integración de generación renovable, incorporando tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes y reduciendo los costos de producción; 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 Planeación de la RNT y las RGD del MEM

De acuerdo con la regulación en materia de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el punto de partida para la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización parten de la formación de los casos base, 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 y iv) el pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE.

Una vez integrados estos cuatro puntos y formados los casos base de la red eléctrica al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia 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 identificado y analizado los resultados del comportamiento de la red ante distintas circunstancias (p. ej. periodos de demandas máximas, con despachos bajos combinado y generación intermitente), se comienzan a realizar propuestas de red que optimizarían la operación del sistema; en algunos o todos los aspectos considerados en el código de red y las políticas públicas que apliquen: evitando congestiones, reduciendo pérdidas eléctricas, incrementando confiabilidad, permitiendo la integración de energías renovables, entre otros.

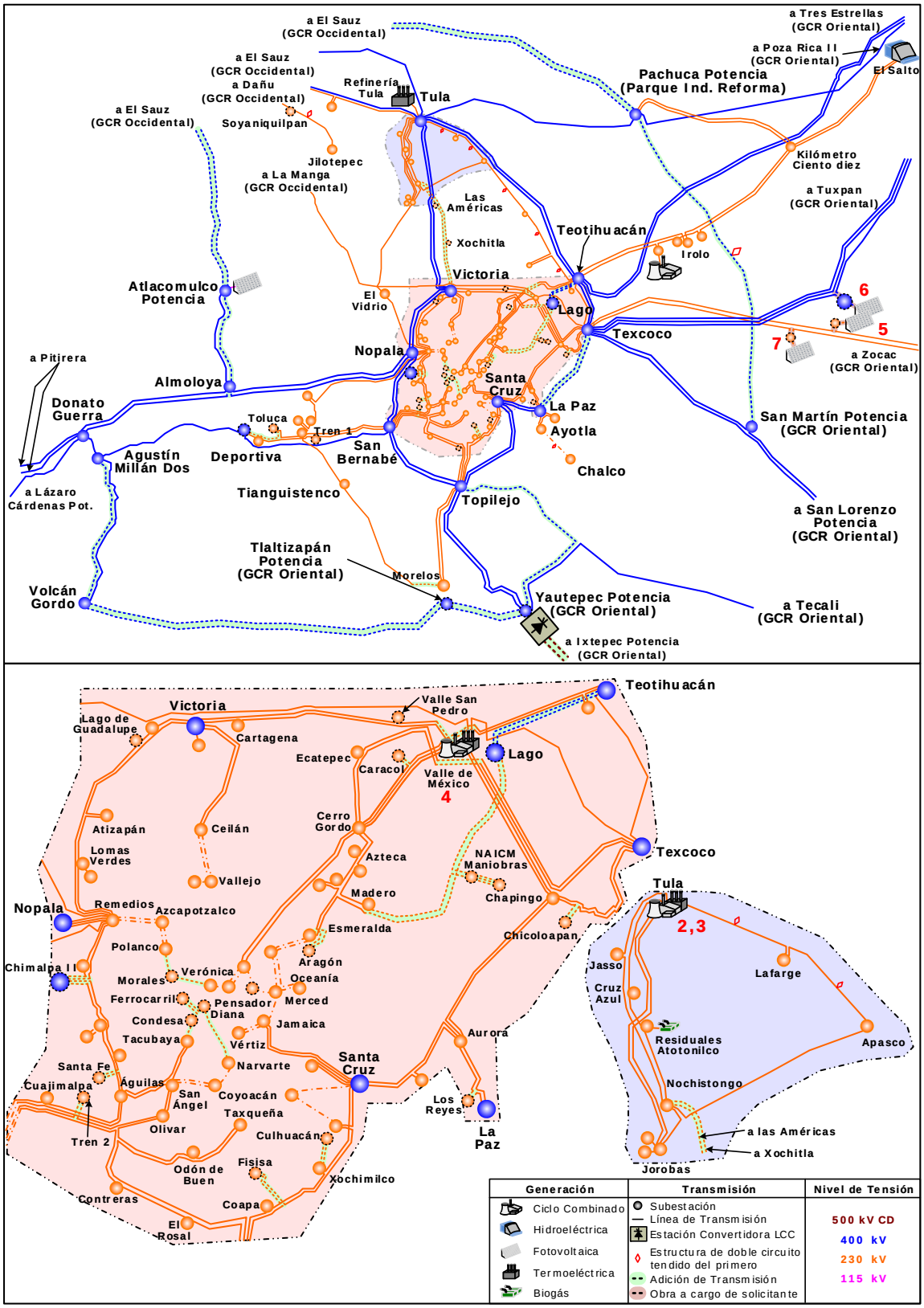
Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente sean equivalentes y que resuelvan la misma problemática. Para determinar la solución más efectiva, se realiza un análisis de mínimo costo total de largo plazo comparando las opciones. Finalmente, a la alternativa de refuerzo que resultó de menor costo, se le evalúa con un modelo económico que permita capturar los beneficios económicos del proyecto, a fin de poderlos contrastar con el costo de la obra y determinar la rentabilidad del mismo, en función de los indicadores económicos de: Relación Beneficio – Costo, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno.

Principales Proyectos de Generación y Transmisión para cada Gerencia de Control Regional 2018 – 2027

En las figuras 9.1 a 9.10 se presentan los principales proyectos de transmisión en el periodo 2018 - 2027 para cada Gerencia de Control Regional (GCR), así como de los sistemas aislados. Son mostrados solo aquellos proyectos que se integran a la red troncal de cada GCR. Adicionalmente, en los cuadros y figuras 9.1 a 9.10 se indican los proyectos de generación con fecha de entrada en operación del 2018 al 2022.

Los proyectos de generación con fecha de entrada en operación posterior a 2023, son resultado de un estudio de optimización a largo plazo, considerando la confiabilidad en zonas deficitarias y las fuentes de suministro de gas natural, por lo tanto, no existen solicitudes con prelación.

FIGURA 9.1 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2018 – 2027



CUADRO 9.1 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2018 – 2022

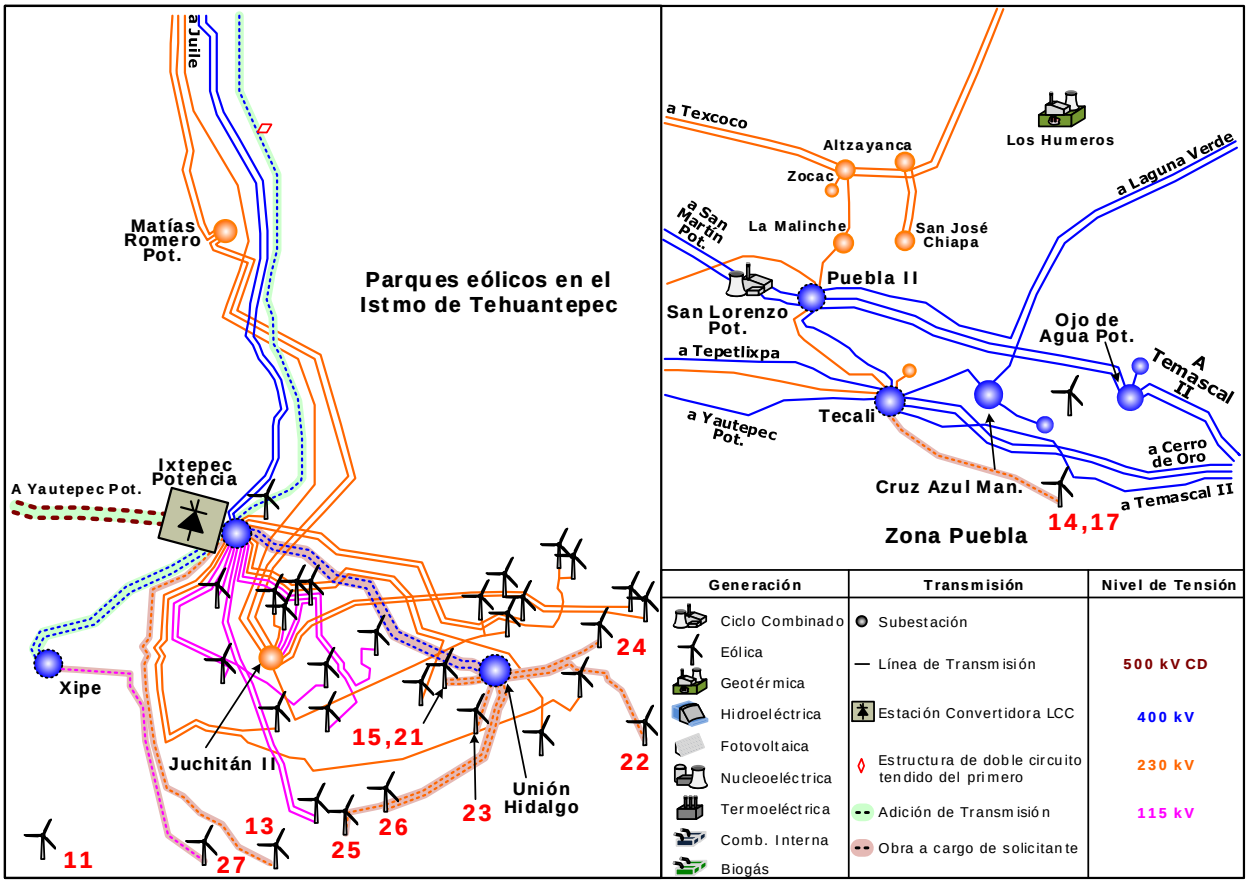
Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL1	CI	CIL	1.0	ene-18
2	RM CC Tula Paquete I	CC	CFE	275.0	abr-18
3	RM CC Tula Paquete II	CC	CFE	275.0	abr-18
4	CC Valle de México II	CC	CFE	615.2	oct-18
5	Central Eléctrica GEN56	FV	LIE	220.0	jun-19
6	Central Eléctrica GEN57	FV	LIE	500.0	jun-19
7	Central Eléctrica GEN83	FV	LIE	200.0	jun-20
Total				2,086.2	

CC	Ciclo Combinado	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
FV	Fotovoltaica	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE

FIGURA 9.2 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2018 – 2027

... Continuación

FIGURA 9.2 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2018 – 2027

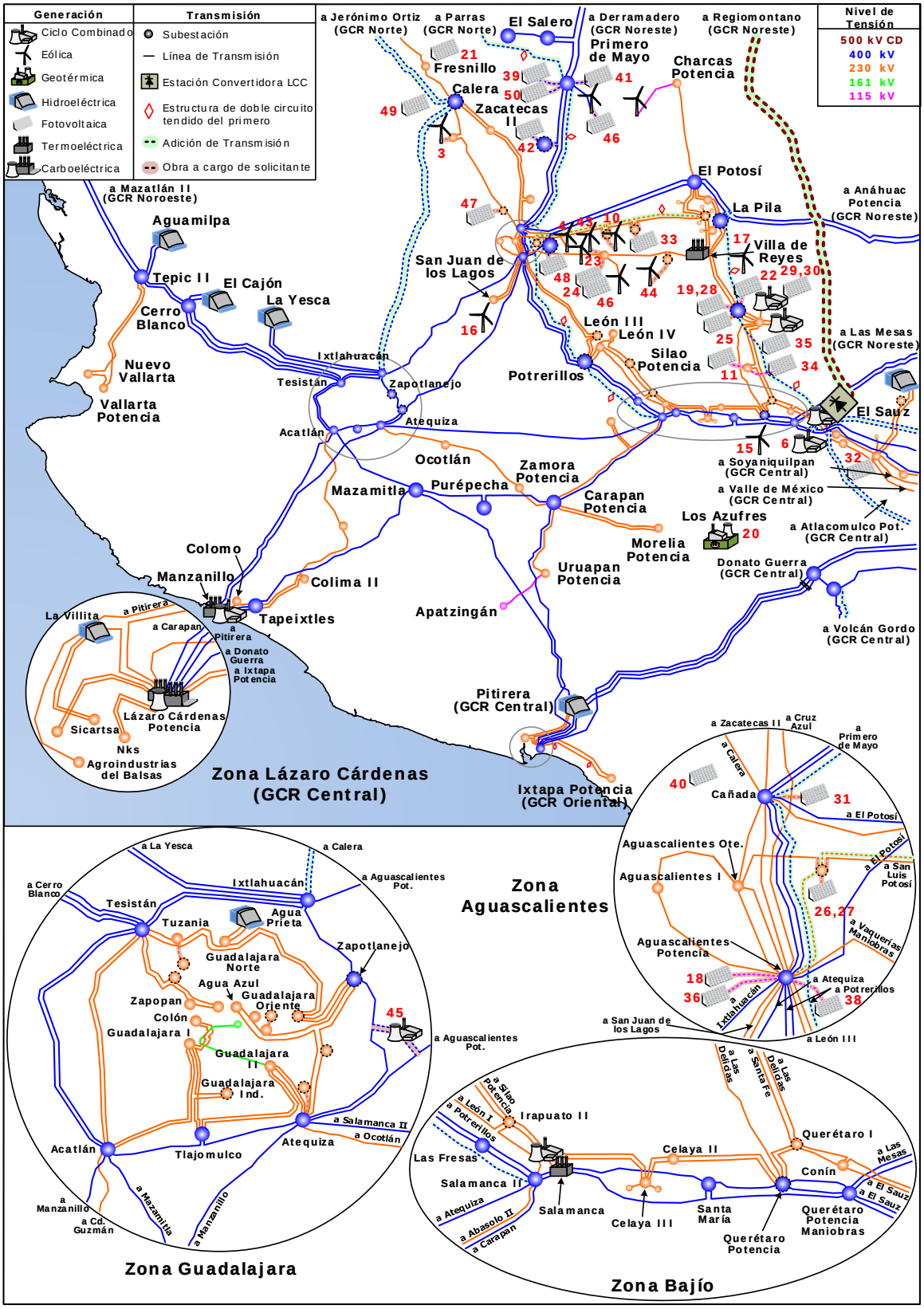


CUADRO 9.2 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	CC Centro	CC	CFE	642.0	feb-18
2	Central Eléctrica CIL6	EO	CIL	20.0	feb-18
3	Central Eléctrica CIL18	BM	CIL	50.0	mar-18
4	Central Eléctrica CIL19	CI	CIL	1.4	mar-18
5	Central Eléctrica GEN16	CI	LIE	3.0	mar-18
6	Central Eléctrica GEN17	CI	LIE	7.5	mar-18
7	Central Eléctrica CIL24	CC	CIL	275.0	abr-18
8	Central Eléctrica CIL44	COG	CIL	12.9	jun-18
9	Central Eléctrica GEN31	BG	LIE	1.1	ago-18
10	Central Eléctrica CIL48	EO	CIL	40.0	ago-18
11	Central Eléctrica CIL49	EO	CIL	15.0	ago-18
12	Central Eléctrica CIL51	FV	CIL	30.0	sep-18
13	Central Eléctrica CIL62	EO	CIL	396.0	nov-18
14	Central Eléctrica CIL67	EO	CIL	110.0	dic-18
15	Central Eléctrica GEN47	EO	LIE	252.0	ene-19
16	RM CH Temascal Unidades 1 a 4	HID	CFE	14.2	feb-19
17	Central Eléctrica CIL69	EO	CIL	110.0	mar-19
18	Central Eléctrica CIL78	FV	CIL	30.0	jun-19
19	Central Eléctrica GEN72	FV	GEN	70.0	jun-19
20	Central Eléctrica CIL79	HID	CIL	14.5	jun-19
21	Central Eléctrica GEN77	EO	LIE	48.0	ene-20
22	Central Eléctrica GEN78	EO	LIE	200.0	ene-20
23	Central Eléctrica GEN79	EO	LIE	110.0	ene-20
24	Central Eléctrica GEN80	EO	LIE	200.0	ene-20
25	Central Eléctrica GEN81	EO	LIE	70.0	ene-20
26	Central Eléctrica GEN82	EO	LIE	100.0	ene-20
27	Central Eléctrica GEN98	EO	LIE	150.0	ene-22
28	CH Chicoasén II	HID	CFE	240.0	ene-22
Total				**3,212.5**	

BG	Biogás	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
BM	Biomasa	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
CC	Ciclo Combinado	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE
CI	Combustión Interna		
COG	Cogeneración		
EO	Eólica		
FV	Fotovoltaica		
HID	Hidroeléctrica		

FIGURA 9.3 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2018 – 2027



CUADRO 9.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN1	CI	LIE	1.1	ene-18
2	Central Eléctrica GEN2	CI	LIE	1.1	ene-18
3	Central Eléctrica CIL3	EO	CIL	90.0	ene-18
4	Central Eléctrica CIL12	EO	CIL	71.0	mar-18
5	Central Eléctrica GEN11	BG	LIE	2.8	mar-18
6	Central Eléctrica CIL13	CC	CIL	53.7	mar-18
7	Central Eléctrica GEN12	CC	LIE	19.6	mar-18
8	Central Eléctrica GEN13	CI	LIE	2.7	mar-18
9	Central Eléctrica GEN14	CI	LIE	5.9	mar-18
10	Central Eléctrica CIL14	EO	CIL	76.0	mar-18
11	Central Eléctrica CIL15	FV	CIL	30.0	mar-18
12	Central Eléctrica GEN15	FV	LIE	6.2	mar-18
13	Central Eléctrica CIL16	FV	CIL	3.0	mar-18
14	Central Eléctrica CIL17	HID	CIL	6.0	mar-18
15	Central Eléctrica CIL40	EO	CIL	30.0	jun-18
16	Central Eléctrica CIL41	EO	CIL	40.0	jun-18
17	Central Eléctrica CIL42	EO	CIL	63.0	jun-18
18	Central Eléctrica GEN27	FV	LIE	62.5	jun-18
19	Central Eléctrica CIL43	FV	CIL	30.0	jun-18
20	CG Azufres III Fase II	GEO	CFE	25.0	jun-18
21	Central Eléctrica CIL46	FV	CIL	15.0	jul-18
22	Central Eléctrica CIL47	FV	CIL	30.0	ago-18
23	Central Eléctrica CIL50	EO	CIL	30.0	sep-18
24	Central Eléctrica GEN33	FV	LIE	100.0	sep-18
25	Central Eléctrica GEN34	FV	LIE	250.0	sep-18
26	Central Eléctrica GEN35	FV	LIE	150.0	sep-18
27	Central Eléctrica GEN40	FV	LIE	140.0	oct-18
28	Central Eléctrica CIL61	FV	CIL	60.0	nov-18
29	Central Eléctrica GEN42	FV	LIE	30.0	dic-18
30	Central Eléctrica GEN43	FV	LIE	30.0	dic-18

... Continuación

CUADRO 9.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
31	Central Eléctrica GEN44	FV	LIE	200.0	dic-18
32	Central Eléctrica GEN46	FV	LIE	100.0	ene-19
33	Central Eléctrica CIL71	FV	CIL	170.0	abr-19
34	Central Eléctrica GEN54	FV	LIE	30.0	may-19
35	Central Eléctrica CIL72	FV	CIL	30.0	may-19
36	Central Eléctrica GEN55	FV	LIE	126.0	may-19
37	Central Eléctrica CIL77	FV	CIL	40.0	jun-19
38	Central Eléctrica GEN67	FV	LIE	29.7	jun-19
39	Central Eléctrica GEN68	FV	LIE	150.0	jun-19
40	Central Eléctrica GEN69	FV	LIE	100.0	jun-19
41	Central Eléctrica GEN70	FV	LIE	400.0	jun-19
42	Central Eléctrica GEN71	FV	LIE	300.0	jun-19
43	Central Eléctrica CIL84	EO	CIL	64.0	jul-19
44	Central Eléctrica CIL85	EO	CIL	105.0	nov-19
45	Central Eléctrica GEN76	CC	LIE	874.0	dic-19
46	Central Eléctrica CIL88	FV	CIL	40.0	dic-19
47	Central Eléctrica GEN94	FV	LIE	95.0	jun-20
48	Central Eléctrica GEN95	FV	LIE	330.0	jun-20
49	Central Eléctrica GEN96	FV	LIE	80.3	jun-20
50	Central Eléctrica GEN97	FV	LIE	150.0	jun-21
Total				**4,868.7**	

BG Biogás
CC Ciclo Combinado
CI Combustión Interna
EO Eólica
FV Fotovoltaica
GEO Geotérmica
HID Hidroeléctrica

CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
CIL Contrato de Interconexión Legado
LIE Permiso como Generador al amparo de la LIE

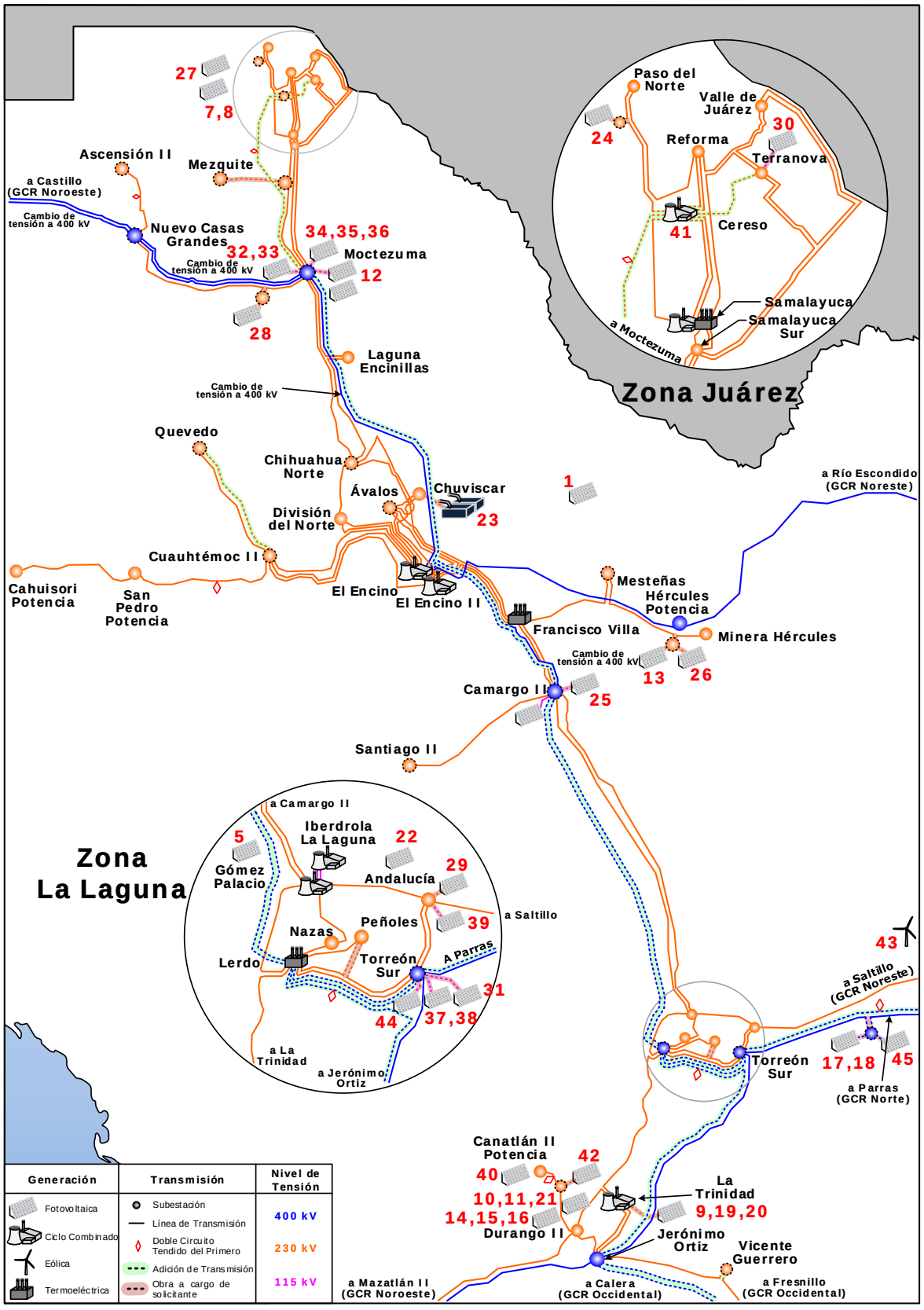
FIGURA 9.4 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2018 – 2027

CUADRO 9.4 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL2	FV	CIL	21.6	ene-18
2	Termosolar Agua Prieta II	TS	CFE	14.0	ene-18
3	Central Eléctrica GEN8	EO	LIE	2.0	mar-18
4	CC Empalme I	CC	CFE	770.2	abr-18
5	CC Empalme II	CC	CFE	791.2	abr-18
6	Central Eléctrica CIL30	FV	CIL	100.0	jun-18
7	Central Eléctrica GEN24	FV	LIE	125.0	jun-18
8	Central Eléctrica CIL31	FV	CIL	30.0	jun-18
9	Central Eléctrica GEN30	CC	LIE	26.6	ago-18
10	Central Eléctrica CIL66	FV	CIL	100.0	dic-18
11	CC Topolobampo II	CC	CFE	887.4	ene-19
12	Central Eléctrica GEN45	FV	LIE	90.0	ene-19
13	Central Eléctrica CIL68	FV	CIL	125.0	ene-19
14	Central Eléctrica CIL70	FV	CIL	25.0	abr-19
15	Central Eléctrica GEN53	FV	LIE	110.0	may-19
16	Central Eléctrica GEN61	FV	LIE	180.0	jun-19
17	CC Topolobampo III	CC	CFE	765.8	ene-20
18	Central Eléctrica GEN89	FV	LIE	200.0	jun-20
19	Central Eléctrica GEN90	FV	LIE	100.0	jun-20
20	Central Eléctrica GEN91	FV	LIE	99.0	jun-20
21	Central Eléctrica GEN92	FV	LIE	99.0	jun-20
Total				**4,661.7**	

CC	Ciclo Combinado	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
EO	Eólica	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
FV	Fotovoltaica	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE
TS	Termosolar		

FIGURA 9.5 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2018 – 2027



CUADRO 9.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL9	FV	CIL	30.0	mar-18
2	Central Eléctrica GEN9	BG	LIE	2.0	mar-18
3	Central Eléctrica GEN10	CI	LIE	5.9	mar-18
4	Central Eléctrica CIL10	CI	CIL	2.6	mar-18
5	Central Eléctrica CIL11	FV	CIL	30.0	mar-18
6	Central Eléctrica GEN21	CI	LIE	1.0	abr-18
7	Central Eléctrica CIL21	FV	CIL	30.0	abr-18
8	Central Eléctrica CIL22	FV	CIL	30.0	abr-18
9	Central Eléctrica CIL23	FV	CIL	30.0	abr-18
10	Central Eléctrica CIL25	FV	CIL	10.0	may-18
11	Central Eléctrica CIL26	FV	CIL	15.0	may-18
12	Central Eléctrica CIL32	FV	CIL	28.4	jun-18
13	Central Eléctrica CIL33	FV	CIL	28.4	jun-18
14	Central Eléctrica CIL34	FV	CIL	4.0	jun-18
15	Central Eléctrica CIL35	FV	CIL	7.0	jun-18
16	Central Eléctrica CIL36	FV	CIL	4.0	jun-18
17	Central Eléctrica GEN25	FV	LIE	250.0	jun-18
18	Central Eléctrica GEN26	FV	LIE	330.0	jun-18
19	Central Eléctrica CIL37	FV	CIL	30.0	jun-18
20	Central Eléctrica CIL38	FV	CIL	30.0	jun-18
21	Central Eléctrica CIL39	FV	CIL	23.0	jun-18
22	Central Eléctrica CIL45	FV	CIL	30.0	jul-18
23	Central Eléctrica GEN41	CI	CIL	111.0	nov-18
24	Central Eléctrica CIL59	FV	CIL	150.0	nov-18
25	Central Eléctrica CIL60	FV	CIL	30.0	nov-18

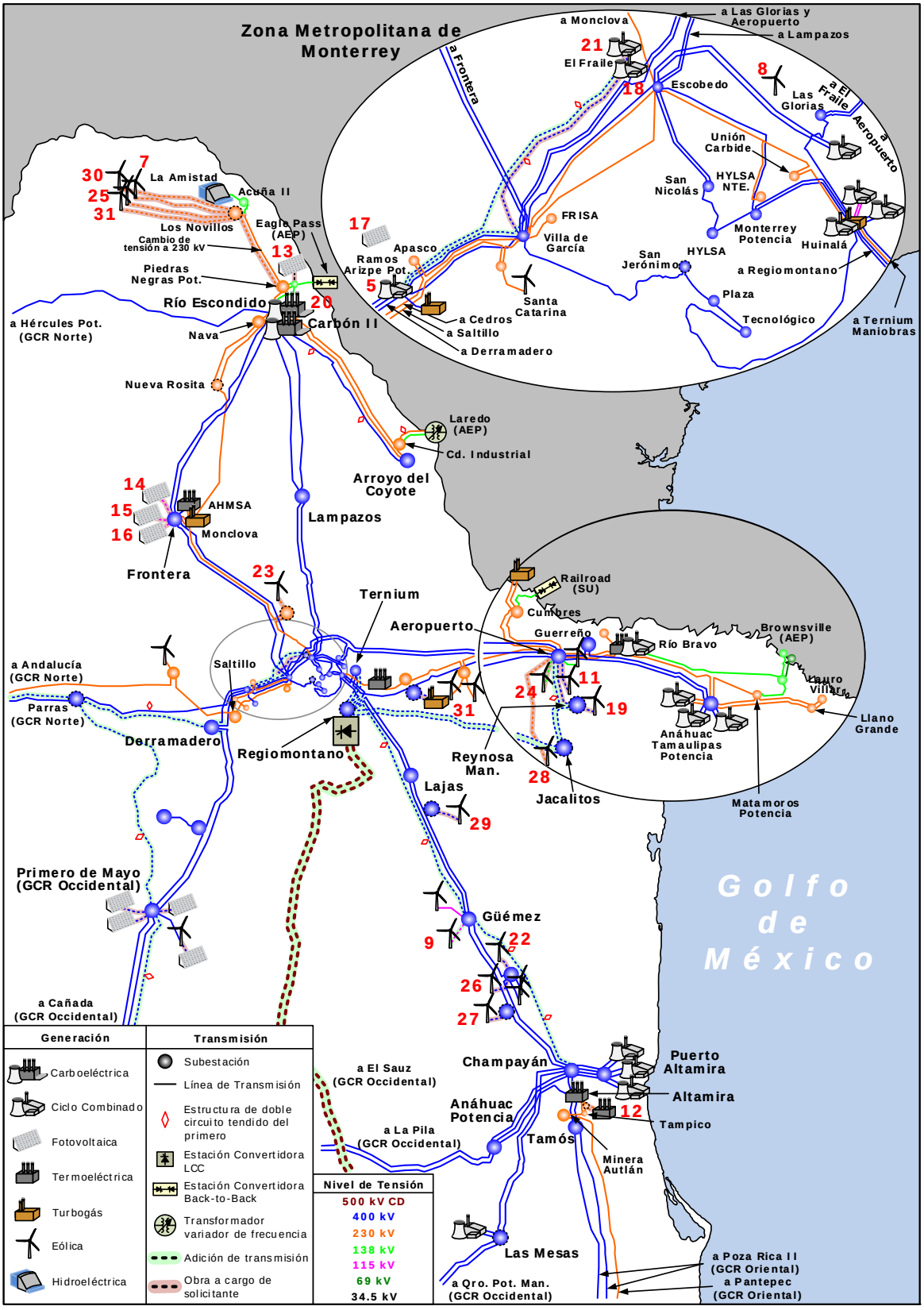
... Continuación

CUADRO 9.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
26	Central Eléctrica CIL64	FV	CIL	30.0	dic-18
27	Central Eléctrica CIL65	FV	CIL	30.0	dic-18
28	Central Eléctrica GEN62	FV	LIE	148.0	jun-19
29	Central Eléctrica GEN63	FV	LIE	82.9	jun-19
30	Central Eléctrica GEN64	FV	LIE	80.0	jun-19
31	Central Eléctrica GEN65	FV	LIE	101.1	jun-19
32	Central Eléctrica GEN66	FV	LIE	150.0	jun-19
33	Central Eléctrica CIL73	FV	CIL	30.0	jun-19
34	Central Eléctrica CIL74	FV	CIL	30.0	jun-19
35	Central Eléctrica CIL75	FV	CIL	30.0	jun-19
36	Central Eléctrica CIL76	FV	CIL	30.0	jun-19
37	Central Eléctrica CIL80	FV	CIL	29.8	jul-19
38	Central Eléctrica CIL81	FV	CIL	29.8	jul-19
39	Central Eléctrica CIL82	FV	CIL	29.7	jul-19
40	Central Eléctrica CIL83	FV	CIL	30.0	jul-19
41	CC Norte III	CC	CFE	906.7	sep-19
42	Central Eléctrica GEN73	FV	LIE	100.0	sep-19
43	Central Eléctrica CIL86	EO	CIL	50.0	dic-19
44	Central Eléctrica CIL87	FV	CIL	30.0	dic-19
45	Central Eléctrica GEN93	FV	LIE	150.0	jun-20
Total				**3,340.1**	

BG	Biogás	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
EO	Eólica	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE
FV	Fotovoltaica		

FIGURA 9.6 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2018 – 2027

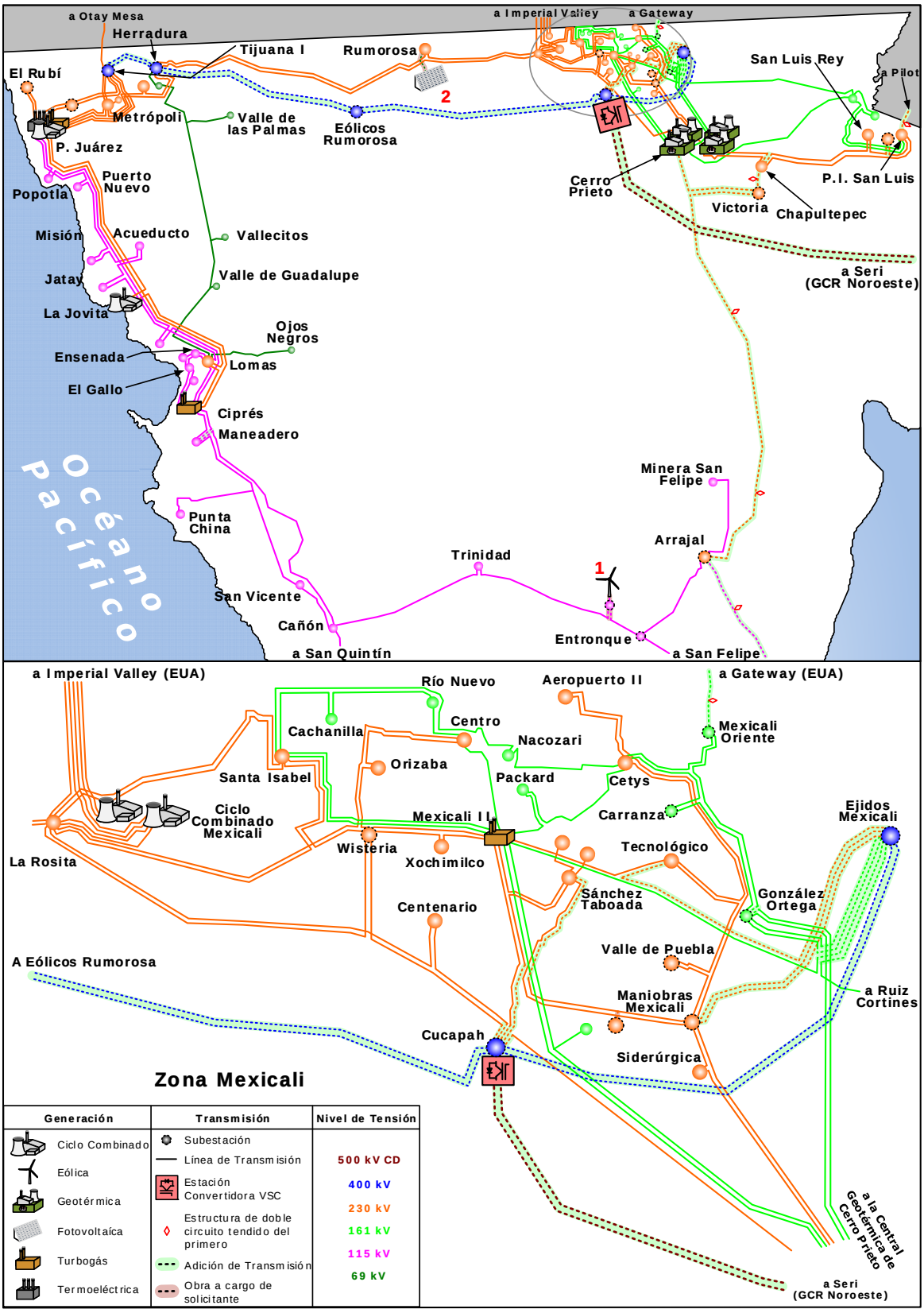


CUADRO 9.6 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN3	CI	LIE	1.0	feb-18
2	Central Eléctrica GEN4	CI	LIE	4.9	mar-18
3	Central Eléctrica GEN5	CI	LIE	14.8	mar-18
4	Central Eléctrica GEN6	COG	LIE	22.7	mar-18
5	Central Eléctrica CIL8	CC	CIL	60.9	mar-18
6	Central Eléctrica GEN7	TG	LIE	7.9	mar-18
7	Central Eléctrica CIL27	EO	CIL	200.0	jun-18
8	Central Eléctrica CIL28	EO	CIL	40.0	jun-18
9	Central Eléctrica CIL29	EO	CIL	118.0	jun-18
10	Central Eléctrica GEN23	FV	LIE	2.0	jun-18
11	Central Eléctrica GEN32	EO	LIE	168.0	sep-18
12	Central Eléctrica CIL52	CC	CIL	350.0	oct-18
13	Central Eléctrica CIL53	FV	CIL	10.0	oct-18
14	Central Eléctrica CIL54	FV	CIL	30.0	oct-18
15	Central Eléctrica CIL55	FV	CIL	30.0	oct-18
16	Central Eléctrica CIL56	FV	CIL	30.0	oct-18
17	Central Eléctrica CIL63	FV	CIL	30.0	dic-18
18	CC Escobedo	CC	CFE	857.2	ene-19
19	Central Eléctrica GEN48	EO	LIE	431.0	feb-19
20	CT José López Portillo	CAR	CFE	128.7	feb-19
21	Central Eléctrica GEN49	CC	LIE	1,000.0	mar-19
22	Central Eléctrica GEN50	EO	LIE	49.5	mar-19
23	Central Eléctrica GEN58	EO	LIE	250.0	jun-19
24	Central Eléctrica GEN59	EO	LIE	99.0	jun-19
25	Central Eléctrica GEN60	EO	LIE	99.0	jun-19
26	Central Eléctrica GEN74	EO	LIE	95.7	nov-19
27	Central Eléctrica GEN75	EO	LIE	300.0	dic-19
28	Central Eléctrica GEN84	EO	LIE	269.0	jun-20
29	Central Eléctrica GEN85	EO	LIE	300.0	jun-20
30	Central Eléctrica GEN86	EO	LIE	100.0	jun-20
31	Central Eléctrica GEN87	EO	LIE	149.0	jun-20
32	Central Eléctrica GEN88	TG	LIE	550.0	jun-20
Total				**5,798.3**	

CAR	Carboeléctrica	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
COG	Cogeneración	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
CC	Ciclo Combinado	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE
CI	Combustión Interna		
EO	Eólica		
FV	Fotovoltaica		
TG	Turbogás		

FIGURA 9.7 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2018 – 2027

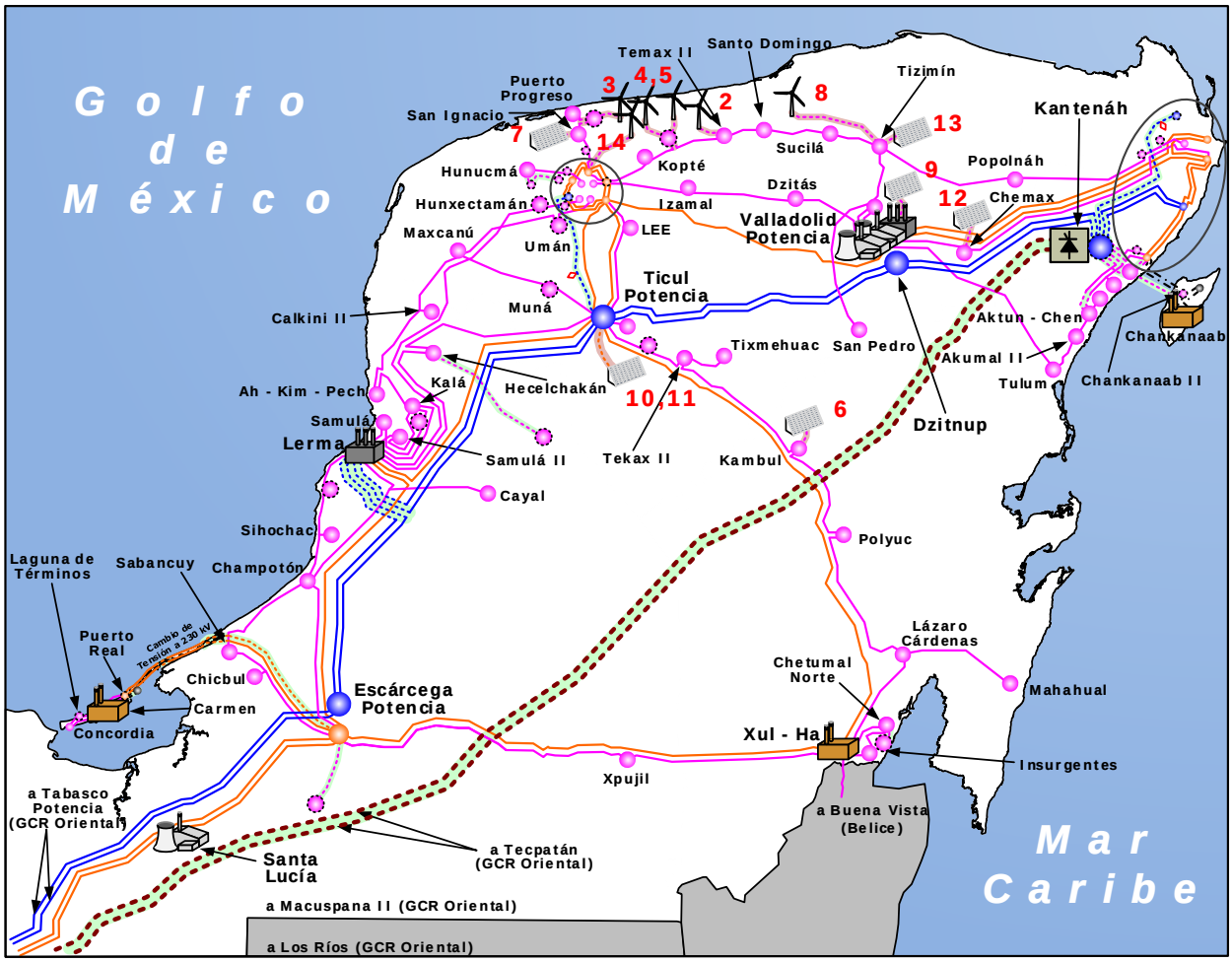


CUADRO 9.7 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL7	EO	CIL	30.0	mar-18
2	Central Eléctrica GEN52	FV	LIE	41.0	may-19
Total				**71.0**	

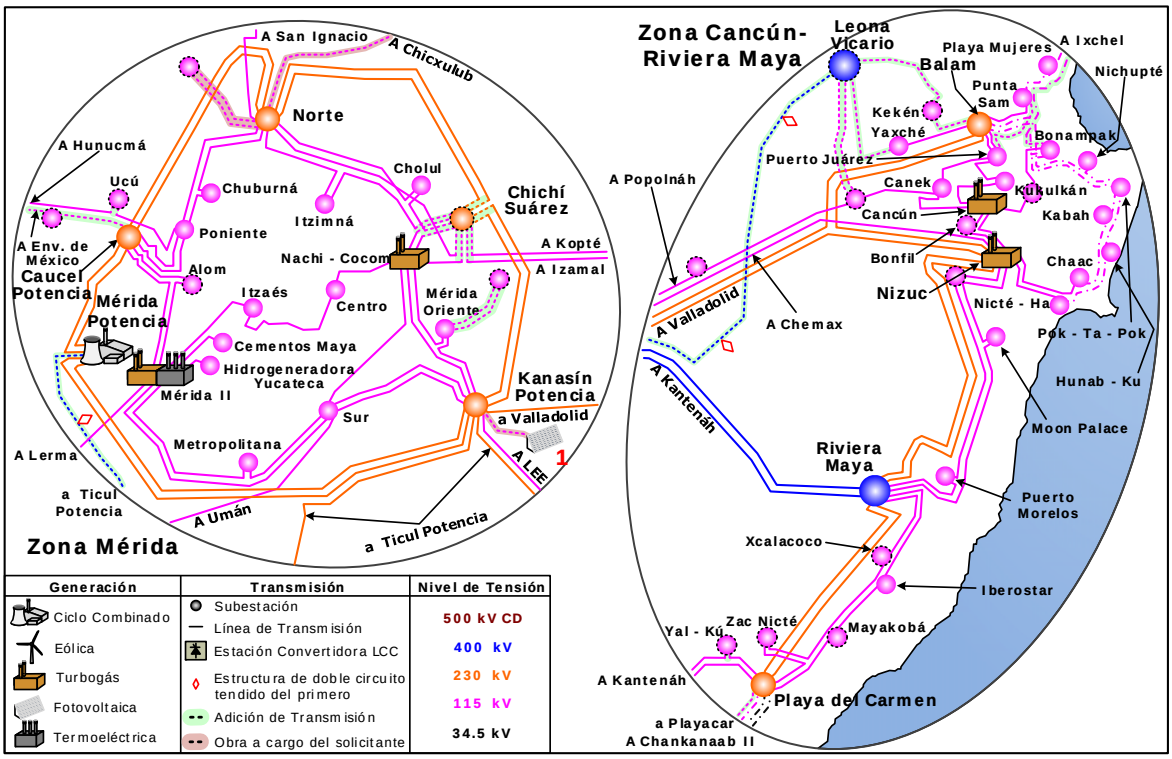
EO	Eólica	**CFE**	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
FV	Fotovoltaica	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
		LIE	Permiso como Generador al amparo de la LIE

FIGURA 9.8 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2018 - 2027



... Continuación

FIGURA 9.8 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2018 – 2027

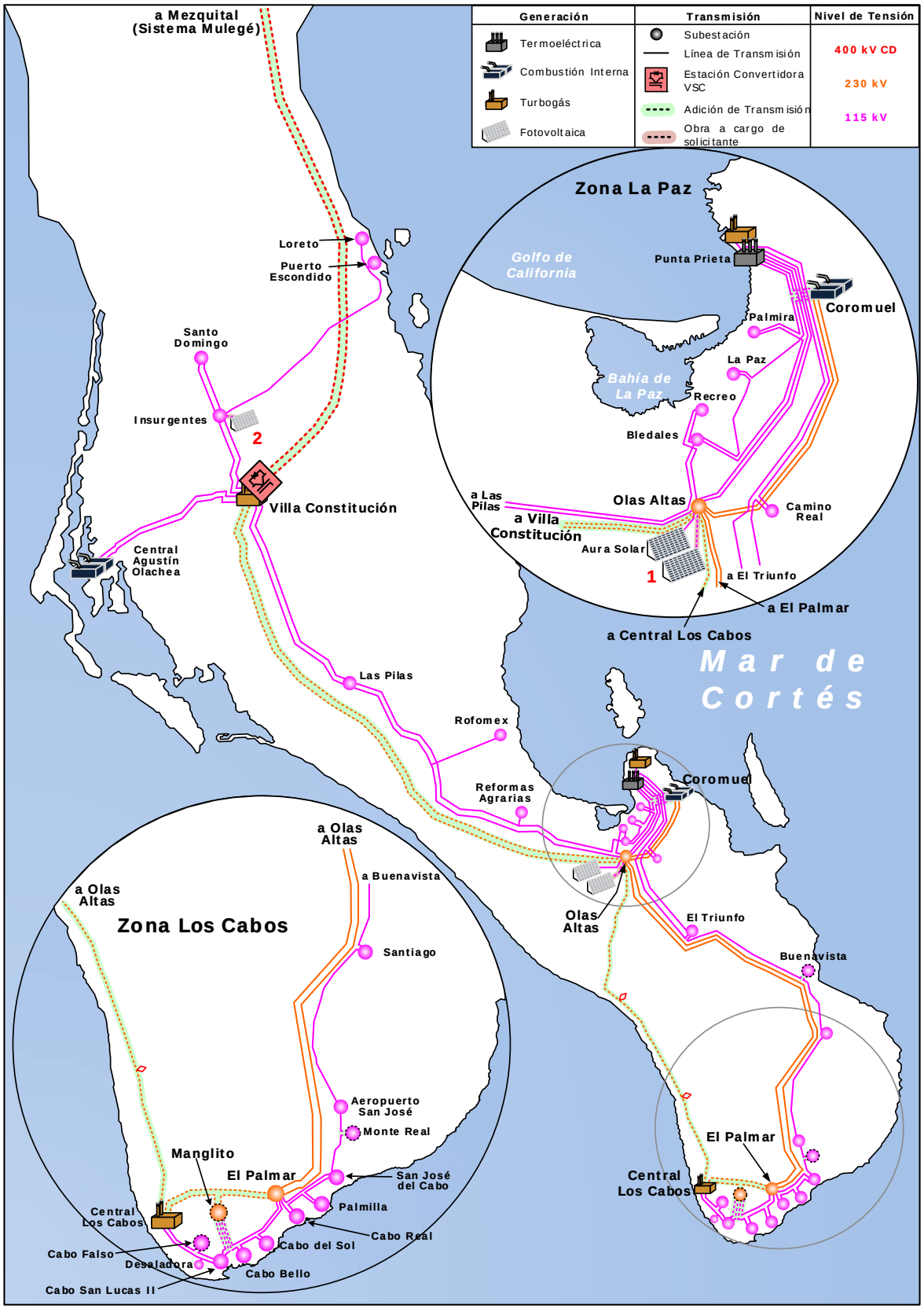


CUADRO 9.8 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL4	FV	CIL	30.0	ene-18
2	Central Eléctrica CIL20	EO	CIL	70.0	mar-18
3	Central Eléctrica GEN18	EO	LIE	90.0	mar-18
4	Central Eléctrica GEN19	EO	LIE	30.0	mar-18
5	Central Eléctrica GEN20	EO	LIE	30.0	mar-18
6	Central Eléctrica GEN28	FV	LIE	30.0	jun-18
7	Central Eléctrica GEN29	FV	LIE	18.0	jun-18
8	Central Eléctrica GEN36	EO	LIE	76.0	sep-18
9	Central Eléctrica GEN37	FV	LIE	70.0	sep-18
10	Central Eléctrica GEN38	FV	LIE	189.0	sep-18
11	Central Eléctrica GEN39	FV	LIE	94.5	sep-18
12	Central Eléctrica CIL57	FV	CIL	16.0	oct-18
13	Central Eléctrica CIL58	FV	CIL	16.0	oct-18
14	Central Eléctrica GEN51	EO	GEN	64.0	mar-19
Total				**823.5**	

EO	Eólica	**CIL**	Contrato de Interconexión Legado
FV	Fotovoltaica	**LIE**	Permiso como Generador al amparo de la LIE

FIGURA 9.9 SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2018 – 2027

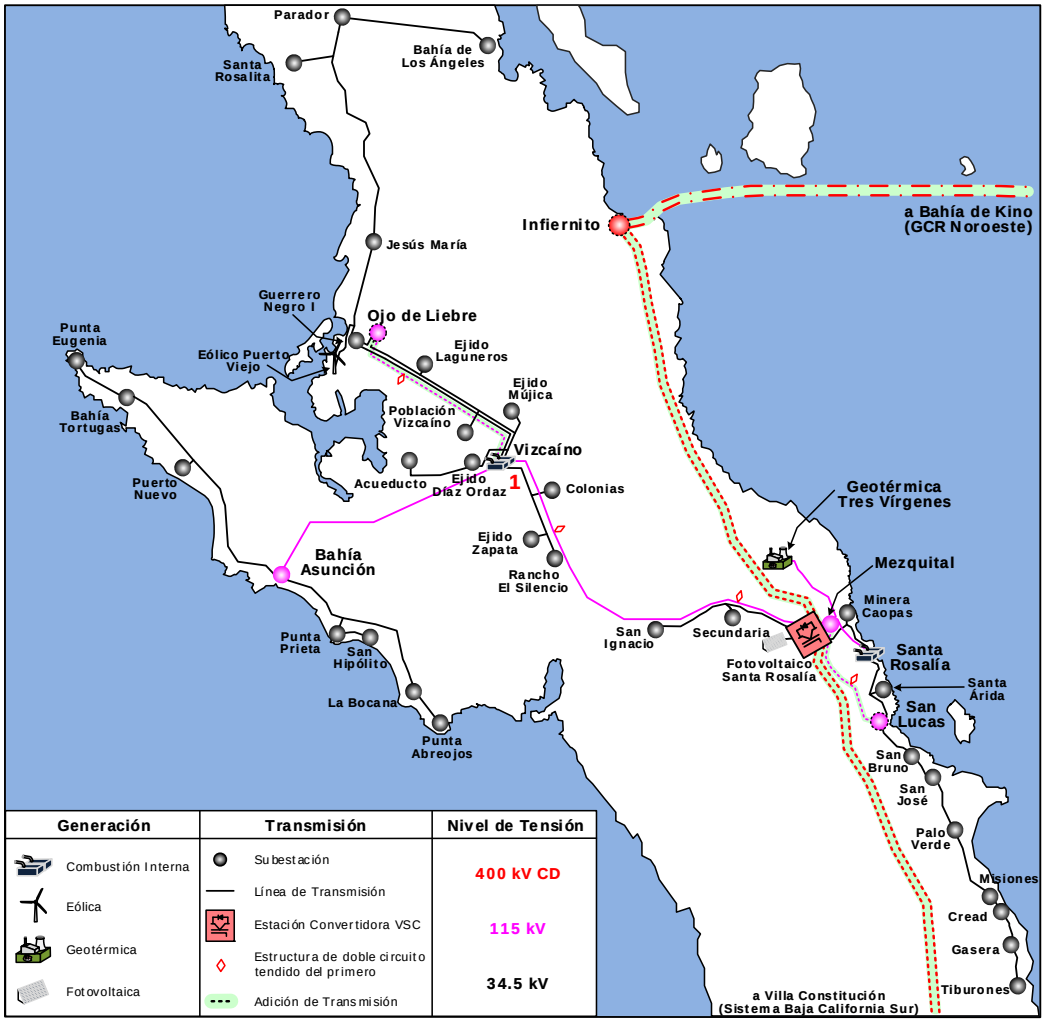


CUADRO 9.9 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica CIL5	FV	CIL	25.0	feb-18
2	Central Eléctrica GEN22	FV	LIE	23.0	jun-18
Total				**48.0**	

FV Fotovoltaica
CIL Contrato de Interconexión Legado
LIE Permiso como Generador al amparo de la LIE

FIGURA 9.10 SISTEMA MULEGÉ 2018 – 2027



CUADRO 9.10 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA MULEGÉ 2018 – 2022

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	CI Guerrero Negro IV	CI	CFE	7.5	oct-19
Total				**7.5**	

CI Combustión Interna
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad

Proyectos de Transmisión instruidos por la SENER hasta 2017

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. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contracto, los activos pasarán a la posesión del Estado.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAM las cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de Transmisión, Transformación y Compensación en Sistema Eléctrico Nacional para el suministro de energía en el mediano plazo.

En el cuadro 9.11 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos en cada año por la SENER (2015 a 2017), en donde se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión. Se indican aquellos que fueron instruidos previamente por la SENER.

El único proyecto que se solicita su cancelación es el de Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla, debido a que no se justifica técnica ni económicamente una vez actualizada la trayectoria de la línea de transmisión y la estimación del costo de inversión por parte de CFE Transmisión.

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, como se muestra en el cuadro 9.11.

El proyecto Interconexión Baja California – SIN será construido mediante la primera licitación para la participación privada en líneas de transmisión eléctrica en donde el ganador de la licitación gestionará y operará la infraestructura de transmisión requerida en este proyecto. Se estima la entrada en operación factible del proyecto antes del verano de 2023.

El proyecto de Interconexión de Baja California Sur-SIN se ha considerado con fecha de entrada en operación factible previo al verano de 2024, considerando los tiempos de construcción y considerando que no ha iniciado el proceso de licitación del proyecto.

CUADRO 9.11 PROYECTOS INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio 0007 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción			Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	
Obras de Compensación para la zona Noroeste y Península de Baja California	abr-17	jun-21	0	X		X	En 2017 se modificó alcance
Obras de Compensación para la zona Bajío	abr-19	may-19	0	X			
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	abr-17	NO REPORTA		X			CFE no reporta avance constructivo
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	abr-19	NO REPORTA		X			CFE no reporta avance constructivo, CENACE solicitará su cancelación
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	oct-19	dic-21	0	X			
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	abr-18	NO REPORTA		X			CFE no reporta avance constructivo
Dos Bocas Banco 7				X			Instruido en 2015, posteriormente cambia de alcance como proyecto Olmeca Banco 1 que no ha sido instruido
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA.	abr-19	ago-19	0		X		

... Continuación

CUADRO 9.11 PROYECTOS INSTRUIDOS POR LA SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio 0007 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción			Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	
Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas	abr-21	NO REPORTA			X		CFE no reporta avance constructivo
Chichí Suárez Banco 1	mar-20	mar-20	0		X	X	
Transmisión La Laguna	abr-18	sep-21	0		X	X	Se modifica el alcance del proyecto en PAM 2018-2032
Guadalajara Industrial	abr-19	dic-19	0		X		
Potrerillos	abr-19	mar-20	0		X	X	
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California	abr-21	EL CONTRATISTA GANADOR LLEVARÁ A CABO EL PROYECTO EN CORRIENTE DIRECTA Y CFE CONSTRUIRÁ LOS REFUERZOS DE CORRIENTE ALTERNA ASOCIADOS					Proyecto llevado a cabo mediante primera licitación para la participación privada en líneas de transmisión
Alvarado II y San Andrés II MVAr	abr-16	mar-19	0			X	
Amozoc y Acatzingo MVAr	abr-18	abr-19	0			X	
Ascensión II Banco 2	abr-18	mar-18	0			X	
Donato Guerra MVAr (traslado)	dic-15	jul-19	0			X	
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	abr-22	oct-21	0			X	
El Carrizo MVAr (traslado)	abr-18	mar-19	0			X	
El Habal Banco 2 (traslado)	abr-19	mar-19	0			X	
Esfuerzo MVAr	abr-19	mar-19	0			X	
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	oct-18	mar-19	0			X	
Frontera Comalapa MVAr	abr-17	mar-19	0			X	
Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	abr-19	sep-19	0			X	
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco	abr-19	oct-19	0			X	
Izúcar de Matamoros MVAr	abr-16	mar-19	0			X	
Kilómetro 110 - Tulancingo	sep-16	sep-19	0			X	
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	abr-17	oct-19	0			X	
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	oct-18	jul-19	0			X	
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	abr-22	jun-21	0			X	
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAr)	abr-16	abr-22	0			X	
Tabasco Potencia MVAr (traslado)	dic-17	abr-19	0			X	
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	abr-20	mar-19	0			X	
Sistema de Medición del MEM		dic-20	0			X	
Red Eléctrica Inteligente (REI)		dic-21	0			X	

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 Transmisión instruidos en 2015

Obras de Compensación para la zona Noroeste y Península de Baja California

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 / 1, 8	Capacitor	161	21.0	abr-17	jun-21	Baja California
Parque industrial San Luis MVAr / 1	Capacitor	161	21.0	abr-17	jun-21	Baja California
Total			**42.0**			

1/ Obra instruida
8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre

P15-BC4 Compensación de la zona Ensenada

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón MVAr / 1	Capacitor	115	7.5	abr-17	jun-21	Baja California
Total			**7.5**			

1/ Obra instruida

P15-BC5 Compensación de la zona Tijuana

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
México MVAr / 1	Capacitor	69	16.0	abr-17	jun-21	Baja California
Río MVAr / 1	Capacitor	69	16.0	abr-17	jun-21	Baja California
Total			**32.0**			

1/ Obra instruida

P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago MVAr / 1, 8	Capacitor	115	7.5	abr-17	jun-21	Baja California Sur
Total			**7.5**			

1/ Obra instruida
8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre

P15-BS2 Compensación de la zona Los La Paz

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bledales MVAr / 1, 8	Capacitor	115	12.5	abr-17	jun-21	Baja California Sur
Total			**12.5**			

1/ Obra instruida
8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre

P15-NO2 Compensación de la zona Guasave

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guamúchil II MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-17	jun-21	Noroeste
Total			**22.5**			

1/ Obra instruida

Obras de Compensación para la zona Bajío

P15-OC3 Compensación de la zona Guanajuato

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanajuato MVAr / 1, 23	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
Santa Fe II MVAr / 1, 23	Capacitor	115	30.0	abr-19	may-19	Occidental
Total			**52.5**			

1/ Obra instruida

23/ Proyecto con cambio de alcance

P15-OC4 Compensación de la zona León

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Galera MVAr / 1, 23	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
Total			**22.5**			

1/ Obra instruida

23/ Proyecto con cambio de alcance

P15-OC6 Compensación de la zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
Dolores Hidalgo MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
La Fragua MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
La Griega MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
Querétaro Oriente MVAr / 1	Capacitor	115	22.5	abr-19	may-19	Occidental
Total			**112.5**			

1/ Obra instruida

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) / 1, 23	Capacitor	69	8.1	abr-19	may-19	Occidental
Total			**8.1**			

1/ Obra instruida

23/ Proyecto con cambio de alcance

P15-OR6 Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec-Valle de México

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agustín Millán II - Volcán Gordo / 1, 4	400	2	48.1	oct-19	dic-21	Central
Volcán Gordo - Yautepec Potencia / 1, 3	400	2	128.5	oct-19	dic-21	Central
Ixtepec Potencia - Juile / 1, 3	400	2	138.7	oct-19	dic-21	Oriental
Xipe - Ixtepec Potencia / 1	400	2	100.8	oct-19	dic-21	Oriental
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia / 1, 6	± 500	2	1,221.2	oct-19	dic-21	Oriental
Yautepec Potencia - Topilejo (A3640) / 1, 5, 15	400	1	68.8	oct-19	dic-21	Oriental
Total			**1,706.1**			

1/ Obra instruida

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

5/ Recalibración

6/ Corriente Directa

15/ Reemplazo de Equipamiento serie y repotenciación del circuito con calibre 1113 ACSR a conductor de alta temperatura para incremento en capacidad a 1,500 MVA

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ixtepec Potencia Estación Convertidora LCC / 1	1	EC	3,600.0	± 500/400	oct-19	dic-21	Oriental
Xipe Banco 4 / 1	4	T	500.0	400/115	oct-19	dic-21	Oriental
Xipe Bancos 1, 2 y 3 / 1	10	AT	1,250.0	400/230	oct-19	dic-21	Oriental
Yautepec Potencia Estación Convertidora LCC / 1	1	EC	3,600.0	± 500/400	oct-19	dic-21	Oriental
Total			**8,950.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador
EC. Estación Convertidora
1/ Obra instruida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcán Gordo MVAr (reactor de línea) / 1	Reactor	400	66.6	oct-19	dic-21	Central
Xipe MVAr (reactor de bus) / 1	Reactor	400	100.0	oct-19	dic-21	Oriental
Total			**166.6**			

1/ Obra instruida

P15-OR1 Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Angostura - Tapachula Potencia / 1, 4	400	2	193.5	abr-17	dic-23	Oriental
Total			**193.5**			

1/ Obra instruida
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) / 1	Reactor	400	75.0	abr-17	dic-23	Oriental
Total			**75.0**			

1/ Obra instruida

P15-PE1 Línea de Transmisión en 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 - Playacar / 1, 12	115	1	2.5	abr-24	abr-24	Peninsular
Playacar - Chankanaab II / 1, 9	115	1	25.0	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**27.5**			

1/ Obra instruida
9/ Cable Submarino
12/ Circuito o tramo 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) / 1	2	T	120.0	115/34.5	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**120.0**				

T. Transformador
1/ Obra instruida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr / 41	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**30.0**			

41/ Obra identificada adicional al alcance del proyecto instruido

Proyectos de Transmisión instruidos en 2016

P16-NO8 Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora-Arizona EUA

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogales Aeropuerto - Back to Back Nogales (EUA) Tramo 1 / 1, 4	230	2	16.0	abr-19	ago-19	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Back to Back Nogales (EUA) Tramo 2 / 1, 3	230	2	11.0	abr-19	ago-19	Noroeste
Total			**27.0**			

1/ Obra instruida

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nogales Aeropuerto MVAr / 1	Capacitor	230	35.0	abr-19	ago-19	Noroeste
Total			**35.0**			

1/ Obra instruida

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 Nachi-Cocom - Cholul / 1	115	2	7.6	mar-20	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Itzimná / 1	115	2	7.6	mar-20	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Izamal / 1	115	2	8.4	mar-20	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia / 1	230	4	1.2	mar-20	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté / 1	115	2	6.0	mar-20	mar-20	Peninsular
Total			**30.8**			

1/ Obra instruida

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chichí Suárez Banco 1 / 1	4	AT	300.0	230/115	mar-20	mar-20	Peninsular
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

1/ Obra instruida

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 - California / 1, 23	115	1	5.3	abr-18	sep-21	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 1, 23	115	1	11,4	abr-18	sep-21	Norte
Total			**16.7**			

1/ Obra instruida

23/ Proyecto con cambio de alcance

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur Banco 3 / 1, 23	3	AT	375.0	400/230	abr-18	sep-21	Norte
Total			**375.0**				

AT. Autotransformador

1/ Obra instruida

23/ Proyecto con cambio de alcance

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) / 1, 25	230	4	4.5	abr-19	dic-19	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) / 1, 3	69	2	4.5	abr-19	dic-19	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) / 1, 5	69	1	1.8	abr-19	dic-19	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas / 1	69	1	2.9	abr-19	dic-19	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuerillas - Álamos / 1	69	2	9.0	abr-19	dic-19	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales / 1	69	1	1.7	abr-19	dic-19	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán / 1	69	2	0.2	abr-19	dic-19	Occidental
Total			**24.6**			

1/ Obra instruida
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 / 1	4	T	300.0	230/69	abr-19	dic-19	Occidental
Total			**300.0**				

T. Transformador
1/ Obra instruida

P16-OC2 Potrerillos Banco 4

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos - San Roque / 1, 3	115	2	8.0	abr-19	mar-20	Occidental
Potrerillos entronque León I - Ayala / 1	115	2	32.0	abr-19	mar-20	Occidental
Total			**40.0**			

1/ Obra instruida
3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos Banco 4 / 1	4	T	500.0	400/115	abr-19	mar-20	Occidental
León III Banco 3 (traslado) / 1	3	AT	100.0	230/115	abr-19	sep-20	Occidental
Total			**600.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador
1/ Obra instruida

P16-BCI Interconexión Sistema Interconectado Nacional – Baja California

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cucapah - Seri / 1, 6	± 500	2	1,400.0	abr-21	abr-23	Baja California
Cucapah - Eólico Rumorosa / 1	400	2	170.0	abr-21	abr-23	Baja California
Eólico Rumorosa - La Herradura / 1	400	2	120.0	abr-21	abr-23	Baja California
La Herradura - Tijuana I / 1, 7	400	2	32.0	abr-21	abr-23	Baja California
Cucapah - Sánchez Taboada / 1, 4	230	2	10.0	abr-21	abr-23	Baja California
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada / 1	230	2	2.0	abr-21	abr-23	Baja California
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II / 1	230	2	2.0	abr-21	abr-23	Baja California
Santa Ana - Nacozari / 1, 3, 7	230	2	160.0	abr-21	abr-23	Noroeste
Total			**1,896.0**			

1/ Obra instruida
3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
6/ Corriente Directa
7/ Operación Inicial en 230 kV

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cucapah Estación Convertidora LCC / 1	1	EC	1,800.0	± 500/400	abr-21	abr-23	Baja California
Cucapah Bancos 1 y 2 / 1	7	AT	875.0	400/230	abr-21	abr-23	Baja California
La Herradura Bancos 1 y 2 / 1	7	AT	875.0	400/230	abr-21	abr-23	Baja California
Seri Estación Convertidora LCC / 1	1	EC	1,800.0	± 500/400	abr-21	abr-23	Noroeste
Total			**5,350.0**				

AT. Autotransformador

EC. Estación Convertidora

1/ Obra instruida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Eólico Rumorosa MVAr (reactor de línea 1) / 1	Reactor	400	66.6	abr-21	abr-23	Baja California
Eólico Rumorosa MVAr (reactor de línea 2) / 1	Reactor	400	50.0	abr-21	abr-23	Baja California
Santa Ana MVAr (reactor de línea) / 1	Reactor	230	28.0	abr-21	abr-23	Noroeste
Total			**144.6**			

1/ Obra instruida

I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto - Reynosa Maniobras / 1, 3	400	2	29.0	abr-21	abr-23	Noreste
Jacalitos - Regiomontano / 1, 3	400	2	180.0	abr-21	abr-23	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos / 1	400	2	66.0	abr-21	abr-23	Noreste
Ternium Maniobras - Regiomontano / 3, 41	400	2	30.0	abr-21	abr-23	Noreste
Total			**305.0**			

1/ Obra instruida

3/ Tendido del primer circuito

41/ Obra identificada adicional al alcance del proyecto instruido

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jacalitos MVAr (reactor de bus) / 1	Reactor	400	133.3	abr-21	abr-23	Noreste
Jacalitos MVAr (reactor de línea) / 1	Reactor	400	66.7	abr-21	abr-23	Noreste
Total			**200.0**			

1/ Obra instruida

Proyectos de Transmisión instruidos en 2017

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 / 1	Capacitor	115	7.5	abr-16	mar-19	Oriental
San Andrés II MVAr / 1	Capacitor	115	7.5	abr-16	mar-19	Oriental
Total			**15.0**			

1/ Obra instruida

P17-OR6 Amozoc y Acatzingo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatzingo MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-18	mar-19	Oriental
Amozoc MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-18	mar-19	Oriental
Total			**30.0**			

1/ Obra instruida

P17-NT1 Ascensión II Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ascensión II Banco 2 (traslado) / 1	3	AT	100.0	230/115	abr-18	mar-18	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador
1/ Obra instruida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVAr / 1	Capacitor	115	7.5	abr-18	mar-18	Norte
Total			**7.5**			

1/ Obra instruida

P15-CE1 Donato Guerra MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Donato Guerra MVAr (traslado) / 1	Reactor	400	63.5	dic-15	jul-19	Central
Total			**63.5**			

1/ Obra instruida

P17-BC11 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 / 1, 3	230	2	125.0	abr-22	oct-21	Baja California
El Arrajal - San Felipe / 1, 3	115	2	50.0	abr-22	oct-21	Baja California
Total			**175.0**			

1/ Obra instruida
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 / 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	oct-21	Baja California
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador
1/ Obra instruida

M16-NO1 El Carrizo MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Carrizo MVAr (traslado) / 1	Capacitor	115	15.0	abr-18	mar-19	Noroeste
Total			**15.0**			

1/ Obra instruida

M16-NO2 El Habal Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Habal Banco 2 (traslado) / 1	3	AT	100.0	230/115	abr-19	mar-19	Noroeste
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador
1/ Obra instruida

P17-OR7 Esfuerzo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-19	mar-19	Oriental
Total			**15.0**			

1/ Obra instruida

P15-NO3 Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esperanza MVAr / 1	Reactor	13.8	21.0	oct-18	mar-19	Noroeste
Total			**21.0**			

1/ Obra instruida

P17-OR9 Frontera Comalapa MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera Comalapa MVAr / 1	Capacitor	115	7.5	abr-17	mar-19	Oriental
Total			**7.5**			

1/ Obra instruida

P17-BCI Interconexión BC-IID en Mexicali Oriente

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto IV / 1, 3	161	2	0.6	abr-19	sep-19	Baja California
Mexicali Oriente - Punto de Interconexión Frontera (Gateway) / 1, 3, 39	161	2	3.0	abr-19	sep-19	Baja California
Total			**3.6**			

1/ Obra instruida

3/ Tendido del primer circuito

39/ Dos conductores por fase

M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla–Temascal, Temascal–Coatzacoalcos, Temascal–Grijalva y Grijalva-Tabasco

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puebla II - San Lorenzo Potencia (A3930 y A3T20) / 1, 18	400	2	-	abr-19	oct-19	Oriental
Juile - Ixtepec Potencia (A3V30 y A3V40) / 1, 18	400	2	-	abr-19	oct-19	Oriental
Total			**3.6**			

1/ Obra instruida

18/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1500 MVA

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) / 1, 21	Capacitor	400	754.1	abr-19	oct-19	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 1, 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	oct-19	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 1, 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	oct-19	Oriental
Total			**2,171.9**			

1/ Obra instruida

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 / 1	Capacitor	115	12.5	abr-16	mar-19	Oriental
Total			**12.5**			

1/ Obra instruida

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 / 1	85	1	4.2	sep-16	sep-19	Central
Total			**4.2**			

1/ Obra instruida

P15-BC1 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 / 1	115	2	6.0	abr-17	oct-19	Baja California
Total			**6.0**			

1/ Obra instruida

P16-NO2 Compensación Reactiva Inductiva Seri

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seri MVAr / 1	Reactor	400	116.6	oct-18	jul-19	Noroeste
Total			**116.6**			

1/ Obra instruida

P16-BSI Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coromuel entronque Punta Prieta II - Palmira / 1	115	2	4.0	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Olas Altas - Pozo de Cota / 1, 3	230	2	130.0	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Villa Constitución - Olas Altas / 1	230	2	394.0	abr-22	abr-24	Baja California Sur
El Infiernito - Bahía de Kino / 1, 6, 9	± 400	2	210.0	abr-22	abr-24	Mulegé
El Infiernito - Mezquital / 1, 6	± 400	2	300.0	abr-22	abr-24	Mulegé
Mezquital - Villa Constitución / 1, 6	± 400	2	698.0	abr-22	abr-24	Mulegé
Bahía de Kino - Esperanza / 1, 6	± 400	2	100.0	abr-22	abr-24	Noroeste
Esperanza - Seri / 1	400	2	110.0	abr-22	abr-24	Noroeste
Total			**1,946.0**			

1/ Obra instruida
3/ Tendido del primer circuito
6/ Corriente Directa
9/ Cable Submarino

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coromuel Banco 1 / 1	4	AT	133.3	230/115	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Villa Constitución Banco 1 / 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Villa Constitución Estación Convertidora VSC / 1	1	EC	840.0	± 400/230	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Mezquital Estación Convertidora VSC / 1	1	EC	180.0	± 400/115	abr-22	abr-24	Mulegé
Esperanza Estación Convertidora VSC / 1, 3	1	EC	1,020.0	± 400/400	abr-22	abr-24	Noroeste
Total			**2,473.3**				

AT. Autotransformador
EC. Estación Convertidora
1/ Obra instruida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Central Diésel Los Cabos Condensador Síncrono / 1	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Olas Altas MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Punta Prieta II Condensador Síncrono / 1	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Villa Constitución MVAr / 1	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-24	Baja California Sur
Total			**260.0**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
1/ Obra instruida

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 / 1, 4	230	2	152.0	abr-21	abr-21	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 1, 3	115	2	77.0	abr-16	abr-22	Oriental
Total			**229.0**			

1/ Obra instruida

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) / 1	Reactor	230	28.0	abr-21	abr-22	Oriental
Total			**28.0**			

1/ Obra instruida

P17-OR3 Tabasco Potencia MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tabasco Potencia MVAr (traslado) / 1	Reactor	400	63.5	dic-17	abr-19	Oriental
Total			**63.5**			

1/ Obra instruida

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) / 1	3	AT	225.0	230/115	abr-20	mar-19	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

1/ Obra instruida

Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT

Con la finalidad de poder cumplir con los requerimientos técnicos de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, que marca el Código de Red y que son de observancia en los PAM realizados para cada ejercicio de planeación; en el CENACE se han desarrollado estudios técnicos y económicos para identificar las mejores propuestas de ampliación de infraestructura eléctrica que permitirían atender los puntos descritos anteriormente y que son sometidos a la opinión de la CRE y la aprobación de la SENER.

Adicionales a los proyectos instruidos, en versiones anteriores del PAM se han identificado otros proyectos necesarios para la confiabilidad del SEN. Es responsabilidad del CENACE que en cada ejercicio de planeación se revisen las obras propuestas para evaluar técnicamente que persiste el requerimiento o, en caso contrario, descartar el proyecto del PAM en curso.

El resultado de esta actividad se muestra en el cuadro 9.12, donde se listan los proyectos propuestos en los ejercicios de planeación 2015, 2016 y 2017 que se ha ratificado su requerimiento en el presente año. De igual manera se encuentran los proyectos nuevos que se detectaron como resultado del ejercicio de planeación 2018.

La información que se presenta en el cuadro indica la Gerencia de Control Regional a la que pertenece la obra, así como la zona de distribución y el Estado de la República Mexicana en donde atiende la problemática de suministro de energía eléctrica.

CUADRO 9.12 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE TRANSMISIÓN DE LOS EJERCICIOS DE PLANEACIÓN 2015 A 2018

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Prioridad	Ejercicio de Planeación en el que se identificó	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Central	M15-CE2	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	abr-18	Urgente	2015	Atlacomulco / Estado de México
	P17-CE2	Línea de transmisión Deportiva - Toluca (recalibración)	dic-22	Alta	2018	Toluca / Estado de México
Oriental	P18-OR1 y P18-OR2	Suministro de las Zonas de Operación e Transmisión Veracruz y Puebla – Tlaxcala (Olmeca Banco 1 y líneas de transmisión Zocac-La Malinche y Apizaco II – La Malinche)	abr-17 y jun-20	Urgente	2017 y 2018	Veracruz, Puebla y Tlaxcala / Veracruz Puebla y Tlaxcala
	P15-OR1	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	abr-17	Urgente	2015	Tapachula, San Cristóbal / Chiapas
	P17-OR2	Tlaltizapán Potencia Banco 1	dic-21	Urgente	2017	Morelos e Iguala / Morelos y Guerrero
Occidental	P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	abr-18	Urgente	2016	Irapuato - Guanajuato / Guanajuato
	P18-OC2	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	abr-18	Urgente	2018	Tepic / Nayarit
	P17-OC7	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	abr-18	Alta	2017	Irapuato - Guanajuato / Guanajuato
	P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	abr-19	Urgente	2018	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	P18-OC9	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	abr-19	Alta	2018	Querétaro / Querétaro
	P16-OC4	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	abr-20	Alta	2016	Querétaro / Querétaro
	P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	abr-20	Urgente	2017	San Juan del Río / Querétaro
	P17-OC9	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	abr-20	Alta	2017	Aguascalientes / Aguascalientes
	P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4	abr-20	Urgente	2017	Querétaro / Querétaro
	P18-OC4	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	abr-20	Alta	2018	Apatzingán - Uruapan / Michoacán
	P18-OC8	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	abr-20	Alta	2018	Guadalajara / Jalisco
	P18-OC3	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	abr-21	Alta	2018	Zacatecas / Zacatecas
	P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	abr-21	Alta	2018	León / Guanajuato

... Continuación

CUADRO 9.12 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE TRANSMISIÓN DE LOS EJERCICIOS DE PLANEACIÓN 2015 A 2018

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Prioridad	Ejercicio de Planeación en el que se identificó	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Noroeste	P18-NO1	Quilá MVAr (traslado)	abr-18	Urgente	2018	Navojoa / Sonora
Norte	P15-NT1	Chihuahua Norte Banco 5	abr-18	Urgente	2015	Chihuahua / Chihuahua
	P17-NT2	Nuevo Casas Grandes Banco 3	abr-18	Urgente	2017	Casas Grandes / Chihuahua
	P17-NT5	Francisco Villa Banco 3	abr-20	Alta	2017	Camargo / Chihuahua
Noreste	P18-NE8	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	abr-18	Alta	2018	Victoria / Tamaulipas
	P18-NE4	Traslado de Reactores en el Noreste	nov-18	Alta	2018	Piedras Negras / Coahuila
	P17-NE2	Las Mesas Banco 1 (traslado)	abr-21	Alta	2017	Huejutla, Mante, Valles y Río Verde / Hidalgo y San Luis Potosí
	I16-NE3	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	abr-21	Urgente	2016	Reynosa y Monterrey / Tamaulipas y Nuevo León
	P17-NE1	Nueva Rosita Banco 2	abr-23	Alta	2017	Nueva Rosita / Coahuila
Peninsular	P18-PE1	Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	ene-18	Urgente	2018	Riviera Maya / Quintana Roo
	P17-PE2	Puerto Real Bancos 1 y 2	abr-21	Alta	2017	Ciudad del Carmen / Campeche
	P15-PE1	Línea de Transmisión en Corriente Alterna Submarina Playacar- Chankanaab II	abr-24	Urgente	2015	Riviera Maya / Quintana Roo
Baja California	P18-MU1	Santa Rosalía Banco 2	abr-18	Urgente	2018	Santa Rosalía / Baja California Sur
	P18-MU3	Mezquital MVAr (traslado)	abr-18	Urgente	2018	Santa Rosalía / Baja California Sur
	P17-BC2	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	abr-19	Urgente	2017	Tijuana / Baja California
	P17-BS1	Loreto MVAr	abr-19	Alta	2017	Constitución / Baja California Sur
	P16-BS2	Camino Real MVAr	abr-19	Alta	2016	Los Cabos / Baja California Sur
	P17-BC3	Frontera entronque Industrial - Universidad	abr-21	Alta	2017	Tijuana / Baja California
	P17-BC16	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	abr-21	Alta	2018	San Luis / Baja California y Sonora
	P18-BS6	Recreo MVAr	abr-21	Alta	2018	La Paz / Baja California Sur
	P17-BC14	Panamericana Potencia Banco 3	abr-21	Urgente	2018	Tijuana / Baja California

Adicionalmente a las obras y proyectos mostrados en la tabla anterior, se tienen identificados los tres proyectos de la Macro Red que aportan beneficios locales al resolver problemáticas de algunas zonas en particular, y a nivel global, por permitir una operación más confiable y eficiente del SEN.

Con estos proyectos será posible atender el crecimiento de la demanda esperado en los estados de Aguascalientes, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Querétaro, Quintana Roo, San Luis Potosí, Sonora, Campeche, Durango, Sinaloa, Tabasco, Yucatán, Ciudad de México, Estado de México, Guanajuato, Jalisco Nuevo León, Querétaro y Tamaulipas, permite la integración de generación futura y así cumplir la meta de integración de 35 % de energías limpias en 2024.

Sin embargo, estos proyectos continúan en análisis con la finalidad de confirmar que técnica y económicamente constituyen la mejor alternativa de expansión de la Red Nacional de Transmisión, con lo que se ampliarán los estudios con la participación conjunta del CENACE, la SENER y la CRE.

En el cuadro 9.13 se presenta un resumen de los tres proyectos a los que se hace mención, indicando la fecha necesaria y la fecha estimada factible de entrada en operación, así como el estado de la

República Mexicana a los que se aporta un beneficio directo.

CUADRO 9.13 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE TRANSMISIÓN QUE PERTENECEN A LA MACRO RED

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Ejercicio de Planeación en el que fueron identificados	Atiende problemáticas de congestiones, integración de energías limpias y/o suministro de energía en Estado
Oriental	P17-MR1 y P18-PE2	Interconexión Sureste - Peninsular	abr-20 y abr-22	Fase 1: abr-22 Fase 2: abr-23 y abr-24	2017	Tabasco
Peninsular						Campeche, Yucatán y Quintana Roo
Occidental	P17-MR2, P15-NO1 y P16-NO1	Macro Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país	abr-18, abr-20, abr-21, abr-22 y abr-23	Noreste-Occidente: abr-21 Aguascalientes-San Luis Potosí-Querétaro: abr-22 Noroeste-Norte-Noreste: abr-22 y abr-23 Norte-Occidente: abr-24	2017	Aguascalientes, Guanajuato, San Luis Potosí, Querétaro, Jalisco y Zacatecas
Noroeste						Sinaloa y Sonora
Norte						Chihuahua, Durango y Coahuila
Noreste						Coahuila
Central	P17-MR3	Red de Transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país	abr-24	abr-24	2017	Estado de México y Ciudad de México
Occidental						Querétaro
Noreste						Tamaulipas y Nuevo León

En cuanto a los proyectos que se reportaron en la Tabla 9.12, a continuación, se presenta una ficha de información de proyecto resumida de cada uno de ellos, la cual describe en forma breve el diagnóstico de la zona, la problemática a resolver, las características del proyecto, el análisis de confiabilidad y las alternativas analizadas para resolver la problemática descrita. Así mismo, se incluye un diagrama unifilar simplificado del proyecto y un resumen de metas físicas por tipo de obra que lo compone: Transmisión, Transformación y Compensación.

M15-CE2 Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica hacia la zona de distribución Atlacomulco y Valle de Bravo está soportado por dos subestaciones eléctricas de la red troncal de 400 kV y una en el nivel de 230 kV. En la zona Valle de Bravo por medio de dos transformadores de relación 400/115 kV instalados en la subestación eléctrica Donato Guerra y en la zona Atlacomulco por un transformador de 400/115 kV ubicado en la subestación eléctrica Atlacomulco Potencia y por último otro más de relación 230/115 kV en la subestación eléctrica Jilotepec Potencia.

La zona de distribución Atlacomulco está alimentada por dos fuentes de energía que corresponden a los bancos en Atlacomulco Potencia y Jilotepec, así como un circuito proveniente de la zona de distribución Valle de Bravo en 115 kV que consiste en la trayectoria de transmisión Donato Guerra – Palizada - Yebucibí – Atlacomulco Potencia con una longitud de 66.5 km aproximadamente, la cual debido a su antigüedad (mayor a 30 años) se tiene restricción en su límite de transmisión, además de que se tiene instalado calibre de conductor de baja capacidad.

Por lo anterior, la zona Atlacomulco es susceptible a problemáticas de colapso de voltaje y saturación de los circuitos en 115 kV ante la eventual salida del enlace Atlacomulco Potencia – Almoloya en 400 kV que es un punto de alimentación radial, esto provocará afectaciones en la demanda.

Problemática a resolver

En la red eléctrica de la zona poniente del Estado de México, durante la condición de demanda máxima de 2018 y ante contingencia sencilla de la línea de transmisión Almoloya - Atlacomulco Potencia (A3X20) de la red troncal de 400 kV, se presenta sobrecarga en el corredor de transmisión Palizada – Yebucibí - Atlacomulco Potencia de 115 kV de 16.5% de su capacidad, además de observarse problemática de bajos voltajes en las subestaciones eléctricas de la zona Atlacomulco, específicamente para las subestaciones eléctricas Atlacomulco, Atlacomulco Potencia, Comalco, IUSASOL 1, IUSA 1, Ixtlahuaca II, San Felipe del Progreso, Atlacomulco Industrial, Canchesda Nueva, San Francisco de los Reyes, Jilotepec, Yebucibí y Palizada, esto es, prácticamente la mayor parte de la red de 115 kV de la zona Atlacomulco, el monto de corte de carga esperado en 2018 es de 190 MW y para el año factible de entrada en operación será de 200 MW.

Con nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2021

Transmisión: Construcción de aproximadamente 28 km-c de línea de transmisión en 400 kV.

Consiste en el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya.

El proyecto contempla el equipamiento en las subestaciones eléctricas (alimentadores) para la conexión de la nueva línea. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Atlacomulco que atiende municipios como Atlacomulco, Jilotepec, San Felipe del Progreso, Ixtlahuaca, entre otros, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al refuerzo de la red eléctrica de transmisión, se revisó una opción alterna factible que consiste en el reemplazo de torres existentes por nuevas de doble circuito, tendido del primero aisladas y operadas en 115 kV de los circuitos Palizada – Yebucibí y Yebucibí – Atlacomulco Potencia con un total aproximado de 36.5 km y calibre de mayor capacidad.

Sin embargo, **Atlacomulco Potencia - Almoloya** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

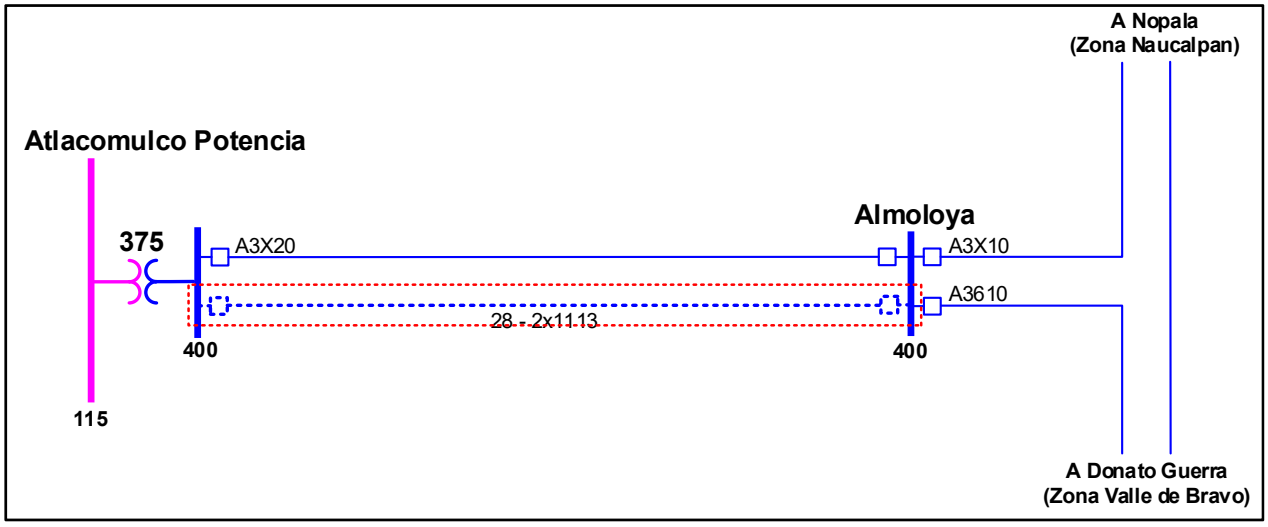
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Atlacomulco Potencia – 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	dic-21	Central
Total			**28.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

Diagrama con el proyecto Atlacomulco Potencia – Almoloya



P17-CE2 Línea de transmisión Deportiva – Toluca (recalibración)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango está soportado principalmente por dos subestaciones eléctricas interconectadas a la red troncal de 400 kV que corresponden a Deportiva y San Bernabé, asimismo se tienen instaladas dos subestaciones eléctricas que permiten la transformación de la energía del nivel de tensión 230 kV hacia 85 kV que son Atenco, y Toluca.

El corredor principal de transmisión para alimentar la ciudad de Toluca en el nivel de tensión de 230 kV corresponde a un anillo que interconecta cinco subestaciones eléctricas formando la trayectoria: San Bernabé – Estadio – Deportiva – Toluca – Atenco y nuevamente San Bernabé

Adicionalmente, las zonas de distribución Toluca y Tenango cuentan con red eléctrica en el nivel de tensión de 85 kV que alimentan al corredor industrial que se localiza en la zona poniente de la ciudad de Toluca, Estado de México, estos centros de consumo dependen de principalmente de las subestaciones eléctricas Atenco y Toluca, y en menor medida de la generación local de la Central Hidroeléctrica Lerma.

La infraestructura eléctrica mencionada permite el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Toluca, capital del Estado de México y municipios conurbados, además en el corto plazo se espera la interconexión en la red de 230 kV del proyecto de Tren Suburbano en Toluca.

Problemática a resolver

Como resultado de los análisis de la red eléctrica para 2022, se espera la sobrecarga de dos trayectorias de transmisión en 230 kV de la zona Toluca, durante la condición de demanda máxima:

Sobrecarga del 12% en la línea de transmisión San Bernabé - Atenco (93490) ante la contingencia de la línea de transmisión Deportiva - Toluca (93470), limitado por equipo terminal en la subestación San Bernabé.

Sobrecarga de 1% en la línea de transmisión Deportiva - Toluca (93470) ante la contingencia de la línea de transmisión San Bernabé - Atenco (93490), limitado por la capacidad de conductor de la línea de transmisión.

Ante cualquiera de las dos contingencias que pudieran presentarse, en la red eléctrica en 230 kV mencionadas, no es posible atender 350 MW asociados a las cargas en el nivel de 85 kV de las zonas Toluca y Tenango, y 165 MW correspondientes al corredor Remedios – Atenco de la red en 230 kV de la zona Toluca, por lo que el monto total afectado sería de alrededor de 515 MW para el invierno de 2022.

Con nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2022

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022

Transmisión: Consiste en la recalibración del circuito Deportiva – Toluca (93470) en un tramo de aproximadamente 11.8 km-c de línea de transmisión en 230 kV del actual conductor calibre 1113 MCM tipo ACSR por conductor de alta temperatura de calibre similar que permita incrementar la capacidad de transmisión, para homologar con la ampacidad de dos conductores por fase de calibre 1113 MCM tipo ACSR.

Adicionalmente, contempla la adecuación de equipo terminal en las subestaciones Deportiva y Toluca con la capacidad del nuevo conductor. Así como el reemplazo de equipo terminal en la subestación eléctrica San Bernabé asociado a la línea de transmisión San Bernabé - Atenco (93490).

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Toluca que atiende la capital del estado de México y el corredor industrial de la zona poniente de la ciudad de Toluca, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la recalibración de la red eléctrica de transmisión con conductor de alta temperatura para el circuito

Deportiva – Toluca (93470), se revisó una opción alterna factible para incrementar la capacidad de transmisión que consiste en la instalación de un segundo circuito de las mismas características al existente (un conductor de calibre 1113 MCM tipo ACSR), considerando la construcción de un circuito aislado y operado en el nivel de tensión de 230 kV con un total de 16 km.

Sin embargo, el proyecto **Línea de transmisión Deportiva – Toluca (recalibración)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

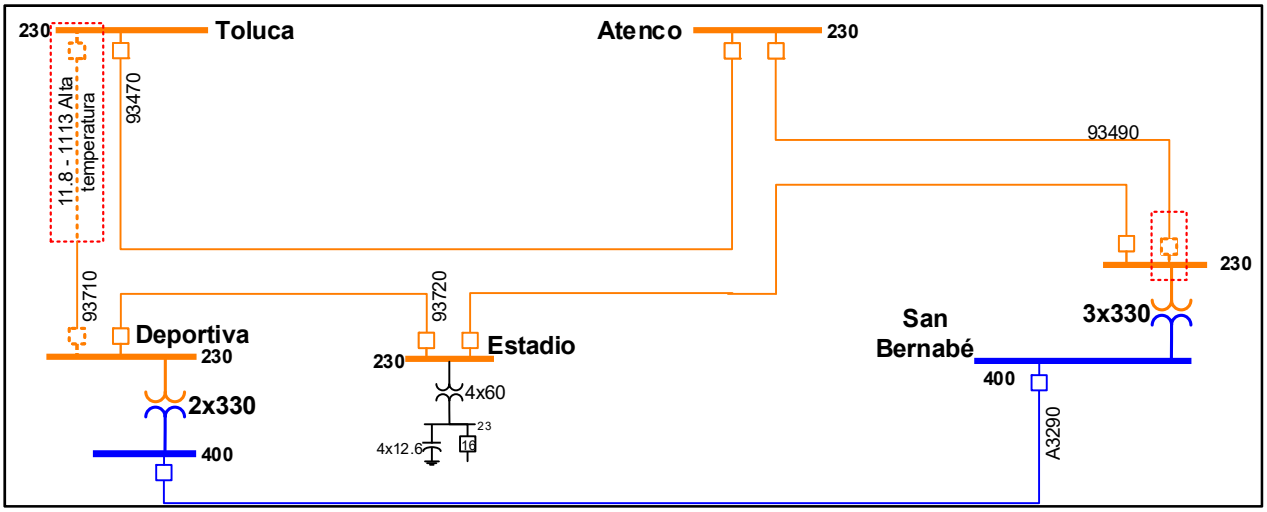
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Línea de transmisión Deportiva – Toluca (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	dic-22	Central
Total			**16.0**			

5/ Recalibración

Diagrama con el proyecto Línea de transmisión Deportiva – Toluca (recalibración)



P18-OR1 Olmeca Banco 1 (Suministro de las Zonas de Operación de Transmisión Veracruz y Puebla-Tlaxcala)

Diagnóstico

La Zona Operativa de Transmisión Veracruz está compuesta por las zonas de distribución Veracruz, Córdoba, Orizaba, Oaxaca, Huatulco, Xalapa y Papaloapan. La demanda se caracteriza por tener cargas de tipo industrial, comercial y agrícola, así como cargas residenciales asociadas a las zonas turísticas en el puerto de Veracruz y regiones del Estado de Oaxaca.

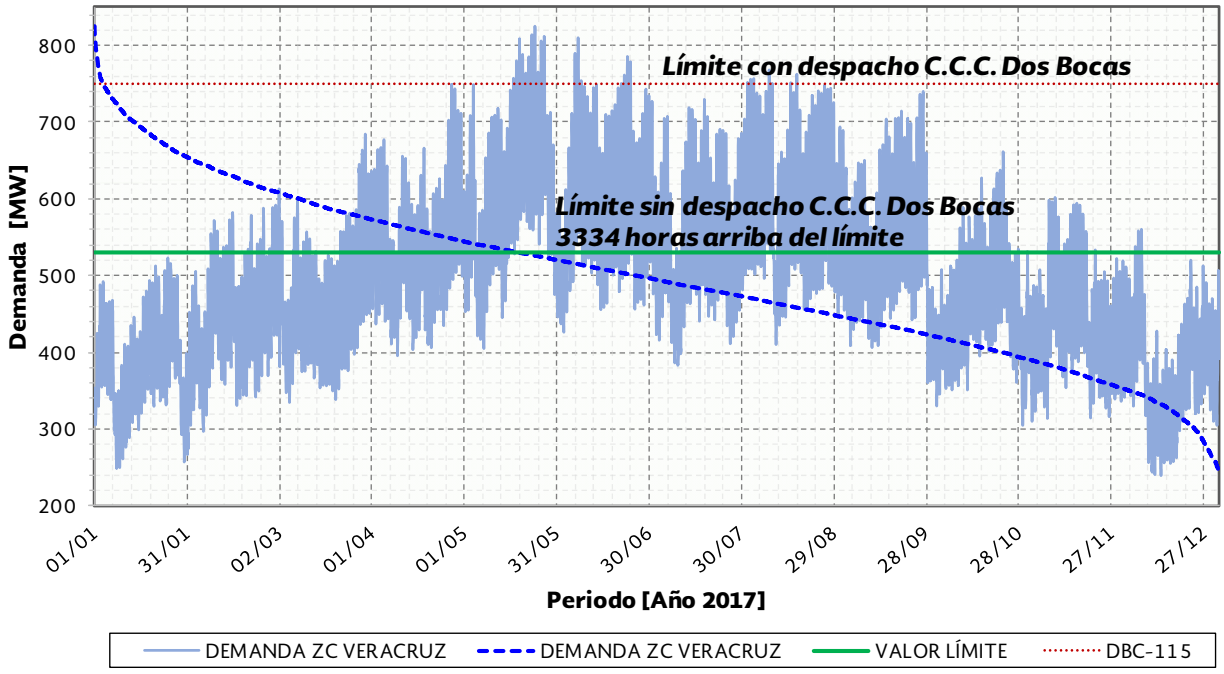
Principalmente el suministro de demanda de energía eléctrica en el Puerto de Veracruz (zona de distribución Veracruz) depende de la Transformación 230/115 kV instalada en las subestaciones eléctricas Jardín y Veracruz II y de la generación de la Central de Ciclo Combinado (C.C.C.) Dos Bocas en 115 kV. Con respecto al resto de las zonas de distribución indicadas, su suministro está sustentado con la transformación de relación 230/115 kV instalada en las subestaciones eléctricas Oaxaca Potencia, Ciénega y Amatlán II.

A su vez, la energía eléctrica proviene en gran medida de la Central Nuclear Laguna Verde que se encuentra conectada a la red Troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Oriental y cuenta con transformación 400/230 kV.

Es relevante mencionar que la C.C.C. Dos Bocas en el puerto de Veracruz es despachada en forma obligada, es decir corresponde a generación catalogada como "must-run" debido a que sin esta generación se pueden presentar sobrecargas en los trasformadores que abastecen esta zona. En el año 2017 esta central mantuvo un despacho mínimo requerido, notando que operó con una sola unidad de gas (30-40 MW) cerca de 3960 horas, 45% del año y solo se mantuvo fuera de servicio por 64 horas, 0.7% del año.

La dependencia del despacho "must-run" de la C.C.C. Dos Bocas, se demuestra en la comparativa del número de horas en riesgo con y sin la Central, notando que al año 2017, sin la Central Dos Bocas se mantendría en riesgo 3334 horas, 38% del año, esto se observa en la siguiente gráfica.

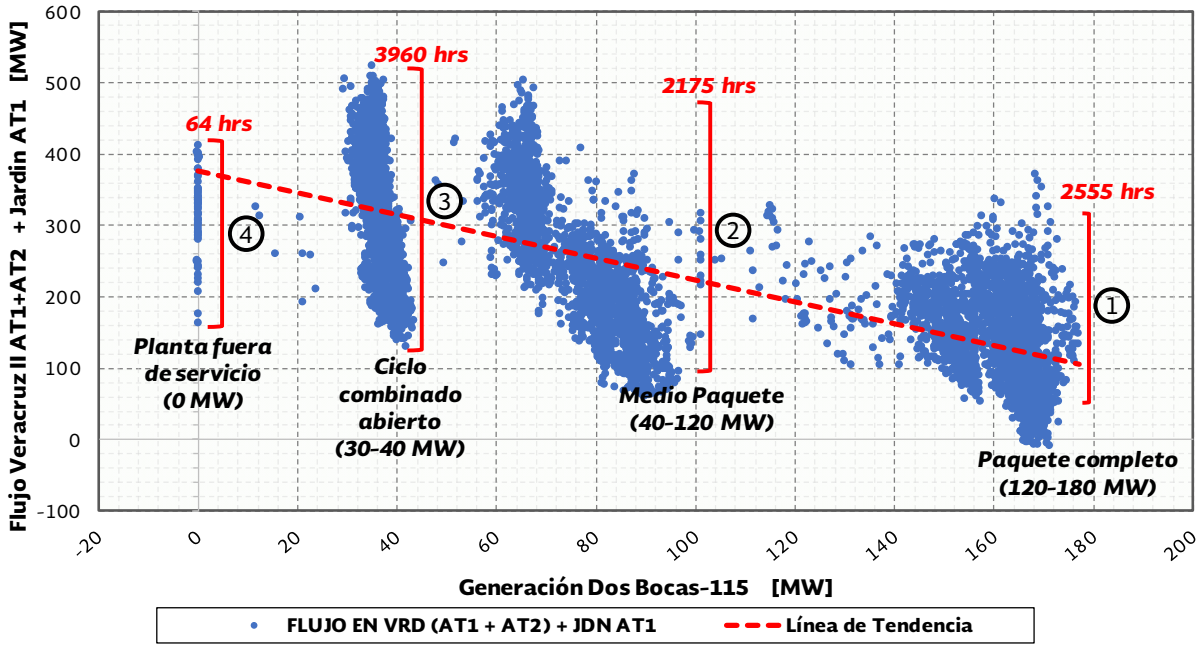
LÍMITE PARA SOPORTAR CONTINGENCIA N-1 EN EL PUERTO DE VERACRUZ SIN LA C.C.C. DOS BOCAS



Respecto a los bancos de relación de transformación 400/230 kV actualmente instalados de las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano y Laguna Verde, mantienen un comportamiento de cargabilidad que dependiente de la demanda y transmisión. Es decir que para mantener un flujo en dichos transformadores tal que sea soportable la contingencia sencilla, es necesario incrementar los

despachos de generación en la región sureste de la República Mexicana, el cual no siempre es posible debido a que esta generación es variable y está en función de los niveles de almacenamiento de las presas en las Centrales Hidroeléctricas en el Río Grijalva y la incertidumbre de la condición de generación de energía eólica (Parques Eólicos en el Istmo de Tehuantepec). En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de flujo de potencia en los bancos de transformación de la zona de distribución Veracruz de acuerdo con la condición de despacho de generación en la C.C.C. Dos Bocas.

FLUJO EN BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA VERACRUZ II Y JARDÍN VS. GENERACIÓN DE LA C.C.C. DOS BOCAS EN 115 KV



Problemática a resolver

Considerando el incremento de demanda en los estados de Veracruz y Oaxaca, y la dependencia de los despachos de generación de las centrales eléctricas, se espera la saturación de bancos de transformación y líneas de transmisión en la red eléctrica de la zona operativa Veracruz ante contingencia sencilla de alguno de los elementos primarios asociados a esta zona de influencia. En consecuencia, no se logran despachos óptimos de generación eléctrica ocasionando altos costos de producción.

Adicionalmente, en la red eléctrica del Puerto de Veracruz, ante contingencia sencilla del circuito Jardín – Brisas en 115 kV, se generan disparos en cascada de elementos primarios afectando cerca del 44% de la demanda en la zona de distribución Veracruz (341 MW al año 2018 y 415 MW al año 2022). En caso de contingencia en uno de los transformadores de relación 230/115 kV, se afectarán cerca de 775 MW en 2018 y 943 MW al año 2022.

Adicionalmente, en el año 2022, se prevé que en caso de contingencia sencilla de los circuitos Laguna Verde – Puebla II o Laguna Verde – Cruz Azul Maniobras en el nivel de tensión de 400 kV se presente saturación en Transformadores de las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano y Laguna Verde. Estas condiciones de contingencia provocan cortes de energía eléctrica en las zonas de distribución Veracruz, Córdoba, Orizaba, Oaxaca, Huatulco y Xalapa, estimando que en demanda máxima al año 2018 se tendrán afectaciones de carga en los estados de Veracruz y Oaxaca por un total de 1319 MW (Siendo cerca de 775 MW asociados al Puerto de Veracruz) y para el año 2022 se afectarán 1514 MW (943 MW en el Puerto de Veracruz).

Por último, es relevante indicar que se tiene registrada la solicitud de incremento en demanda para la ampliación del puerto de Veracruz con un total esperado de 60 MW, lo cual impactará en el comportamiento de saturación esperado, siendo un aumento relevante adicional al propio crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT, adicionalmente se reducen los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional dado que no se tiene el requerimiento de despacho de generación ineficiente.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022

Transmisión: Construcción de aproximadamente 149 km-c de líneas de transmisión. 145 km-c en 400 kV, 4 km-c en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 500 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 400/115 kV.

El proyecto contempla alimentadores adicionales para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

Es importante mencionar que el proyecto Olmeca Banco 1 reemplaza el proyecto Dos Bocas Banco 7, el cual fue incluido en el ejercicio de planeación 2015, y ha sido cancelado, ya que no resuelve la problemática de forma integral en el largo plazo.

En el diagrama unifilar simplificado y en la tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se reducirán las afectaciones del suministro de energía, evitando desconexión de carga en la zona operativa Veracruz que atiende el Puerto de Veracruz y poblaciones aledañas, así como parte del estado de Oaxaca, debido a la salida de servicio de algún elemento de Transmisión o Transformación.

Adicionalmente, se garantizará el suministro de energía ante contingencias y se dará oportunidad al mantenimiento programado de los elementos del Sistema Eléctrico.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna factible que consiste en ubicar transformación adicional en las subestaciones eléctricas Dos Bocas y Manlio Fabio Altamirano, su alcance contempla la instalación de dos bancos de transformación, uno con relación 400/230 kV y otro de 230/115 kV, con capacidad de 375 MVA y 300 MVA respectivamente, así como red asociada en 400 kV y 115 kV. Adicionalmente una línea de transmisión de 105 km, en 400 kV, de las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano a Temascal III.

Sin embargo, **Olmeca 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 las metodologías de demanda incremental, y evaluándolo en forma integral con el Proyecto Elemental Mínimo P18-OR2 (Línea de transmisión Zocac – Malinche) con la metodología de evaluación de costos de producción reportando en ambos indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 - Olmeca / 24	400	2	40.0	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca - Temascal III / 3, 24	400	2	105.0	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Dos Bocas - Infonavit (73470) / 24	115	2	0.5	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Dos Bocas - Veracruz I (73370) / 24	115	2	0.5	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Veracruz I - J.B. Lobos (73950) / 24	115	2	3.0	abr-17	dic-22	Oriental
Total			**149.0**			

3/ Tendido del primer circuito

24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

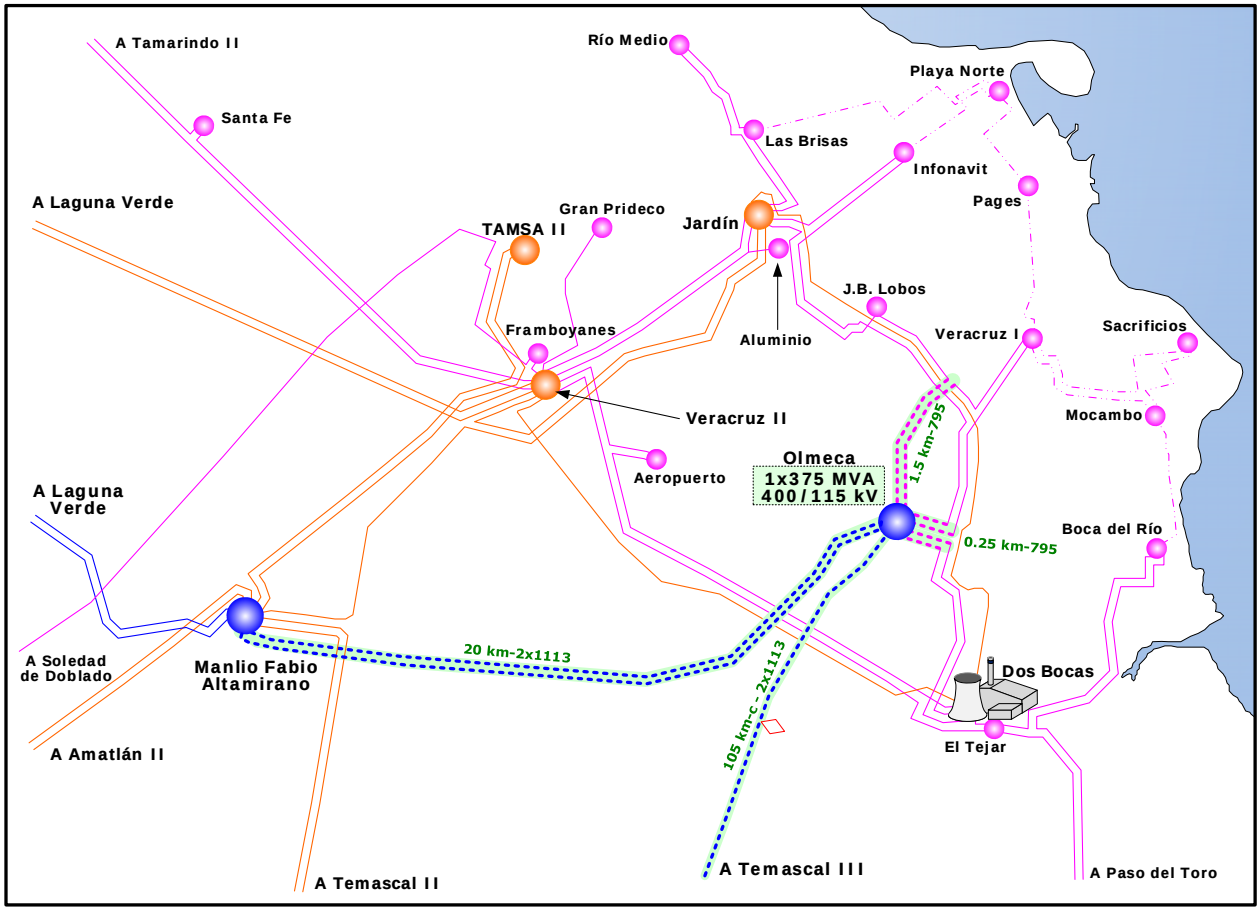
Obras de transformación del proyecto Olmeca Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olmeca Banco 1 / 24	4	T	500.0	400/115	abr-17	dic-22	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

Diagrama con el proyecto Olmeca Banco 1



P15-OR1 Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en las zonas de carga San Cristóbal y Tapachula depende de los bancos de transformación de las subestaciones eléctricas Tapachula Potencia y Angostura con una capacidad instalada de 375 MVA y 225 MVA respectivamente y con relación de transformación 400/115 kV, así como por las líneas de transmisión Manuel Moreno Torres - Soyaló y Tuxtla Gutiérrez II – Angostura en el nivel de tensión de 115 kV.

La subestación eléctrica Tapachula Potencia está alimentada por un circuito conectado en forma radial proveniente de la subestación eléctrica Angostura en nivel de tensión de 400 kV, cabe mencionar que actualmente se encuentra espacio disponible en estructuras de transmisión para tender un segundo circuito en la trayectoria mencionada. Asimismo, Tapachula Potencia cuenta con un enlace de un circuito en 400 kV hacia la subestación eléctrica Los Brillantes en Guatemala.

Debido a la topología existente en las zonas de distribución Tapachula, San Cristóbal y el enlace México – Guatemala (Tapachula Potencia – Los Brillantes), ante contingencia sencilla de la línea Tapachula Potencia – Angostura en 400 kV, queda indisponible el banco de transformación en la subestación eléctrica Tapachula Potencia ocasionando colapso de voltaje en la zona de influencia. Aunado a lo anterior, ante el disparo de la línea mencionada la energía suministrada a Guatemala resulta interrumpida.

Problemática a resolver

Actualmente, durante una condición de demanda media o alta en el estado de Chiapas y ante el disparo de la línea de transmisión Angostura-Tapachula en 400 kV, se presenta colapso de voltaje en la zona de distribución Tapachula y parte de la zona de distribución San Cristóbal con un monto afectado de hasta 214 MW en el año 2018 y para el año factible de entrada en operación será de 236 MW. Adicionalmente, con el disparo de la línea mencionada resultan afectados hasta 240 MW de suministro a la subestación de los Brillantes (máximo flujo de energía de envío a Guatemala de acuerdo con contratos vigentes).

La problemática existente radica en la alta tasa de falla en la línea de transmisión Angostura – Tapachula en red de 400 kV, que es la única fuente de suministro de energía para la región sureste del estado de Chiapas, por lo que se reduce la confiablidad y calidad del suministro de energía en las zonas de distribución Tapachula y parte de la zona de distribución San Cristóbal.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, reducir los costos de operación, así como minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023

Transmisión: Tendido de aproximadamente 193 km-c de línea aérea calibre 1113 MCM de la subestación Angostura hacia la subestación eléctrica Tapachula Potencia en nivel de tensión de 400 kV.

Compensación: Instalación de tres reactores monofásicos de 25 MVAr cada uno en la subestación eléctrica Tapachula Potencia.

El proyecto contempla el equipamiento en las subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva línea de transmisión.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía para las zonas de distribución Tapachula y San Cristóbal ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Angostura y Tapachula Potencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la problemática radica en que solo se tiene un circuito radial hacia la carga (zonas de distribución Tapachula y San Cristóbal), la opción que se evalúo consiste en la construcción de un nuevo circuito aislado y operado en 400 kV entre las

subestaciones eléctricas El Sabino y Tapachula Potencia de dos conductores por fase y una longitud aproximada de 250 km.

Sin embargo, el proyecto **Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas** 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 beneficios que se obtendrían al incrementar la capacidad de transmisión para la exportación hacia Guatemala que permite ganancias económicas por la energía eléctrica exportada, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

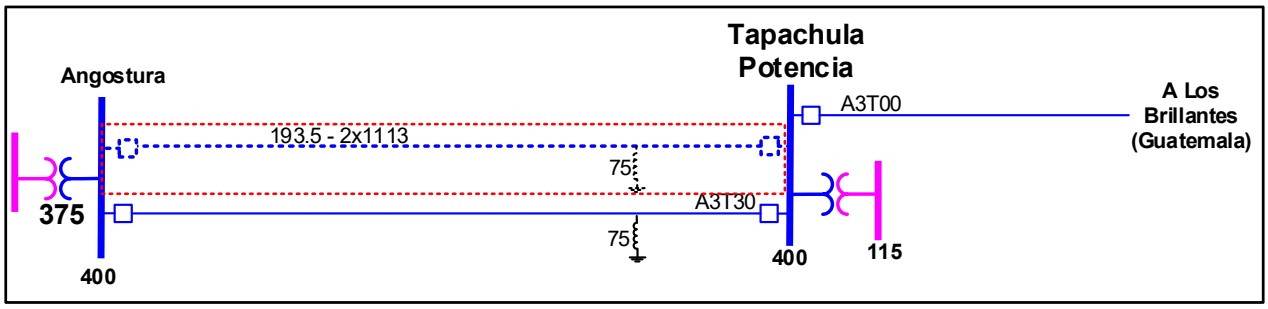
Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Angostura - Tapachula Potencia / 4	400	2	193.5	abr-17	dic-23	Oriental
Total			**193.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

Obras de compensación del proyecto Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

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	dic-23	Oriental
Total			**75.0**			

Diagrama con el proyecto Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas



P18-OR2 Líneas de transmisión Zocac – La Malinche y Apizaco II – La Malinche (Suministro de las Zonas de Operación de Transmisión Veracruz y Puebla-Tlaxcala)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en el estado de Tlaxcala dentro del ámbito de influencia de la zona de distribución Tlaxcala es atendido principalmente con dos autotransformadores en la subestación eléctrica Zocac de relación 230/115 kV y 100 MVA de capacidad cada uno y un autotransformador en la subestación eléctrica La Malinche de relación 230/115 kV y 225 MVA de capacidad, estas subestaciones se encuentran interconectadas por una línea de transmisión Zocac-La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV.

La zona Tlaxcala cuenta con red eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV la cual depende de la transformación indicada, y alimenta principalmente carga de tipo industrial y habitacional.

Actualmente se tiene un corredor de transmisión de doble circuito en el nivel de tensión de 230 kV proveniente desde la subestación eléctrica Mazatepec hasta la subestación eléctrica Zocac, pasando por la subestación eléctrica Altzayanca Maniobras, y posteriormente se tiene un doble circuito entre las subestaciones eléctricas Zocac y Texcoco perteneciente a la Gerencia de Control Regional Central.

La línea de transmisión Zocac – La Malinche (93110) aislada y operada en 230 kV cuenta con trayectorias similares en red eléctrica existente de 115 kV, esta configuración de red provoca que ante contingencia sencilla del circuito Zocac-La Malinche en 230 kV la red de 115 kV de la zona se convierta en un corredor de transmisión con mayores pérdidas eléctricas y limitaciones en capacidad de transmisión.

Además del crecimiento de demanda de energía eléctrica, se espera la incorporación de centrales eléctricas de energías renovables en el corredor de transmisión Mazatepec-Zocac-Texcoco/Puebla II existente en el nivel de tensión de 230 kV, que provocará la saturación de los dos autotransformadores en la subestación eléctrica Zocac y la inversión en el flujo del autotransformador de la subestación eléctrica La Malinche ante contingencia sencilla.

Problemática a resolver

Para el año 2020 considerando en servicio proyectos de generación de energías renovables, en caso de contingencia sencilla del circuito Zocac - La Malinche en 230 kV, se presentan sobrecargas en los autotransformadores de la subestación eléctrica Zocac 230/115 kV, el monto de sobrecarga es de alrededor del 11% en cada autotransformador, y además se produce una inversión en el sentido de flujo de potencia del autotransformador de la subestación La Malinche con flujo del nivel de tensión de 115 kV hacia 230 kV, el monto de corte de carga esperado en 2020 es de 421 MW y para el año factible de entrada en operación será de 430 MW.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transmisión: Construcción de aproximadamente 14.5 km-c de línea de transmisión en 230 kV, y 10 km-c de línea de transmisión en 115 kV

Consiste en la construcción de una línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde Zocac hacia La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV y otra línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde Apizaco II hacia La Malinche en el nivel de tensión de 115 kV. Así como equipamiento en las subestaciones eléctricas La Malinche, Apizaco II y Zocac en 230 y 115 kV para la conexión de las nuevas líneas.

Adicionalmente, el proyecto contempla el reemplazo de equipo primario en las subestaciones eléctricas Mazatepec y Jalacingo asociadas a las líneas de transmisión Mazatepec- Altzayanca Maniobras (93020) y Jalacingo – Zocac (93420) para incrementar la capacidad de transmisión al equivalente de la línea instalada.

En la tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Tlaxcala, así como en la carga de la empresa Aceros Especiales ante contingencia sencilla de línea de transmisión en 230 kV.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica factible consiste en la construcción de nuevos enlaces de transmisión, se revisó una opción alterna factible que consiste en la construcción de dos circuitos aislados y operados en 230 kV de las subestaciones eléctricas Jalacingo a Puebla II y Altzayanca Maniobras a La Malinche.

Sin embargo, las líneas de transmisión **Zocac - La Malinche y Apizaco II – La Malinche** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

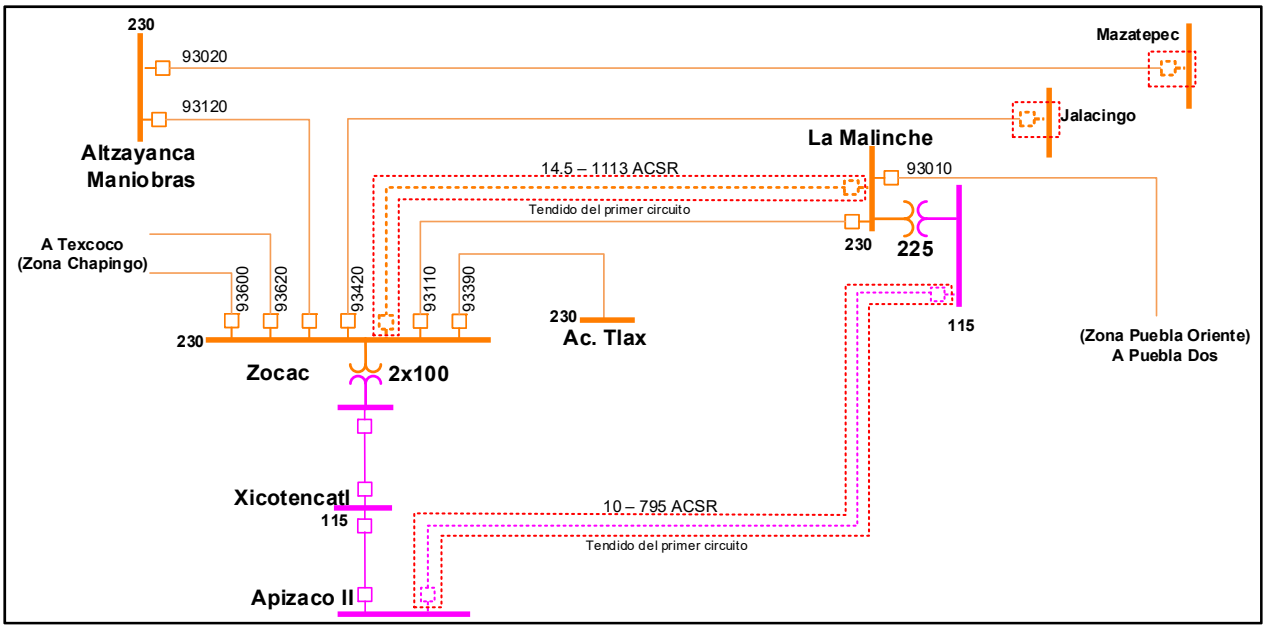
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, y evaluándolo en forma integral con el Proyecto Elemental Mínimo P18-OR1 (Olmeca Banco 1) con la metodología de evaluación de costos de producción reportando en ambos indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Línea de transmisión 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	abr-22	Oriental
Apizaco II – La Malinche / 3	115	2	10.0	jun-20	abr-22	Oriental
Total			**14.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Diagrama con el proyecto Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras



P17-OR2 Tlaltizapán Potencia Banco 1

Diagnóstico

La Zona Operativa de Transmisión Guerrero – Morelos está compuesta por las zonas de distribución Morelos, Chilpancingo, Acapulco, Iguala, Acapulco, Ixtapa-Zihuatanejo y su suministro depende de la transformación instalada en la zona Morelos, la Central Hidroeléctrica El Caracol y un enlace proveniente de la zona Lázaro Cárdenas.

En gran medida la atención de la demanda de energía eléctrica en la capital del Estado de Morelos y parte del estado de Guerrero se realiza por medio de la subestación eléctrica Yautepec Potencia de 400 kV que se encuentra conectada a la red Troncal de la Gerencia de Control Regional Oriental. Para el segundo semestre de 2021, se interconectará a esta subestación eléctrica el enlace de transmisión en Corriente Directa (CD) Yautepec Potencia – Ixtepec Potencia cuya función es el transporte de energía proveniente del Istmo de Tehuantepec debido al alto potencial de generación mediante parques eólicos de dicha zona. De esta manera con la entrada en servicio de los parques eólicos y el enlace de transmisión en Corriente Directa, se esperan altas inyecciones de potencia en la subestación eléctrica Yautepec Potencia, que provocará la saturación de los elementos primarios asociados a Yautepec Potencia cuando alguno de ellos sale de servicio.

Problemática a resolver

Considerando la entrada en operación del enlace de Corriente Directa en el segundo semestre de 2021, se espera la saturación de bancos de transformación y líneas de transmisión en la red eléctrica de la zona de distribución Morelos ante contingencia sencilla de alguno de los elementos primarios asociados a la subestación Yautepec Potencia. En consecuencia, esto provocará restricciones en la capacidad de transmisión del enlace de CD, evitando su máximo aprovechamiento.

Actualmente, en caso de contingencia sencilla del circuito Yautepec Potencia – Cementos Moctezuma en 230 kV, se presenta saturación en Líneas de Transmisión Yautepec Potencia – Zapata. En condición de demanda máxima al año 2018 se tendrán afectaciones de carga en el Estado de Morelos y Guerrero por un total de 951 MW (340 MW en Zonas Cuautla y parte de Morelos) y para el año 2022 se afectarán 976 MW en Estados de Morelos y Guerrero (356 MW en Cuautla y parte de Morelos)

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2021

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022

Transmisión: Construcción de aproximadamente 86.25 km-c de líneas de transmisión. 33.75 km-c en 400 kV, 15 km-c en 230 kV y 37.5 km-c en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 500 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 400/115 kV.

El proyecto contempla el reemplazo de equipamiento serie en subestaciones de 230 kV para su incremento en capacidad de transformación, así como alimentadores adicionales para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

En el diagrama unifilar simplificado y en la tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Morelos que atiende la ciudad de Cuernavaca (capital del estado) y poblaciones aledañas, así como parte del estado de Guerrero, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación. Adicionalmente, no se tendrá restricción para el aprovechamiento de la capacidad de transmisión del enlace en Corriente Directa Ixtepec Potencia – Yautepec Potencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna factible que consiste en ubicar la nueva transformación en la subestación Jojutla, su alcance contempla la instalación de dos bancos de transformación con relación 400/230 kV y 400/115 kV, con capacidad de 500 MVA y 300 MVA respectivamente, así como red asociada en 400 kV, 230 kV y 115 kV.

Sin embargo, **Tlaltizapán 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 las metodologías de demanda incremental y evaluación probabilística de la confiabilidad compuesta, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Tlaltizapán Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos - Tianguistenco	230	1	15.0	dic-21	dic-22	Central
Tlaltizapán Potencia - Tepalcingo	115	1	25.0	dic-21	dic-22	Oriental
Tlaltizapán Potencia - Yautepec Potencia / 4	400	2	33.0	dic-21	dic-22	Oriental
Tlaltizapán Potencia entronque Tezoyuca - Jojutla	115	2	0.5	dic-21	dic-22	Oriental
Tlaltizapán Potencia entronque Yautepec Potencia - Volcán Gordo (1er cto.)	400	2	0.5	dic-21	dic-22	Oriental
Tlaltizapán Potencia entronque Yautepec Potencia - Volcán Gordo (2do cto.) / 3	400	2	0.3	dic-21	dic-22	Oriental
Yautepec Potencia – Industrial Cuautla II	115	1	12.0	dic-21	dic-22	Oriental
Yautepec Potencia – Zapata (93500 y 93190) / 35	230	2	-	dic-21	dic-22	Oriental
Yautepec Potencia – Cementos Moctezuma (93300) / 35	230	1	-	dic-21	dic-22	Oriental
Zapata – Cementos Moctezuma (93300) / 35	230	1	-	dic-21	dic-22	Oriental
Total			**86.3**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

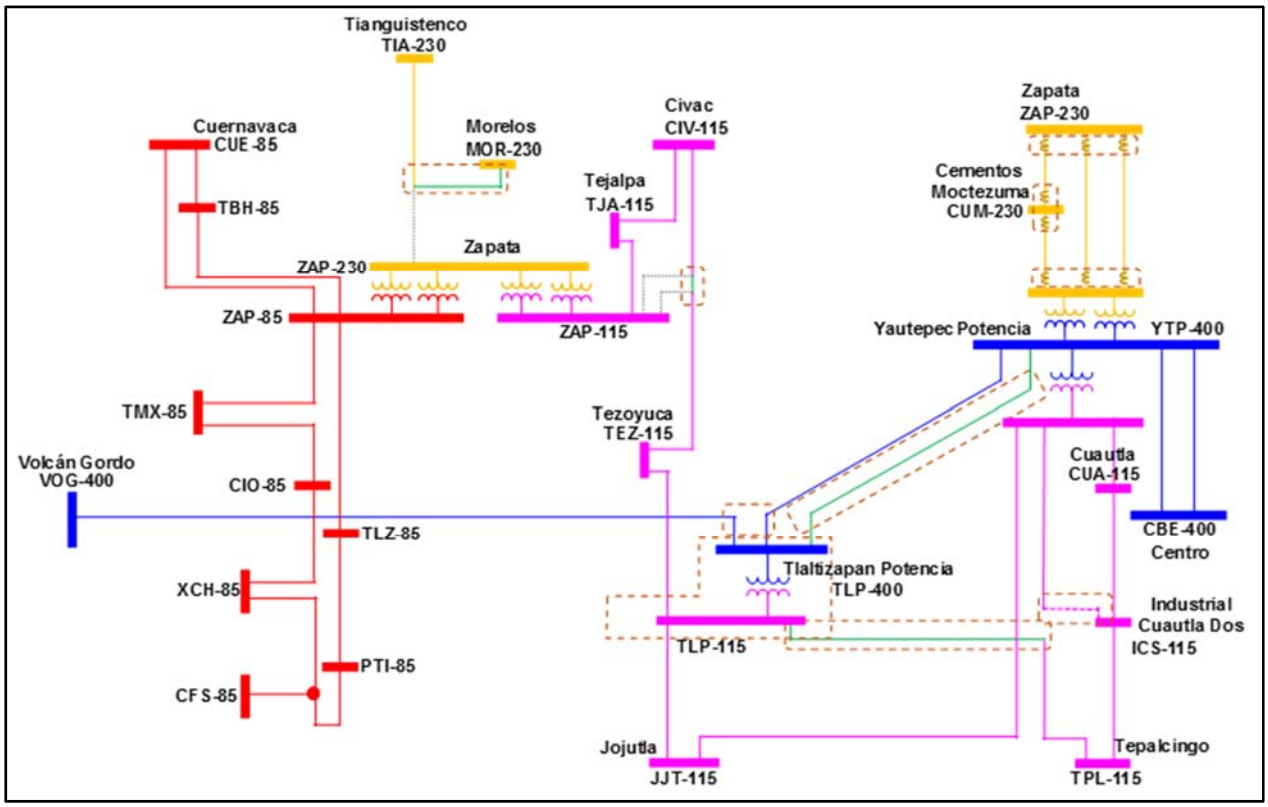
35/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 386 MVA

Obras de transformación del proyecto Tlaltizapán Potencia Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlaltizapán Potencia Banco 1	4	T	500.0	400/115	dic-21	dic-22	Oriental
Total			**500.0**				

T. Transformador

Diagrama con el proyecto Tlaltizapán Potencia Banco 1



P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)

Diagnóstico

La subestación eléctrica Irapuato II es parte de la red interconectada del estado de Guanajuato, cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV, de 100 MVA cada uno, para alimentar carga industrial, comercial y residencial de la ciudad de Irapuato. En los últimos años la región Bajío se ha convertido en un importante corredor industrial, con importantes ciudades del estado de Guanajuato como León, Silao, Guanajuato e Irapuato y con un constante crecimiento en cada una de ellas, el cual se ve reflejado en las múltiples solicitudes de demanda por instalarse en los próximos años.

De las cargas industriales más importantes de la zona Irapuato destacan compañías siderúrgicas como Cifunsa del Bajío, con demanda contratada de 45 MW, y Evercast, con 28 MW; además, se encuentran en esta misma región: Danone de México, Lala Irapuato, Graham Packaging, entre otros.

En la zona se han recibido cerca de 100 MW en solicitudes de carga, de los cuales el 50% ya cuentan con contrato firmado. Es de destacar que, como parte de las condiciones para su entrada en operación, se les ha solicitado la instalación de esquemas de corte de carga para proteger al sistema durante los periodos de alta demanda.

Problemática a resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la Zona Irapuato, los autotransformadores 230/115 kV de 100 MVA de capacidad de la subestación Irapuato II alcancen valores del **116%** de su capacidad nominal. La eventual saturación de la zona Irapuato no permitiría el crecimiento sostenible de la demanda, ya que al operar con sobrecarga en elementos de transformación se reduce su vida útil y se pierde confiabilidad en el sistema. Con la proyección del pronóstico de la demanda, se estima que **la energía que no podrá ser suministrada** en los años 2018, 2019 y 2020 sería de aproximadamente **187 MWh**, y llegaría a **217 MWh** en caso de que el proyecto no esté en servicio para el verano de 2021.

Para no frenar el crecimiento y desarrollo del estado de Guanajuato, las alternativas disponibles son el corte de carga en periodos donde la transformación de la subestación Irapuato II supere el 100% de su capacidad nominal, así como la utilización de obras provisionales. En este caso, para aliviar la problemática de sobrecargas en la transformación de Irapuato II se puede utilizar la línea de transmisión en 115 kV Salamanca-Irapuato II, que opera normalmente abierta por cuestiones de seguridad, ya que se trata de un activo que data de 1957, su derecho de vía está invadido en buena parte de su trayectoria y tiene poca altura, condiciones que aumentan la posibilidad de falla y representan riesgos para la población que invadió los derechos de vía. Esta situación dificultaría y encarecería los mantenimientos de la línea, pudiendo resultar en una indisponibilidad permanente en caso de alguna falla severa. Debido a esto, se tendría que limitar el suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes. Un claro ejemplo de esta situación se presentó con la empresa Evercast (Hornos de Fundición), la cual solicitó un incremento de 20 MW de demanda y le fue condicionado a la entrada de este proyecto de transformación (Irapuato II Banco 3), el cual se ha solicitado vía PRODESEN, o bien, a que la empresa realizara la obra con sus recursos. El costo del refuerzo solicitado y la incertidumbre en el proyecto de ampliación ocasionaron que el solicitante desistiera y optó por cancelar su desarrollo.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Instalación de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la subestación Irapuato II. El banco sería un traslado del transformador que se propone sustituir en la subestación eléctrica Querétaro, como parte del proyecto instruido Querétaro Banco 1 (P15-OC1).

Transmisión: Recalibración a 795 ACSR del doble circuito Irapuato I – Irapuato II (línea de transmisión aérea de 9 km de longitud).

Adicionalmente, el proyecto contempla la recalibración de bus en la subestación eléctrica Irapuato Poniente, a un calibre 1113 ACSR, para el incremento en la cargabilidad de las líneas de transmisión Las Fresas - Irapuato Poniente e Irapuato Poniente-Irapuato Villas.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la ampliación de la transformación en Irapuato II, se robustece la alimentación de la red de 115 kV en la zona Irapuato, agregando un nuevo punto de suministro directamente desde la red de 230 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y se evitará la saturación de los transformadores actualmente instalados.

La adición de estas obras ayuda también a descargar el banco de transformación 400/115 kV de la subestación eléctrica Las Fresas, aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, da flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área y aumenta el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona de influencia de Irapuato II, se revisó una propuesta alternativa que consiste en:

La instalación de un banco de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en la subestación Irapuato I, para ello se requeriría del entronque de la línea de transmisión Irapuato II – Silao Potencia en 230 kV (0.2 km en calibre 1113 ACSR) y dos alimentadores en 230 kV en Irapuato I para realizar la conexión del entronque.

Sin embargo, el incremento de transformación en Irapuato II mediante el **traslado del banco procedente de Querétaro** 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Irapuato II Banco 3

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	abr-21	Occidental
Total			**133.3**				

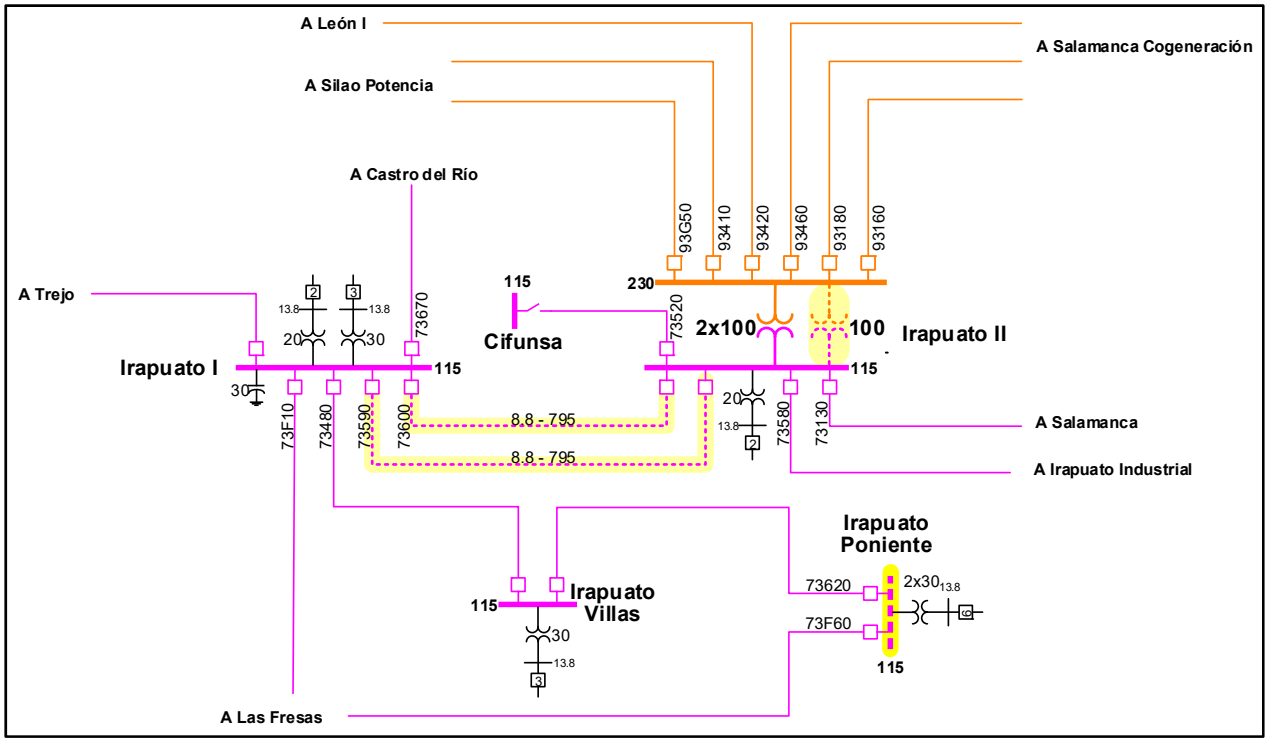
AT. Autotransformador

Obras de transmisión del proyecto Irapuato II Banco 3

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	abr-21	Occidental
Total			**18.0**			

5/ Recalibración

Diagrama con el proyecto Irapuato II Banco 3



P18-OC2 Enlace Tepic II - Cerro Blanco

Diagnóstico

Dependiendo de los despachos de generación que se tengan en cada una de las Gerencias de Control Occidental y Noroeste (GCROC y GCRNO, respectivamente), así como de la demanda de las mismas, será la dirección del flujo por el enlace Tepic II - Cerro Blanco. De esta manera se puede tener a la GCROC como fuente de suministro para la GCRNO y viceversa. Es importante considerar que la generación hidroeléctrica de las centrales pertenecientes a la GCROC: Aguamilpa (radial desde la subestación eléctrica Tepic II), El Cajón (radial desde Cerro Blanco) y La Yesca (radial desde Ixtlahuacán), tienen un impacto directo en la energía que fluye por el corredor de interés, frenándolo o incrementándolo dependiendo de la condición de operación que prevalezca en cada momento.

De esta forma se requiere que la cantidad de potencia eléctrica que fluye por los circuitos del enlace Tepic II - Cerro Blanco pueda ser incrementada sin tener complicación o problemáticas de saturación tanto en estado de red completa como ante contingencia sencilla.

Problemática a resolver

Al contar con generación excedente en la GCRNO, se tiene un flujo de entrada en la subestación eléctrica Tepic II, por las líneas de transmisión provenientes de Mazatlán II, las cuales alimentan la zona Tepic y Vallarta por medio de los autotransformadores 400/230 kV de Tepic II, y siguiendo su curso hacia la zona Guadalajara por la trayectoria en 400 kV Tepic II - Cerro Blanco - Tesistán. Adicional al flujo proveniente del Noroeste, se suma a esta trayectoria la generación de la central eléctrica Aguamilpa. En sentido contrario, si la demanda de energía en la GCRNO lo requiere, la generación del GCROC fluiría por la trayectoria Cerro Blanco - Tepic II - Mazatlán II. Teniendo como principal fuente la inyección de potencia en Cerro Blanco, la cual impacta directamente en el corredor de interés.

Para ambos sentidos del corredor, el flujo de energía eléctrica se tiene limitado a un valor de 1,140 MVA, aproximadamente, debido a que, con esos niveles de transferencia de energía, al perder uno de los dos circuitos en paralelo, se presentaría sobrecarga en aquel que queda en servicio.

Los dos circuitos que conforman el corredor Tepic II - Cerro Blanco están limitados a 1,109 MVA por equipo serie. Uno de ellos (A3630) por su Transformador de Corriente (TC), el cual tiene relación de 1600/5 y el otro circuito (A3590) por las Trampas de Onda (TO), cuya capacidad es de 1600 Amperios. Dadas estas limitaciones, existe riesgo de posibles daños en la línea de transmisión por malas mediciones de sus equipos serie asociados, disminuyendo su vida útil y comprometiendo la confiablidad del sistema al tener la posibilidad de un segundo disparo, con una mayor afectación en el suministro de energía eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019

Transmisión: Reemplazo de equipo serie en ambos extremos de la línea de transmisión Tepic II - Cerro Blanco. TC en el circuito (A3630) y TO en el circuito (A3590).

En el diagrama unifilar se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Este proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión del enlace Tepic II - Cerro Blanco, tanto en estado normal de operación como ante contingencia sencilla, aprovechando al máximo la capacidad de transmisión que soporta el conductor.

Alternativas analizadas

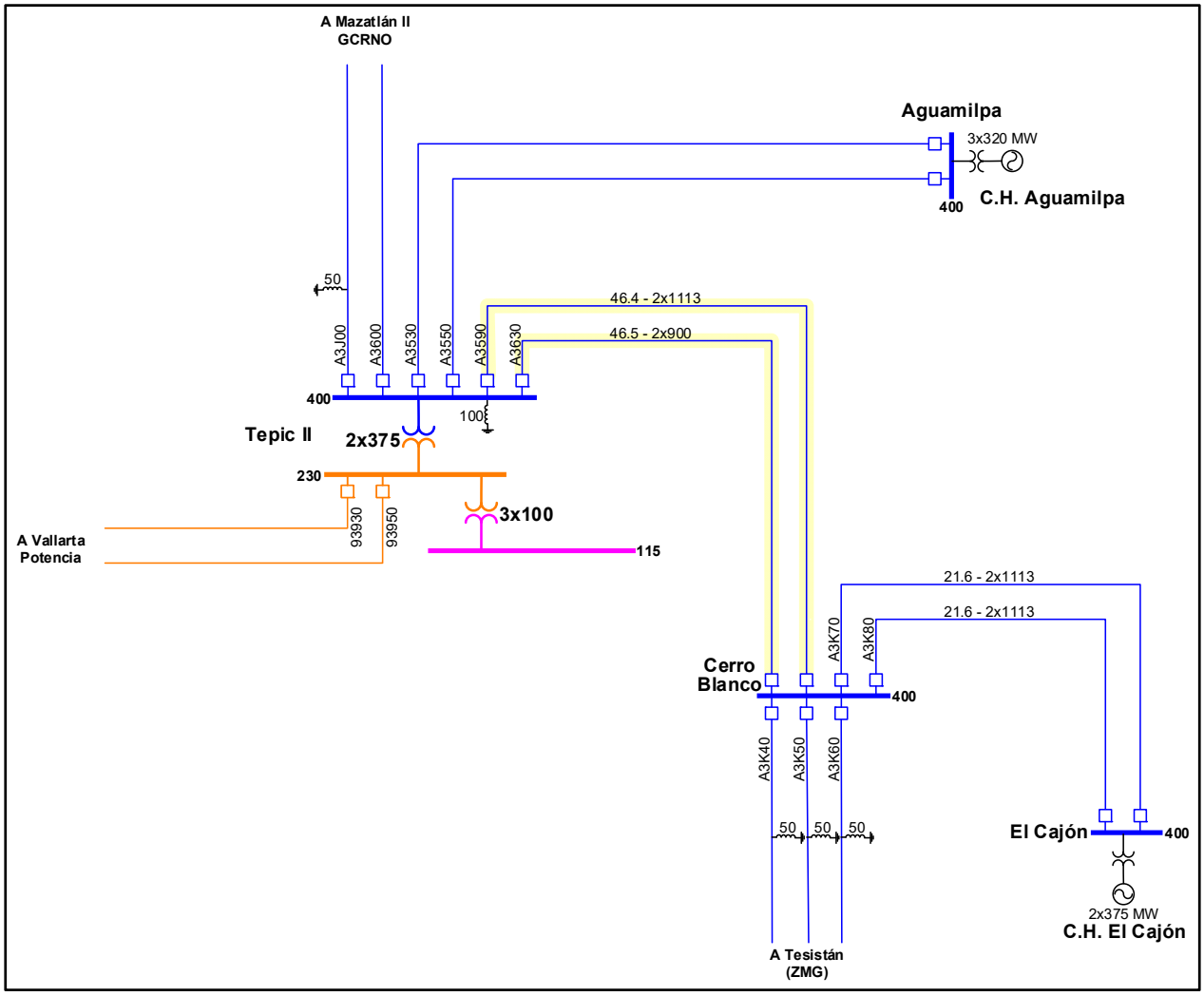
Debido a que la solución técnica requiere de una red de transmisión que soporte contingencias sencillas y que aumente la capacidad de transmisión, se revisó una propuesta alternativa que consiste en la construcción de una tercera línea de 400 kV entre las subestaciones Tepic II y Cerro Blanco.

Sin embargo, el reemplazo de solamente el equipo serie es la opción de menor costo a largo plazo resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Diagrama del enlace Tepic II – Cerro Blanco



P17-OC7 Línea Silao Potencia – Las Colinas

Diagnóstico

La red eléctrica de 115 kV de la Zona Irapuato, específicamente la zona de Silao alimenta centros de carga industriales importantes como Volkswagen, Pirelli y Denso. Además, se encuentra el puerto seco de Puerto Interior, los parques industriales Santa Fe II y Santa Fe III y el Aeropuerto Internacional del Bajío.

El suministro de energía eléctrica de esta zona se realiza por medio de las líneas de transmisión provenientes de las subestaciones eléctricas Silao Potencia y Silao en 115 kV, así como de León IV. Debido al crecimiento y potencial industrial de la zona se presentan altos flujos de potencia por las líneas de transmisión que alimentan a esta región, dando como resultado que, ante contingencia sencilla de alguna, se presente sobrecarga en otras de las líneas adyacentes, además de ocasionar bajos voltajes en las subestaciones eléctricas más cercanas. La situación actual deriva en que exista una limitante para la apertura de equipo para mantenimientos programados o de emergencia, lo que ocasiona que se incremente la posibilidad de falla en algún equipo de la red.

Problemática a resolver

El creciente desarrollo industrial de la zona Silao, genera altos flujos de potencia a través de la red de 115 kV, lo que ocasiona que ante contingencia sencilla de alguna de las líneas que alimentan la zona, se tengan sobrecargas muy cercanas o por encima del límite térmico. Particularmente, en las líneas Silao - Silao Potencia (**100%**), Silao - Fresno (**101%**) y Silao Potencia - Santa Fe II (**105%**).

Al someter conductores a un flujo de corriente mayor al que pueden transmitir se acorta su vida útil y se produce alongamiento de los conductores, con riesgo de falla en la línea al reducir la distancia dieléctrica entre los conductores y objetos cercanos; en el peor de los escenarios se pueden presentar fallas en cascada debido a la operación de protecciones de las líneas dando como resultado la perdida de carga de la zona (alrededor de **193.5 MW** en periodos de demanda máxima de la Zona Silao para el año 2022).

Adicionalmente, ante contingencia sencilla también se presentan bajos voltajes operativos, llegando a valores de **0.89 pu** lo que puede ocasionar afectaciones a los procesos automatizados de las industrias ubicadas en esta zona.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transmisión: Construcción de una línea de transmisión en 115 kV de calibre 795 ACSR de aproximadamente 15.4 km, de la subestación Silao Potencia a la subestación Las Colinas.

El proyecto incluye la ampliación de las subestaciones Silao Potencia y Las Colinas, con un alimentador de 115 kV en cada una. En el diagrama unifilar y tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Este proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión de la red de 115 kV de la zona Silao, reduce el flujo de potencia en las líneas de transmisión que alimentan dicha zona, además de mejorar el perfil de voltaje y evitar problemáticas de sobrecarga en las líneas de transmisión en red de 115 kV ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere de una red de transmisión que soporte contingencias sencillas y que mejore la calidad del voltaje en la zona, se revisó una propuesta adicional que consiste en la construcción de una línea de transmisión de la subestación eléctrica Silao a Las Colinas, de aproximadamente 13.2 km, en 115 kV. También se requiere la repotenciación de la línea Silao - Silao Potencia a un calibre 795 ACSR. Esta obra requeriría de dos alimentadores, uno en cada extremo de la línea.

Sin embargo, la línea propuesta entre **Silao Potencia y las Colinas** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

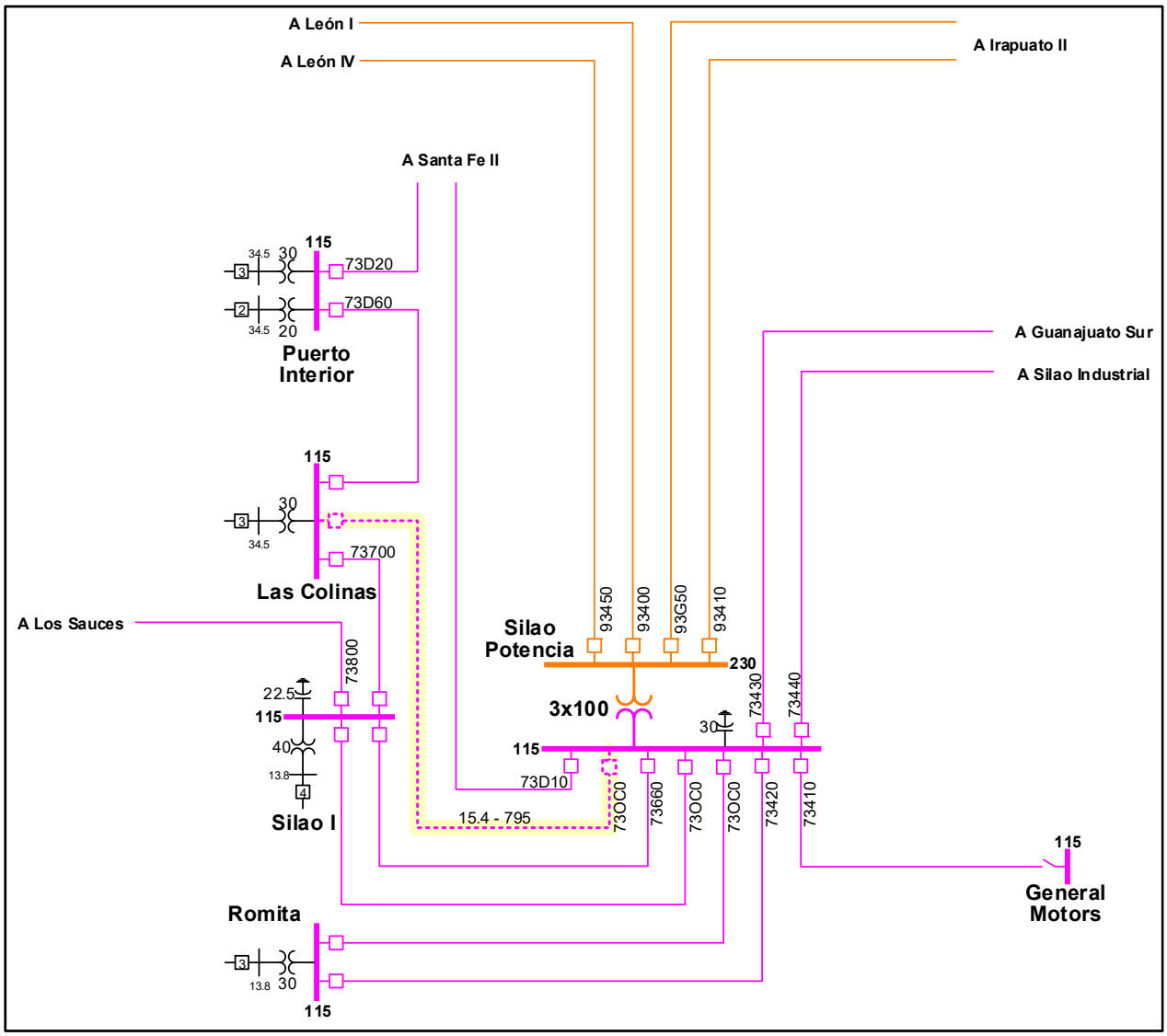
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto línea 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-18	abr-22	Occidental
Total			**15.4**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
29/ Tendido del cuarto circuito

Diagrama con el proyecto línea Silao Potencia – Las Colinas



P18-OC1 San Luis Potosí Banco 3 (traslado)

Diagnóstico

La subestación San Luis Potosí es parte de la red interconectada del estado de San Luis Potosí, cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA para alimentar carga industrial, comercial y residencial de San Luis Potosí. Ciudad que posee una provechosa ubicación en el territorio mexicano debido a que es un punto intermedio entre las tres ciudades más importantes del país: la Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara. Hoy en día se han desarrollado una gran cantidad de parques industriales que han impulsado al sector manufacturero e industrial. Por lo tanto, se ha convertido en un importante corredor industrial, con un constante crecimiento, derivado de las solicitudes de carga recibidas para instalarse recientemente y en los próximos años.

Entre las subestaciones eléctricas San Luis Potosí y La Pila se encuentran ubicadas importantes cargas industriales conectadas directamente a la red de 115 kV, de las cuales destacan: Aceros San Luis (50 MW), Tisamatic (47 MW), Goodyear (20 MW), Desarrolladora Parque Logístico (20 MW), Continental Tire (16 MW), entre otras, que en conjunto suman aproximadamente 360 MW de demanda contratada.

Últimamente, en la red de 115 kV de la zona se han recibido cerca de 75 MW, de los cuales 45 MW ya cuentan con contrato (incluidos en la carga industrial del párrafo anterior) y 30 MW están en proceso de estudio. Es importante mencionar que a estas solicitudes se les condiciona la entrada en operación a la instalación de un esquema de corte de carga para evitar problemáticas de saturación de los elementos de transformación 230/115 kV.

Problemática por resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2020 en la demanda máxima coincidente de la Zona San Luis Potosí, los autotransformadores 230/115 kV de la subestación eléctrica San Luis Potosí alcance valores de carga de **104.5%** de su capacidad nominal (2x100 MVA). Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para las nuevas solicitudes, limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica.

La saturación de la zona San Luis Potosí no permite el crecimiento de la demanda, ya que al operar con sobrecarga en elementos de transformación se reduce su vida útil y se pierde confiabilidad en el sistema. Respetando los límites de cargabilidad declarados por el transportista en los transformadores mencionados, se estima que **la energía que no podría ser suministrada** para 2019 sería de aproximadamente **294 MWh** y en caso de no realizarse el proyecto para 2020, esta energía incrementaría a **538 MWh.**

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transformación: Traslado de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA (incluye su fase de reserva) proveniente de la subestación eléctrica Salamanca II a San Luis Potosí. El proyecto incluye la partición del bus de 115 kV de esta subestación eléctrica debido a que la impedancia del transformador no coincide con la de los bancos actualmente instalados.

El proyecto contempla la adición de dos alimentadores en 115 kV para la subestación eléctrica San Luis Potosí, los cuales servirán como interruptor de transferencia o comodín de la nueva sección del bus y también, interruptor de amarre de barras.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la ampliación de la transformación en la subestación San Luis Potosí, se robustece la alimentación hacia la red de 115 kV en la Zona San Luis Potosí, incrementando la capacidad de suministro directamente desde la red de 230 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y se evitará la saturación de los transformadores aledaños actualmente instalados.

La adición de estas obras ayuda también a descargar el banco de transformación 230/115 kV de la subestación eléctrica La Pila, aumentando la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área. Se debe señalar que, debido a la cantidad

de generación renovable conectada en la red de 230 kV en el corredor San Luis Potosí - Aguascalientes, la transformación de la zona se verá saturada ante contingencia de la línea Aguascalientes Oriente - Maniobras Solem, lo cual se atendería mediante un refuerzo de transmisión previsto en la Macro Red.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona de influencia de la subestación eléctrica San Luis Potosí, se revisó una alternativa que consiste en el traslado de un banco de transformación de 100 MVA proveniente de la subestación eléctrica Salamanca II a San Luis Industrial, para ello se requerirá entronque de las líneas de transmisión San Luis Potosí - Laguna de San Vicente, así como la construcción de 2 alimentadores en 230 kV y el cambio de los Transformadores de Corriente en ambas subestaciones de la línea de transmisión en 115 kV San Luis Potosí - La Pila.

Sin embargo, el incremento de transformación en **San Luis Potosí**, por traslado del banco de Salamanca II, es la opción de mayor beneficio a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

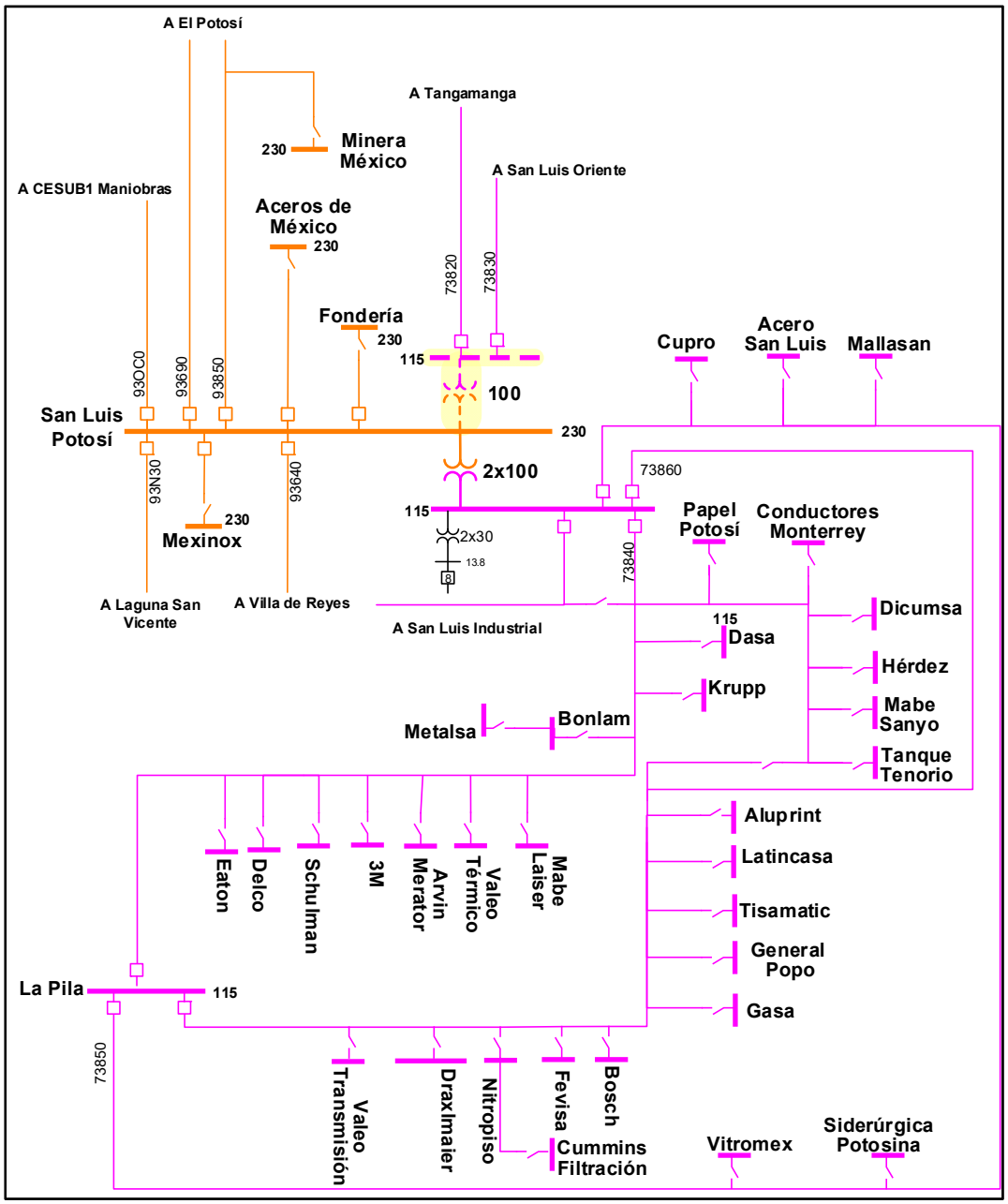
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto San Luis Potosí Banco 3

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	abr-20	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto en San Luis Potosí Banco 3



P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro

Diagnóstico

El Estado de Querétaro y parte de Guanajuato han tenido un alto crecimiento industrial, que impacta de manera significativa la calidad de la energía suministrada en el Sistema Interconectado Nacional. Particularmente, la zona de Querétaro se está convirtiendo en un importante corredor industrial, por lo que ha tenido un incremento en la demanda pronosticada para los años 2018 a 2035, principalmente por desarrollos industriales, habitacionales y comerciales. El aumento del consumo de energía eléctrica va generando complicaciones para el suministro de cargas actuales y futuras por saturación de la red eléctrica que la alimenta.

Adicionalmente, como resultado de los estudios de Solicitudes de Carga que se han atendido, así como por los proyectos de subestaciones eléctricas de alta a media tensión que propone CFE Distribución para suministro básico, se ha requerido de la instalación de esquemas de corte de carga para evitar problemáticas de voltaje ante contingencia sencilla en la zona Querétaro.

Problemática a resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la zona Querétaro se presenten bajos voltajes en toda la zona, limitando la capacidad de regulación de voltaje de la red de 115 kV dentro del área de influencia y reduciendo la confiabilidad de la red eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Instalación de los siguientes bancos de capacitores en 115 kV:

- 30 MVAr en la subestación eléctrica San Ildefonso.
- 30 MVAr en la subestación eléctrica Cimatario.
- 22.5 MVAr en la subestación eléctrica Montenegro (la cual entrará en operación en 2019).
- 22.5 MVAr en la subestación eléctrica Aeroespacial.
- 15 MVAr en la subestación eléctrica Campanario.
- 15 MVAr en la subestación eléctrica Querétaro.

En el diagrama unifilar y tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la propuesta de compensación se logra mejorar el perfil de voltaje en la zona Querétaro, lo que permitirá soportar la contingencia sencilla (N-1) en la zona de interés y seguir alimentando a los usuarios con los requerimientos de calidad y confiabilidad del servicio mediante la red de 115 kV del estado de Querétaro.

De esta forma se mejorará la confiabilidad de la red que abastecerá de energía eléctrica a los futuros desarrollos industriales, así como a las subestaciones actualmente instaladas. Por último, se disminuirán las pérdidas de la zona de influencia al evitar el alto flujo de reactivos por las líneas de transmisión provocando la operación las subestaciones con un nivel de voltaje por debajo del nominal.

Alternativas analizadas

Debido a que la zona de interés cuenta con puntos estratégicos que podrían abatir el nivel de voltaje en toda la zona de Querétaro, se propone otra alternativa de solución que consiste en instalar nueve capacitores de la siguiente manera: 30 MVAr en la subestación eléctrica El Sauz, 30 MVAr en Aeroespacial, 30 MVAr en Querétaro Potencia, 22.5 MVAr en Cimatario, 22.5 MVAr en San Ildefonso, 15 MVAr en Campanario, 15 MVAr en Querétaro, 15 MVAr en Apaseo Oriente y 15 MVAr en Huimilpan Maniobras (cuya entrada en operación está prevista para 2019).

A pesar de que la segunda alternativa también resuelve de manera efectiva la problemática de voltaje de la zona, la propuesta de instalación de seis capacitores es la opción de menor costo a largo plazo para resolver la problemática presentada.

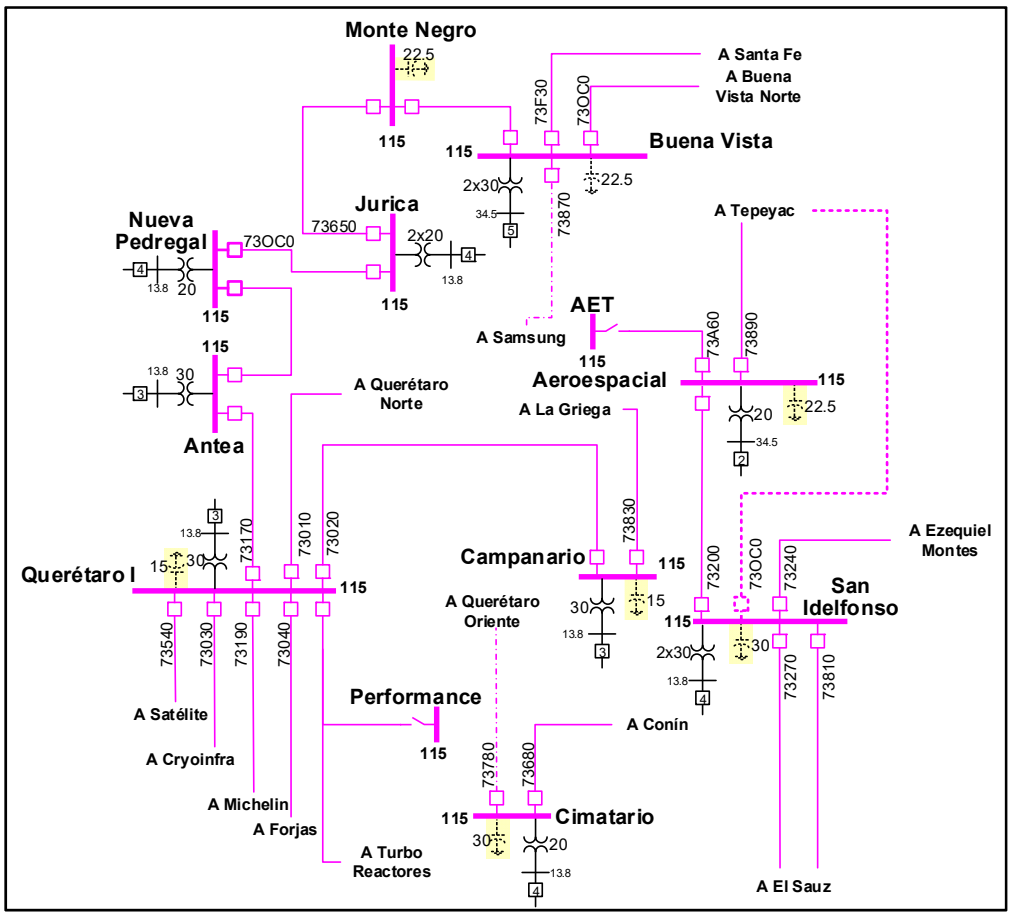
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras del proyecto de Compensación en la zona Querétaro

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeroespacial MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-21	Occidental
Campanario MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	abr-21	Occidental
Cimatario MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	abr-21	Occidental
Montenegro MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-19	abr-21	Occidental
Querétaro MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	abr-21	Occidental
San Ildefonso MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	abr-21	Occidental
Total			**135.0**			

Diagrama con el proyecto de Compensación en la zona Querétaro



P16-OC4 Líneas Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac

Diagnóstico

El estado de Querétaro ha tenido un crecimiento industrial importante en los últimos años. Con la entrada en operación de importantes industrias tanto nacionales como internacionales y se ha perfilado como un polo de desarrollo económico de gran relevancia en el Bajío. Su localización centralizada con vías de transporte eficientes lo convierte en uno de los corredores logísticos más importantes del país.

La zona de influencia del proyecto se encuentra formada por subestaciones eléctricas que suministran energía, principalmente, a cargas de tipo industrial de las zonas Querétaro y San Juan del Río. Sin embargo, existen algunas limitantes de capacidad para el suministro de estas zonas debido a que algunas líneas tienen calibres menores a 795 ACSR, que es el que predomina en la red de estas zonas.

Problemática a resolver

Derivado del incremento en la demanda que ha tenido la zona, donde destacan las empresas como Bombardier, Guardian México, Delphi México y el parque industrial Aerotech, y por condiciones de bajos despachos en la generación de la central eléctrica El Sauz, en condición normal de operación se presentan flujos superiores a los límites operativos (**118.0%**) en las líneas de transmisión Conín - El Marqués. Por otro lado, ante disparo de la línea San Ildefonso – Aeroespacial, se tiene sobrecarga en la línea Querétaro – Campanario (Zibata) (**109.6%**), así como en la línea San Ildefonso – Marqués Oriente (**108.0%**) ante disparo de Conín – Marques, ambas problemáticas son por límite térmico del conductor.

En cuanto a la limitante en la cargabilidad de la línea Conín - El Marqués, es por el calibre del bus en la subestación El Marqués, lo cual reduce la capacidad de transmisión a 86.9 MVA, aun cuando el calibre del conductor es de 795 ACSR, cuyo límite térmico es de 179 MVA.

Además de lo anterior, se presentan problemáticas de bajo voltaje ante contingencia, con valores cercanos al **0.91 pu**. Los cambios en el voltaje ocasionados por pérdida de elementos de transmisión afectan a los procesos industriales, en su mayoría de tipo electrónico y aeronáutico, principalmente en las industrias del parque Aerotech y Aeroespacial, ya que sus procesos son altamente automatizados y sensibles a las variaciones de voltajes.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de dos líneas de transmisión en 115 kV: una desde la subestación eléctrica Tepeyac hasta San Ildefonso, con una longitud de 9.5 km, en calibre 795 ACSR de un conductor por fase y la otra entre Conín y Marqués Oriente, de 5 km en calibre 795 ACSR.

También se requiere la recalibración del bus de la subestación El Marqués, a un calibre de 1113 ACSR. Así como la construcción de dos alimentadores en 115 kV para conectar las nuevas líneas. En el diagrama unifilar y tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Dentro del proyecto se incluye la modernización de las líneas de transmisión en 115 kV: San Ildefonso - El Sauz (circuitos 73810 y 73270) y San Ildefonso - Aeroespacial. De acuerdo con la información oficial, para llevar la cargabilidad de estas líneas a su límite térmico se requiere el cambio de Transformadores de Corriente (TC).

Análisis de confiabilidad

Este proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión de la red de 115 kV de las zonas Querétaro y San Juan del Río. Con la topología propuesta, se reduce el flujo de corriente en las líneas de transmisión que alimentan dichas zonas y mejora el perfil de voltaje. Además, evita problemáticas de sobrecarga en las líneas de transmisión en la red de 115 kV tanto en operación normal como ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere de una red de transmisión que soporte contingencias sencillas y que mejore la calidad del voltaje en la zona, se revisó una propuesta alternativa que consiste en la recalibración de 11 km de la línea de transmisión Querétaro – Campanario, así como la construcción de una línea entre Conín y Marqués Oriente, de 5 km de longitud en calibre 795 ACSR. Esta obra requeriría de un alimentador en 115 kV para la conexión de la línea Conín – Marqués Oriente.

Sin embargo, las líneas propuestas: **San Ildefonso - Tepeyac y Conín - Marqués Oriente** resultaron una opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

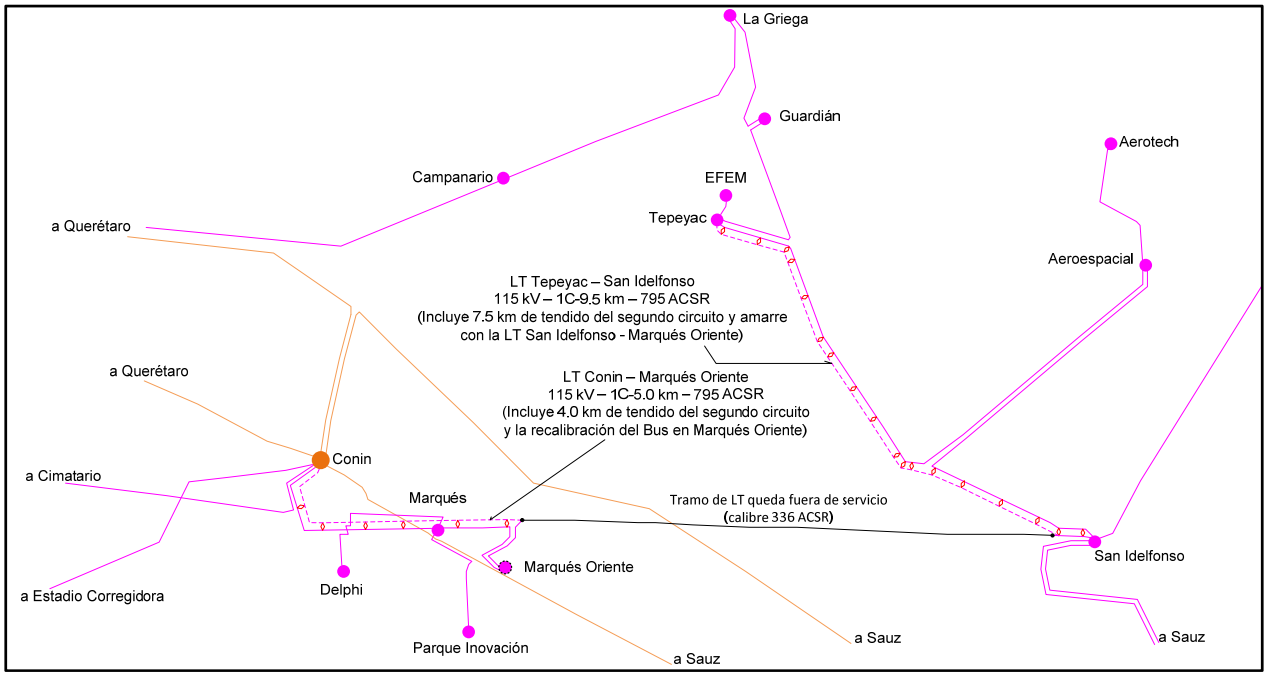
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – 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-21	Occidental
Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	1	9.5	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**14.5**			

4/ Tendido del segundo circuito

Diagrama con el proyecto de líneas Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac



P17-OC5 Valle del Mezquital Banco 1

Diagnóstico

La red eléctrica de 115 kV de la zona San Juan del Río es alimentada principalmente por los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Central Hidroeléctrica (C.H.) Zimapán, El Sauz y San Juan Potencia.

Actualmente, la red de la zona de interés del proyecto se opera segmentada, una parte se alimenta por el transformador de la C.H. Zimapán y otra por los transformadores de El Sauz y San Juan del Río Potencia, esto se debe a que se presenta sobrecarga en el transformador de C.H. Zimapán 230/115 kV cuando se tienen despachos altos de generación en la C.H. Zimapán o bien ante una disminución en la generación en 115 kV de la central termoeléctrica El Sauz.

Problemática a resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que a partir del año 2020 se presenten bajos perfil de voltaje en las subestaciones de la zona San Juan del Río.

Además, el transformador de 100 MVA 230/115 kV de la subestación C.H. Zimapán alcanza un valor de carga superior al 80% (operado con enlaces normalmente abiertos en red de 115 kV para evitar **saturación** en el transformador); reduciendo la capacidad de suministro eléctrico a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona.

Derivado de operar la red de forma radial, ante contingencia sencilla o licencia en muerto de algún elemento de transmisión o del transformador de la subestación eléctrica C.H. Zimapán, se pueden presentar cortes de carga de hasta **73 MW** en las subestaciones eléctricas Zimapán, Humedades y Acueducto para el año 2020.

Adicionalmente, se ha tenido registro de tiempos prolongados de indisponibilidad por falla (7 eventos en 2016 con un tiempo total de indisponibilidad de 22 hs) y mantenimiento en el banco de la subestación C.H. Zimapán (alrededor de 60 días indisponible por revisión y reparaciones), lo cual ha derivado en cortes de carga y riesgos para el suministro de subestaciones eléctricas importantes como Acueducto, donde se tienen instalados los equipos de bombeo que abastecen agua a la ciudad de Querétaro.

Durante los periodos de indisponibilidad del banco de transformación, el suministro eléctrico de las subestaciones eléctricas Zimapán y Humedades se puede realizar con el cierre de líneas de transmisión en 115 kV que operan normalmente abiertas por las razones anteriormente descritas. Sin embargo, no se logra suministrar el total de la energía necesaria en la subestación Acueducto, lo que obliga a tener estrategias adicionales para el bombeo de agua.

La ubicación física del actual transformador de la C.H. Zimapán imposibilita la instalación de un segundo banco de transformación en el mismo sitio, además de que el alto índice de humedad al que está sometido aumenta la probabilidad de falla.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Traslado de un banco de transformación con fase de reserva 230/115 kV de 100 MVA proveniente de la subestación eléctrica Potrerillos (una vez que se realice el proyecto instruido de transformación Potrerillos Banco 4, P16-OC2) a una nueva subestación denominada Valle del Mezquital.

Transmisión: Para alimentar la nueva subestación eléctrica Valle del Mezquital se requiere entroncar la línea C.H. Zimapán – Dañu en 230 kV y, en 115 kV, el cambio de trayectoria de las líneas Zimapán - Tap Zimapán y Boquilla - Tap Zimapán hacia la subestación eléctrica Valle del Mezquital.

Compensación: Se requiere la adición de compensación reactiva en 115 kV para las subestaciones eléctricas Humedades y Huichapan, con 15 MVAr en cada una.

El proyecto contempla además la construcción de los alimentadores en 230 kV y 115 kV necesarios para la conexión de las líneas mencionadas. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Las obras incluidas en este proyecto permitirán reducir el flujo de corriente en el transformador 230/115 kV de la subestación C.H. Zimapán, evitando así su saturación, así como mejorar el perfil de voltaje y

evitar problemáticas de sobrecarga en las líneas de transmisión en red de 115 kV. Con este proyecto se podrá atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con la capacidad, confiabilidad y economía requeridas, garantizando la flexibilidad operativa y la calidad en el servicio de suministro a la San Juan del Río.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una propuesta alternativa que consiste en instalar transformación 230/115 kV en la subestación Boquilla y la construcción de aproximadamente 10 km de líneas de transmisión en 230 kV para el entronque de la línea C.H. Zimapán – Dañu, más la construcción de un tramo de línea de 10 km en 115 kV para remover el Tap de Zimapán y, al igual que la opción de Valle de Mezquital, se requiere compensación reactiva en las subestaciones Humedades (15 MVAr) y Huichapan (15 MVAr). Sin embargo, por costos y comportamiento eléctrico la opción Valle de Mezquital resultó mejor para resolver la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Valle del Mezquital Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	abr-21	Occidental
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230	2	0.2	abr-20	abr-21	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**3.4**			

Obras de transformación del proyecto Valle del Mezquital Banco 1

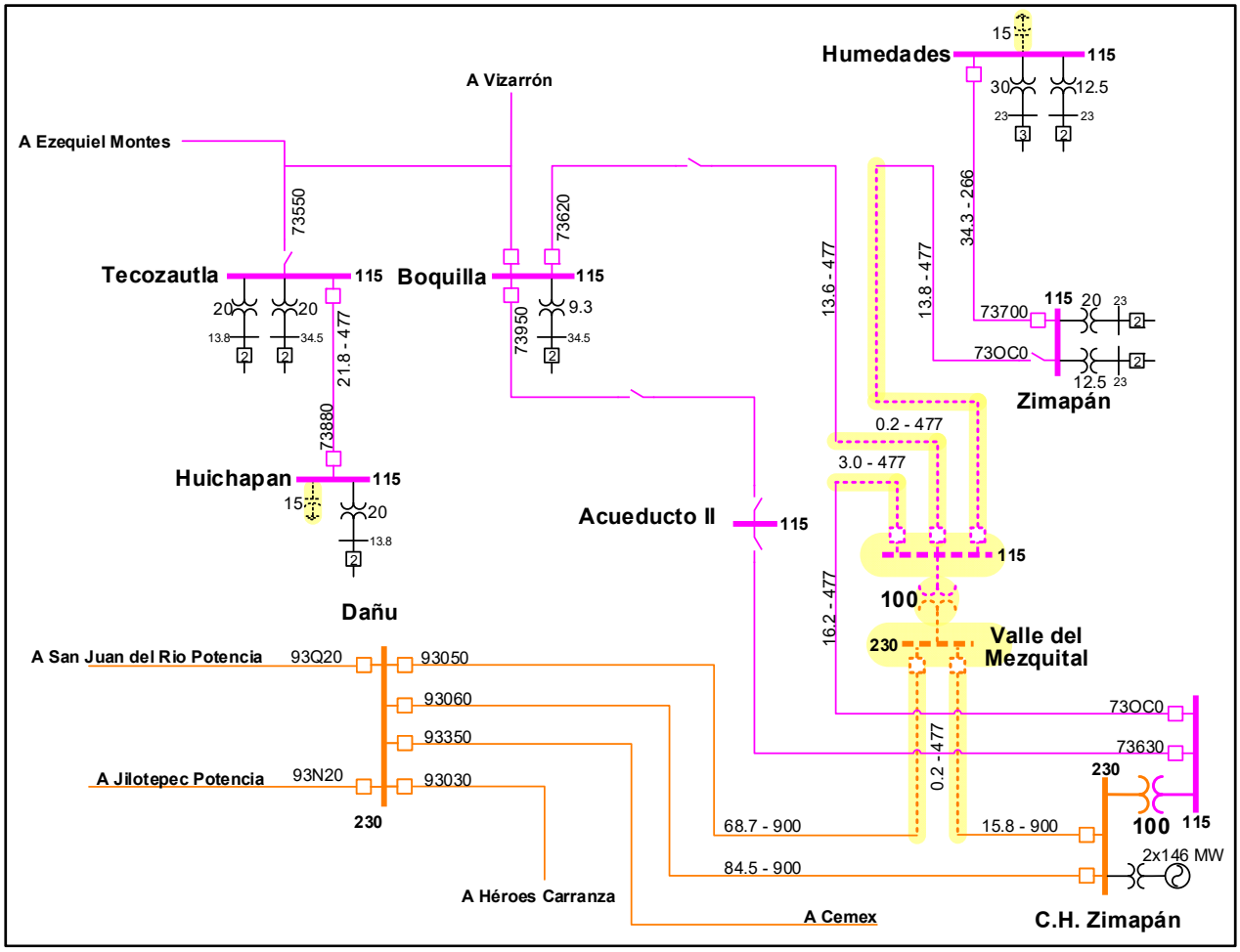
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Obras de compensación del proyecto Valle del Mezquital Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huichapan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-21	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**30.0**			

Diagrama con el proyecto Valle del Mezquital Banco 1



P17-OC9 Loreto y Villa Hidalgo MVAr

Diagnóstico

Las zonas Aguascalientes y Zacatecas tienen gran potencial económico debido a sus cargas industriales y mineras, de igual manera la ganadería y manufactura cobran importancia al estar fuertemente desarrolladas. Estas zonas son el enlace con las regiones Norte y Noreste, ayudando al intercambio y crecimiento comercial.

La red eléctrica del área de influencia es alimentada principalmente por los transformadores de las subestaciones eléctricas Zacatecas II y Cañada. La transmisión de energía hacia el área de influencia se realiza a través de dos líneas de transmisión: Cañada - Villa Juárez, conformada por un doble circuito de aproximadamente 20 km en calibre 795 ACSR y de la línea Ojocaliente - Estancia de Animas de aproximadamente 28 km y calibre 336 ACSR.

Sin embargo, las longitudes de línea y la topología de la red ocasionan problemas de estabilidad de voltaje en la zona ante contingencia sencilla, lo que limita el crecimiento de la carga y la libranza de equipos para mantenimiento.

Problemática a resolver

La alta y constante demanda de las zonas Aguascalientes y Zacatecas ocasiona bajos voltajes operativos (alcanzando un mínimo de **0.81 pu**), principalmente, ante contingencia sencilla de la línea de transmisión Villa Juárez – Loreto. Las subestaciones de 115 kV que más se ven afectadas son: Loreto, Villa Hidalgo, Estancia de Ánimas y las mineras Santa Francisca y Minera Real de Ángeles, ubicadas en los estados de Aguascalientes y Zacatecas, respectivamente, con una demanda pronosticada para el año 2020 de **77.55 MW**.

Estos bajos niveles de voltaje pueden ocasionar un mal funcionamiento en los procesos de producción o dañar equipo sensible de las Minas Santa Francisca y Minera Real de Ángeles.

Adicionalmente, con la instalación del Parque Industrial Agrosfera, que está próxima a llevarse a cabo y tiene una demanda contratada por 40 MW, disminuirían aún más los niveles de voltaje en la zona y se agravará la situación ante contingencia de la línea de transmisión Villa Juárez – Loreto, aun cuando se incluyó como obra de refuerzo a esta solicitud la instalación de un capacitor de 30 MVAr en la subestación eléctrica Valle de las Delicias.

Derivado de lo anterior, se ve en la necesidad de instalar compensación capacitiva en la zona para mejorar el perfil de voltaje y reconfigurar la red en 115 kV, a fin de aprovechar de mejor manera los bancos de capacitores ante contingencias y para obtener una mejor redistribución de los flujos de potencia, reduciendo así las pérdidas de transmisión.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Sustitución del banco de capacitores de 10 MVAr por uno de 22.5 MVAr de capacidad en la subestación eléctrica Villa Hidalgo y traslado hacia Loreto del capacitor de 10 MVAr que se sustituye.

Transmisión: Construcción de 3 km de línea de transmisión en calibre 795 ACSR para el retiro del tap de la subestación eléctrica Estancia de Animas que actualmente se conecta de la línea Valle de las Delicias - Ojocaliente y conectarlo directamente a Ojocaliente.

El proyecto incluye la ampliación de la subestación Ojocaliente con un alimentador en 115 kV para la nueva línea Estancia de Animas - Ojocaliente.

En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

El incremento de capacidad de compensación capacitiva en las zonas Aguascalientes y Zacatecas para mejorar el perfil de voltaje y evitar problemáticas de bajos niveles de voltaje ante contingencia sencilla en la red de 115 kV, brinda un nivel mayor de confiabilidad en el sistema y permite mejorar la calidad del suministro, tanto en estado operativo normal como ante contingencia sencilla.

Así mismo permitirá una mayor capacidad de entrega de energía, aprovechando de mejor manera los recursos disponibles de transmisión, transformación y compensación existentes en la red.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere de una red de transmisión que soporte contingencias sencillas y que mejore la calidad del voltaje en la zona, se revisó una opción que consiste en la construcción de una línea de transmisión de 115 kV entre Loreto y Villa Juárez, de aproximadamente 20 km con calibre 795 ACSR. Esta obra requeriría de dos alimentadores, uno en cada extremo de la línea.

Sin embargo, la sustitución de compensación capacitiva en **Villa Hidalgo y** el traslado del capacitor hacia **Loreto** 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

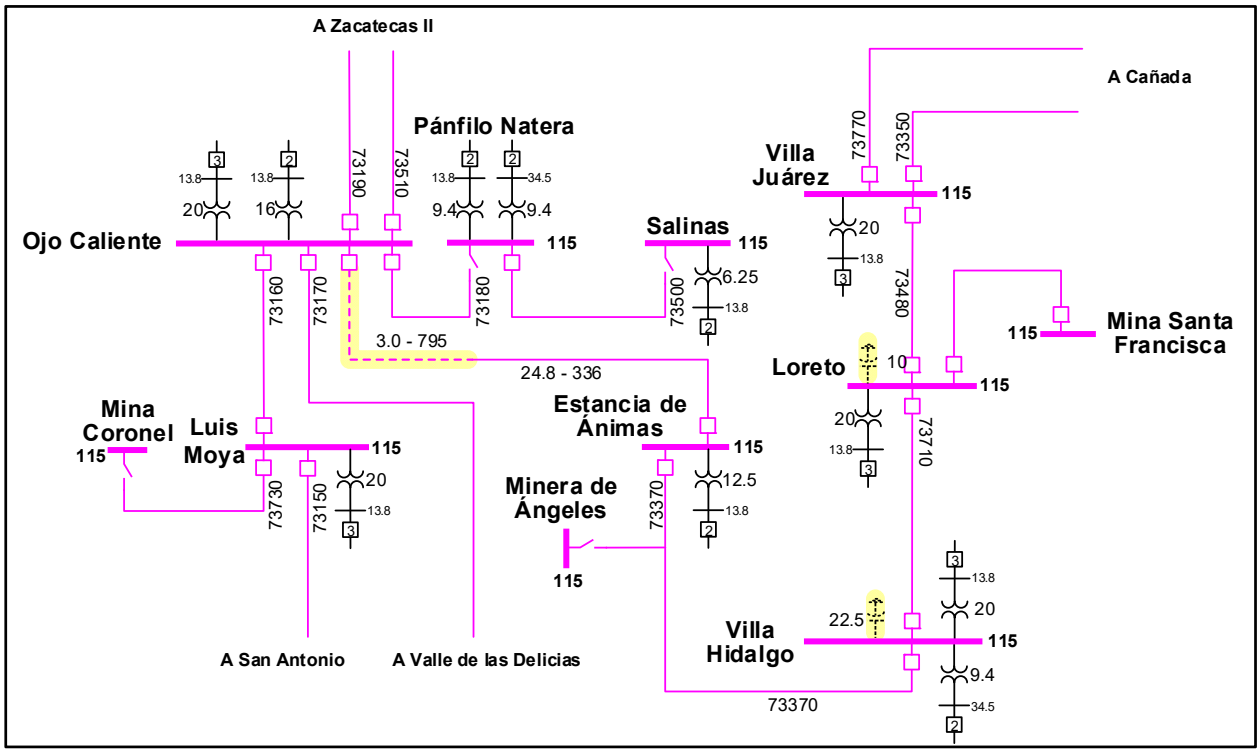
Obras de transmisión del proyecto Loreto y Villa Hidalgo MVAr

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	abr-21	Occidental
Total			**3.0**			

Obras de Compensación del proyecto Loreto y Villa Hidalgo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr (traslado)	Capacitor	115	10.0	abr-20	abr-21	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**32.5**			

Diagrama con el proyecto Loreto y Villa Hidalgo MVAr



P17-OC10 Querétaro Potencia Banco 4

Diagnóstico

La subestación eléctrica Querétaro Potencia es parte de la red interconectada del estado de Querétaro, cuenta con un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA para alimentar carga industrial, comercial y residencial del sur de la ciudad de Querétaro. En los últimos años la región Bajío, con importantes ciudades del estado de Guanajuato como León, Silao, Irapuato, Celaya, así como el estado de Querétaro, se han convertido en un importante corredor industrial, con un constante crecimiento, derivado de las solicitudes de carga recibidas para instalarse en los próximos años.

De las cargas industriales importantes en la zona de influencia del proyecto se encuentran: Kellogg's de México, Field Container, Porcelanite Lamosa, Tetra Pack Querétaro y Procter & Gamble.

En la zona se han recibido cerca de 104 MW en solicitudes de carga. De los cuales 82 MW ya cuentan con contrato firmado. Además, la División de Distribución Bajío cuenta con proyectos de transformación alta/media tensión que aumentan la capacidad de transformación en 270 MVA. Se destaca que, como parte de las condiciones para su entrada en operación de estas nuevas subestaciones eléctricas o ampliaciones de las existentes, se han solicitado la instalación de esquemas de corte de carga para proteger al sistema.

Problemática por resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2020 en la demanda máxima coincidente de la Zona Querétaro, el autotransformador 230/115 kV de 225 MVA de capacidad de la subestación Querétaro Potencia alcance valores de carga del **105.1% de su capacidad** nominal, incrementando su condición de saturación a **114.1% para el año 2021**. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes de carga y limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica.

La saturación de la zona Querétaro no permite el crecimiento de la demanda, ya que al operar con sobrecarga en elementos de transformación se reduce su vida útil y se pierde confiabilidad en el sistema. **La energía que no podrá ser suministrada** para los años 2020 y 2021 sería de aproximadamente **556 MWh** y en caso de no contar con el proyecto para 2022, esta energía sería de **570 MWh**.

Para evitar frenar el crecimiento y desarrollo del estado de Querétaro quedaría como único recurso el realizar cortes de carga en los periodos donde la transformación de la subestación Querétaro Potencia supere el 100% de su capacidad nominal.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transformación: Instalación de un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA en la subestación eléctrica Querétaro Potencia.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la ampliación de la transformación en la subestación Querétaro Potencia, se robustece la alimentación hacia la red de 115 kV en la Zona Querétaro, incrementando la capacidad de suministro directamente desde la red de 230 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y se evitará la saturación de los transformadores aledaños actualmente instalados.

La adición de estas obras ayuda también a descargar los bancos de transformación 230/115 kV de las subestaciones Conín y Querétaro I, aumentando la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona de influencia de la subestación Querétaro Potencia, se revisó otra alternativa, que consiste en la instalación de un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en una nueva subestación eléctrica llamada Querétaro II, para ello se requerirá del entronque de las líneas Querétaro I - Querétaro Potencia de 4.8 km en un doble circuito calibre 1113 ACSR, así como de la línea Querétaro

Maniobras -Querétaro Industrial de 2 km doble circuito calibre 795 ACSR, además de la construcción de una línea de transmisión en 115 kV de 3.5 km calibre 795 ACSR entre la nueva subestación Querétaro II y Querétaro Poniente.

Sin embargo, el incremento de transformación 230/115 kV en Querétaro Potencia es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

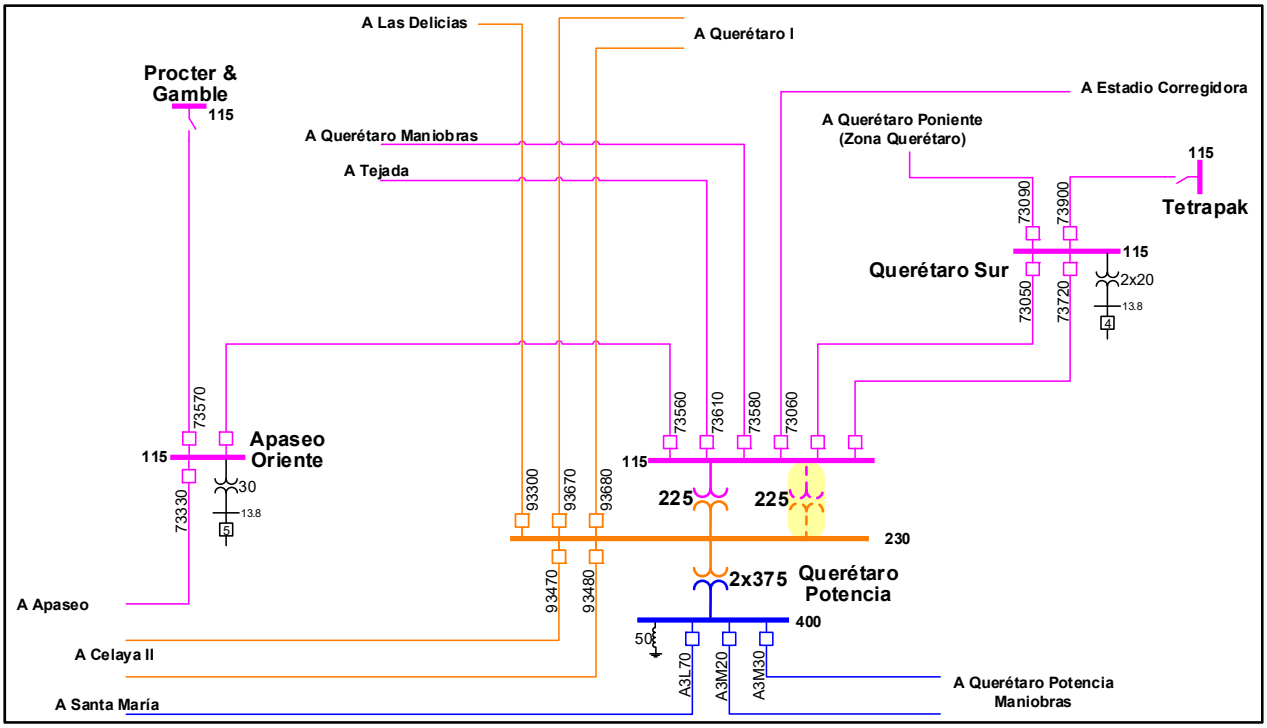
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto 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	abr-22	Occidental
Total			**225.0**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto en Querétaro Potencia Banco 4



P18-OC4 Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán

Diagnóstico

La red eléctrica de 69 kV y 115 kV de las zonas Uruapan y Apatzingán es alimentada principalmente por los transformadores de las subestaciones eléctricas Uruapan Potencia y Apatzingán, así como por la generación de las Centrales Hidroeléctricas Cóbano, Cupatitzio y Chilatán. Sin embargo, las longitudes de la mayoría de las líneas superan los 25 km, las cuales interconectan las redes de 69 y 115 kV, ocasionando problemas de estabilidad de voltaje en la zona, además de limitar el crecimiento de la carga.

Debido a que la línea de transmisión en 230 kV Uruapan Potencia - Carapan Potencia es la principal fuente de alimentación de la zona, ante contingencia de este elemento se presentan voltajes menores a 0.95 pu en todas las subestaciones de la zona, esto sucede cuando se tienen demandas del orden de la máxima de zona, además se presentan sobrecargas de los transformadores 230/115 kV de la subestación eléctrica Carapan Potencia.

Las problemáticas mencionadas anteriormente se ven agravadas en caso de existir un menor despacho en las Centrales Hidroeléctricas de la zona.

Problemática por resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y el despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de las zonas Uruapan y Apatzingán, se presente un bajo perfil de voltaje cercano a 0.95 pu, con la compensación capacitiva y la capacidad de regulación existente en los transformadores de la zona utilizada al máximo.

En caso de presentarse contingencia de algún elemento de transformación o de transmisión en la red de 69 y 115 kV se tienen valores menores a 0.95 pu lo que ocasionaría cortes de carga para mantener el voltaje dentro de límites de seguridad.

Ante contingencia de la línea de 230 kV Uruapan Potencia - Carapan Potencia de 68 km, al ser la principal fuente de alimentación de las zonas Apatzingán y Uruapan se presentan problemas de estabilidad de voltaje debido a los bajos niveles de voltaje en todas las subestaciones de las zonas mencionadas, así como en parte de la zona Carapan y Morelia llegando en los puntos más críticos a valores de 0.78 pu. Además, se presentan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Carapan (**113%**) que deben alimentar toda la demanda de las zonas mencionadas anteriormente. En este sentido, la demanda máxima que se podría satisfacer la red actual es de 244 MW y ante la peor contingencia es 198 MW.

De acuerdo con lo pronosticado para el año 2021 la demanda máxima de las zonas Uruapan y Apatzingán es de 240.4 MW (98% de la demanda de saturación) por lo que al presentarse alguna contingencia de elementos de transmisión el corte de carga pudiera ser hasta **42.4 MW**, dando como resultado que para el año 2022 no sea posible satisfacer la demanda de la zona aun con condición de red completa.

Adicionalmente, la zona es altamente dependiente del despacho de las Centrales Hidroeléctricas de la zona por lo que se dificulta su mantenimiento y en caso de indisponibilidad los problemas ya descritos se agravan.

Por lo tanto, se reduce la capacidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes de carga y limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transformación: Instalación de un banco de transformación con fase de reserva 400/115 kV de 225 MVA en una nueva subestación eléctrica, denominada Parácuaro.

Transmisión: Construcción de una línea de transmisión en 400 kV de dos circuitos calibre 2x1113 ACSR de aproximadamente 0.1 km para entronque de la línea de transmisión Mazamitla - Pitirera en la subestación eléctrica Parácuaro, una línea de transmisión de 115 kV de dos circuitos en calibre 1113 ACSR de aproximadamente 0.8 km para entronque de la línea de transmisión Uruapan Potencia - Apatzingán en la nueva subestación Parácuaro, una línea de transmisión en 115 kV calibre 477 ACSR de aproximadamente 21.2 km, de Pradera a la nueva subestación Parácuaro, una línea de transmisión en 115 kV de 477 ACSR de aproximadamente 9 km de la Pradera a Valle Verde, una línea de transmisión en 69 kV calibre 477 ACSR de aproximadamente 1 km, de Taretan a la subestación Uruapan III y una línea de transmisión en 69 kV calibre 477 ACSR de

aproximadamente 30 km, de Taretan a Ario de Rosales.

Compensación: Construcción de un banco de capacitores de 8.1 MVAr de capacidad en la subestación Huacana en 69 kV.

El proyecto también contempla el remplazo de los Transformadores de Corriente de las líneas Uruapan III - Uruapan Potencia, Uruapan Potencia - El Mirador y Uruapan III - La Esperanza. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la ampliación de la transformación, transmisión y compensación de las zonas Uruapan y Apatzingán, se robustece la red de 115 kV y 69 kV, incrementando la capacidad de suministro directamente desde la red de 230 kV y 400 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y reducir las pérdidas de transmisión.

La adición de estas obras aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación, transmisión y compensación en la zona de influencia, se revisaron dos opciones más que consisten en: Instalación de un banco de transformación con fase de reserva 400/115 kV de 225 MVA en la subestación Uruapan Potencia, para ello se requerirá entronque de la línea Carapan Potencia - Lázaro Cárdenas Potencia (9 km de doble circuito calibre 2x1113 ACSR), además de la construcción de líneas de transmisión en 115 kV, una de 25 km calibre 477 ACSR entre la subestación Uruapan Potencia y Condémbaro, una de 9 km calibre 477 ACSR entre Pradera y Valle Verde. De igual forma incluye líneas de transmisión en 69 kV, de 1 km calibre 477 ACSR entre Taretan y Uruapan III y de 30 km calibre 477 ACSR entre Taretan y Ario de Rosales. Contempla además la construcción de un banco de capacitores de 8.1 MVAr de capacidad en Huacana.

Sin embargo, la nueva subestación eléctrica **Parácuaro** 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 - Pradera	115	1	21.2	abr-20	abr-22	Occidental
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-20	abr-22	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-20	abr-22	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-20	abr-22	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-20	abr-22	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**63.0**			

Obras de transformación del proyecto Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán

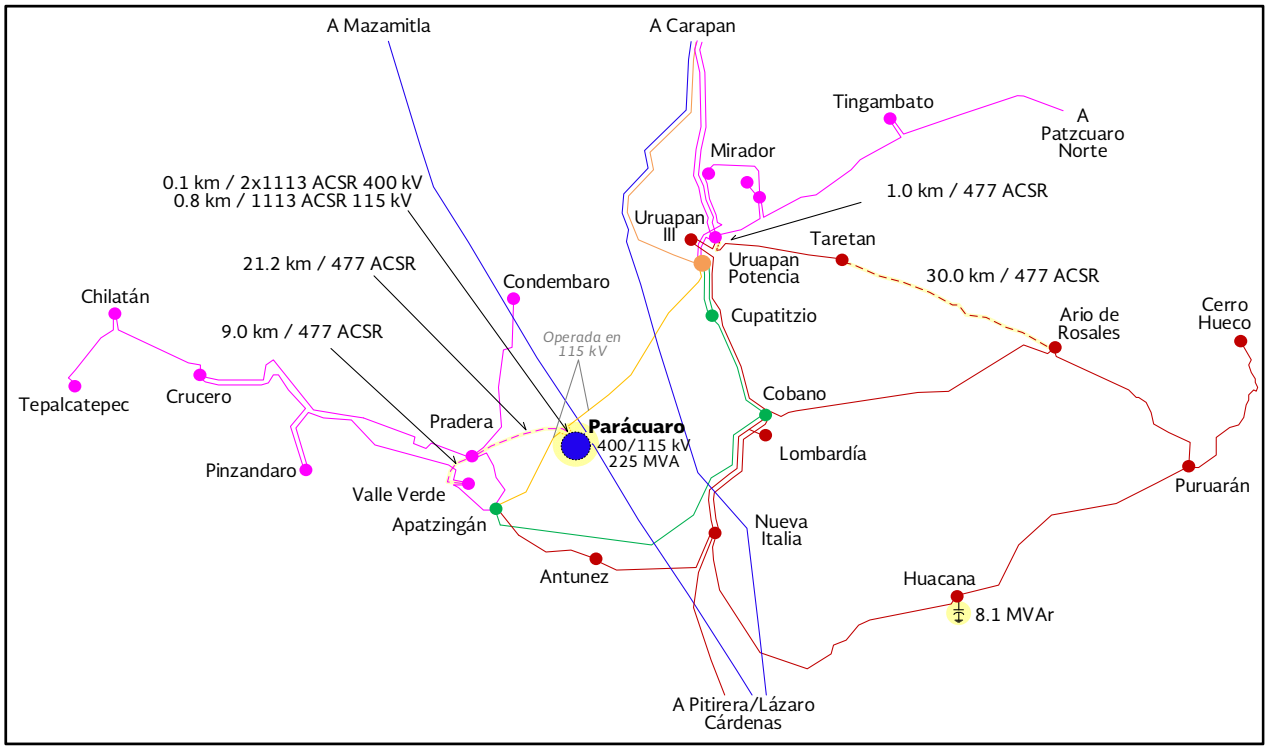
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro Banco 1	4	T	300	400/115	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**300**				

T. Transformador

Obras de compensación del proyecto Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**8.1**			

Diagrama con el proyecto Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán



P18-OC8 Compensación capacitiva en la zona Guadalajara

Diagnóstico

La ubicación estratégica de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), en los últimos años, ha propiciado el incremento del establecimiento de empresas manufactureras con vocación electrónica y cibernética. El potencial económico histórico de Guadalajara, ahora fortalecido con los municipios conurbados, hacen que se consolide como la segunda aglomeración del país en términos de intercambio comercial y en una de las primeras en el volumen de su producción industrial. El Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) indica que la ZMG es la segunda más poblada de la República Mexicana y solo es superada por la Zona Metropolitana del Valle de México.

El incremento en la demanda de la ZMG viene acompañado de un aumento en el consumo de potencia reactiva por lo que se espera que se presente un bajo perfil de voltaje en los cuatro sectores que conforman la ZMG, además de ocasionar que los transformadores que alimentan la zona desde la red de 400 kV y 230 kV incrementen su flujo de corriente por efecto de los reactivos que circulan por sus devanados. Este incremento ocasiona que se tenga saturación en las fuentes de alimentación y que sea necesario incrementar la capacidad transformación en la ZMG.

Previamente se tenía un proyecto de compensación por parte de la División de Distribución Jalisco, el cual incluía compensación capacitiva en subestaciones eléctricas en 69 kV de la ZMG: ampliación a 12.15 MVAr en Penal, 18 MVAr en Miravalle, 18 MVAr en San Agustín, ampliación a 10 MVAr en Mojonera y 24.3 MVAr en Castillo. Dicho proyecto no obtuvo recursos para su construcción derivado de los cambios en CFE Distribución tras la reforma energética.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, se espera para el año 2021, en la demanda máxima coincidente de la Gerencia Regional Occidental, el perfil de voltaje disminuya en la ZMG; tanto en condición de red completa como ante contingencia sencilla, llegando a valores menores de 0.95 pu en la red de 69 kV, esta condición se presentaría considerando toda la compensación capacitiva de la zona en servicio.

La capacidad de los transformadores de potencia que alimentan la zona de interés se ve limitada, ya que es necesario utilizarlos para la regulación de voltaje, ocasionando que circule más potencia reactiva a través de estos. Principalmente el autotransformador de la subestación Zapopan, el cual aporta alrededor de 28 MVAr y el valor de voltaje de la red de 69 kV no logra superar 0.98 pu, lo que deriva en que, ante contingencia, se tengan valores menores a 0.95 pu en las subestaciones eléctricas Andares, Acueducto y El Sol.

De acuerdo con los estudios realizados, en total los autotransformadores que alimentan la red de 69 kV aportarían 368, 407 y 438 MVAr en los años 2020, 2021 y 2022, respectivamente. Derivado de lo anterior se reduce la capacidad y calidad del suministro eléctrico, tanto para usuarios actuales como para nuevas solicitudes de carga. En consecuencia, se limita la capacidad de regulación de voltaje de la zona, lo cual puede ocasionar afectaciones en los procesos industriales, así como una disminución de la confiabilidad en la red eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Instalación del siguiente grupo de bancos de capacitores en 69 kV:

- Tres de 24 MVAr en las subestaciones eléctricas Zapopan, San Agustín y Álamos.
- Uno de 18 MVAr en la subestación eléctrica Castillo.
- Traslado del banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad de la subestación eléctrica Tesistán a Mojonera para remplazo del capacitor existente de 8.1 MVAr de capacidad, el cual se trasladaría a la subestación Chapala.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la construcción de los bancos de compensación a lo largo de la ZMG, se robustece la alimentación de la red de 69 kV y 230 kV en la zona, ya que se libera capacidad de los bancos de transformación 400/230 kV y 400/230/69 kV, permitiendo una mejor regulación en condiciones de red completa y ante contingencia. Con el proyecto propuesto, además de

que se mejora el perfil de voltaje en la red de 69 kV, se podrán atender los crecimientos de la demanda de la zona, retrasando la saturación de los transformadores actualmente instalados, y aumentando la confiabilidad de la red ante contingencia sencilla, dando la suficiente flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de compensación en la ZMG, se revisó una propuesta de compensación diferente, que consiste en las siguientes obras:

Construcción de dos bancos de capacitores de 24 MVAr de capacidad, uno en la subestación eléctrica Lomas (nueva subestación a cargo de la División de Distribución Jalisco para el año 2019) y otro en la subestación Mojonera (se incluye el traslado del capacitor actual de 8.1 MVAr a la subestación Chapala). Construcción de un banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad en la subestación Castillo. Además, traslado del banco de capacitores de 18 MVAr de capacidad de la subestación Tesistán a la subestación San Agustín, y ampliación a 24.3 MVAr del banco de capacitores existente en la subestación Penal. Toda la compensación capacitiva mencionada es en el nivel de tensión de 69 kV.

Sin embargo, **la ubicación y capacidad de la compensación de la primera alternativa** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

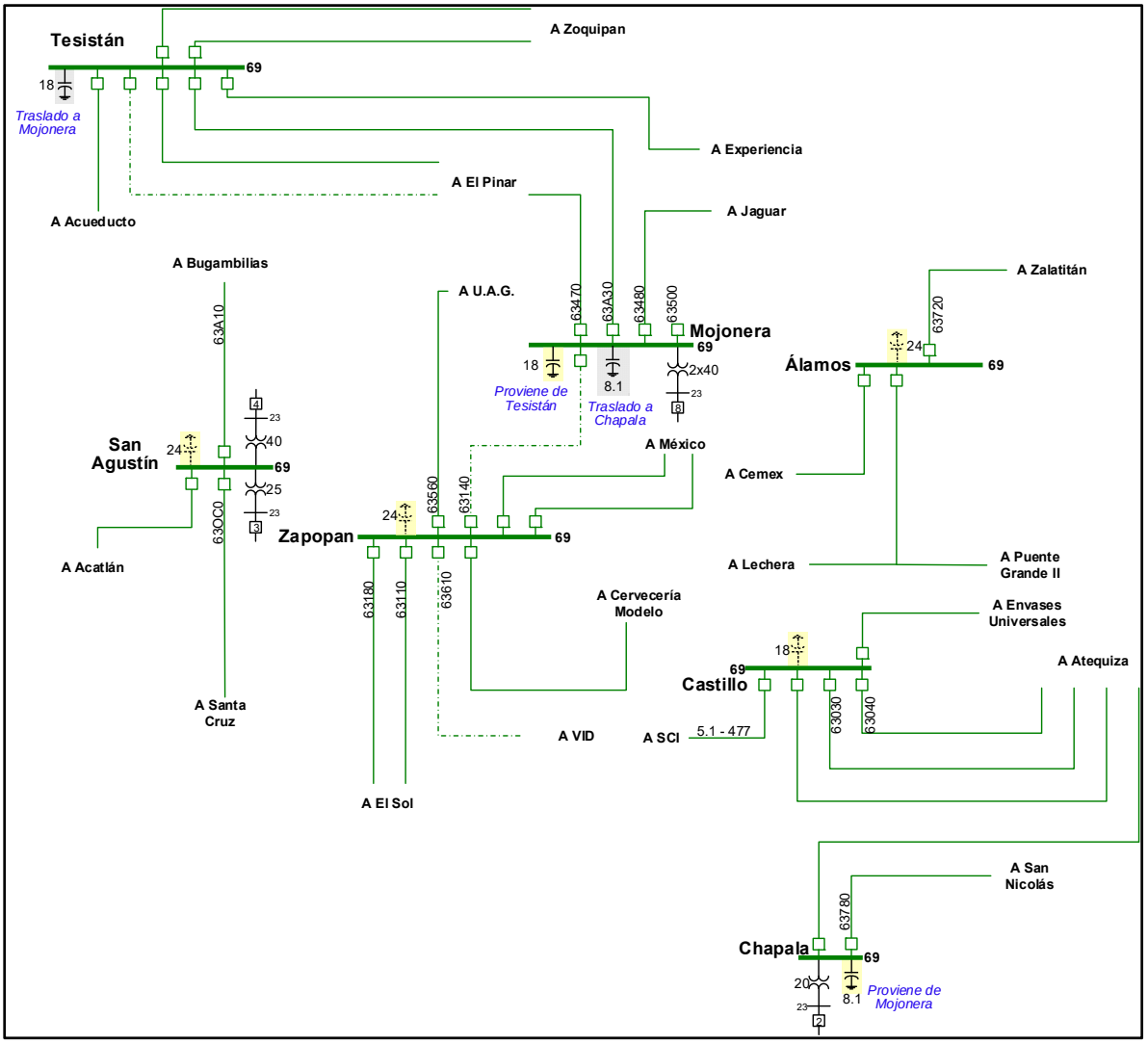
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras del proyecto de Compensación en la zona Guadalajara

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Álamos MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-20	abr-21	Occidental
Castillo MVAr	Capacitor	69	18.0	abr-20	abr-21	Occidental
Chapala MVAr (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-20	abr-21	Occidental
Mojonera MVAr (traslado)	Capacitor	69	18.0	abr-20	abr-21	Occidental
San Agustín MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-20	abr-21	Occidental
Zapopan MVAr	Capacitor	69	24.0	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**116.1**			

Diagrama con el proyecto Compensación Zona Metropolitana Guadalajara



P18-OC3 Compensación en la zona Zacatecas

Diagnóstico

La zona de interés del proyecto se ubica en el estado de Zacatecas, cubriendo principalmente los municipios de Zacatecas capital, Fresnillo y Calera, con importantes cargas industriales conectadas directamente a la red de 115 kV. También forman parte de esta red las subestaciones eléctricas Fresnillo Potencia y Calera, así como importantes centros de consumo, particularmente mineros y agroindustriales; además de los usuarios en media y baja tensión de dichas zonas. Cabe destacar que estos municipios tienen alta demanda de energía eléctrica debido a la producción minera, la producción de cerveza, así como bombeo para riego y usuarios domésticos.

La zona de influencia se alimenta principalmente por las subestaciones eléctricas Zacatecas II, que tiene dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno, Calera con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno y Fresnillo Potencia con un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA.

Para el área de influencia se han presentado importantes solicitudes de carga como lo son: Minera Fresnillo (18 MW), Minera Juanicipio (18 MW), Minera Saucito (incremento a 48 MW) y Proaño (incremento a 50 MW).

Problemática a resolver

Debido al alto crecimiento y potencial industrial-minero de la Zonas Zacatecas y Fresnillo se tienen altos consumos de reactivos en la red, ocasionando voltajes por debajo de 0.95 pu en condición de red completa y más bajos ante contingencia sencilla. Las subestaciones eléctricas que presentan mayores problemas por bajo voltaje ante contingencia son: Fresnillo Potencia y Calera en 230 kV, llegando a 0.93 pu, Fresnillo Sur y Maniobras Saucito llegando a 0.94 pu en 115 kV, esto puede derivar en afectaciones a los procesos de las industrias ubicadas en esta zona.

Dentro de las principales cargas afectadas por bajo voltaje se encuentran los municipios de Fresnillo, Zacatecas, Calera, Valparaíso y Tepetongo, además de industrias como Mina Fresnillo, Mina El Saucito, Mina Peñoles y la Cervecera de Zacatecas, así como el bombeo de agua potable y para riego de la región agrícola. Cabe destacar que, para las subestaciones eléctricas mencionadas anteriormente, no hay problemas de saturación en la transformación, sin embargo, el tener voltajes tan bajos propicia que no sea posible otorgar licencias a líneas importantes tales como el enlace con la Gerencia de Control Regional Norte Jerónimo Ortiz Martínez - Fresnillo Potencia y la línea Bufa Maniobras - Calera. Además, pudiera ser necesario que ante contingencia surja la necesidad de hacer cortes de carga para lograr mantener perfiles de voltaje aceptables, lo que implicaría pérdidas tanto para la industria, así como para los usuarios domésticos de la zona.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Instalación de tres bancos de capacitores en subestaciones eléctricas de 115 kV:

- Un banco de 15 MVAr en San Jerónimo.
- Un banco de 15 MVAr en Fresnillo Sur.
- Ampliación del capacitor en Jerez de 7.5 MVAr a 15 MVAr.

En el diagrama unifilar y tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

El proyecto propuesto ayudará a mejorar el perfil de voltaje en las zonas Zacatecas y Fresnillo, lo que permitirá soportar la contingencia sencilla en la zona de interés y seguir alimentando a los usuarios con los requerimientos de calidad y confiabilidad del servicio mediante la red de 115 kV del estado de Zacatecas.

De esta forma se mejorará la confiabilidad de la red que abastecerá de energía eléctrica a los futuros desarrollos industriales, así como a las subestaciones actualmente instaladas. Por último, se disminuirán las pérdidas de la zona de influencia al mejorar el perfil de voltaje de la zona y compensar el consumo de potencia reactiva por de la red eléctrica, con ello se podrán otorgar licencias a líneas de transmisión de la zona de influencia sin poner en riesgo la confiabilidad del suministro.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere de la instalación de compensación reactiva para que la red pueda operar con niveles de voltaje óptimos, se revisó una propuesta alterna que consiste en instalar 5

capacitores en 115 kV de 7.5 MVAr cada uno, en las subestaciones: Valparaíso, Bañón, Fresnillo Norte, Fresnillo Industrial y en la subestación Jerez la ampliación del capacitor existente de 7.5 MVAr por uno de 22.5 MVAr. De esta forma se tendría la posibilidad de operar los transformadores de potencia de las subestaciones Fresnillo Potencia Calera y Zacatecas II en su posición nominal de tap propiciando con esto el tener una mayor capacidad de regulación.

Sin embargo, la opción 1 presenta un menor costo a largo plazo para resolver la problemática.

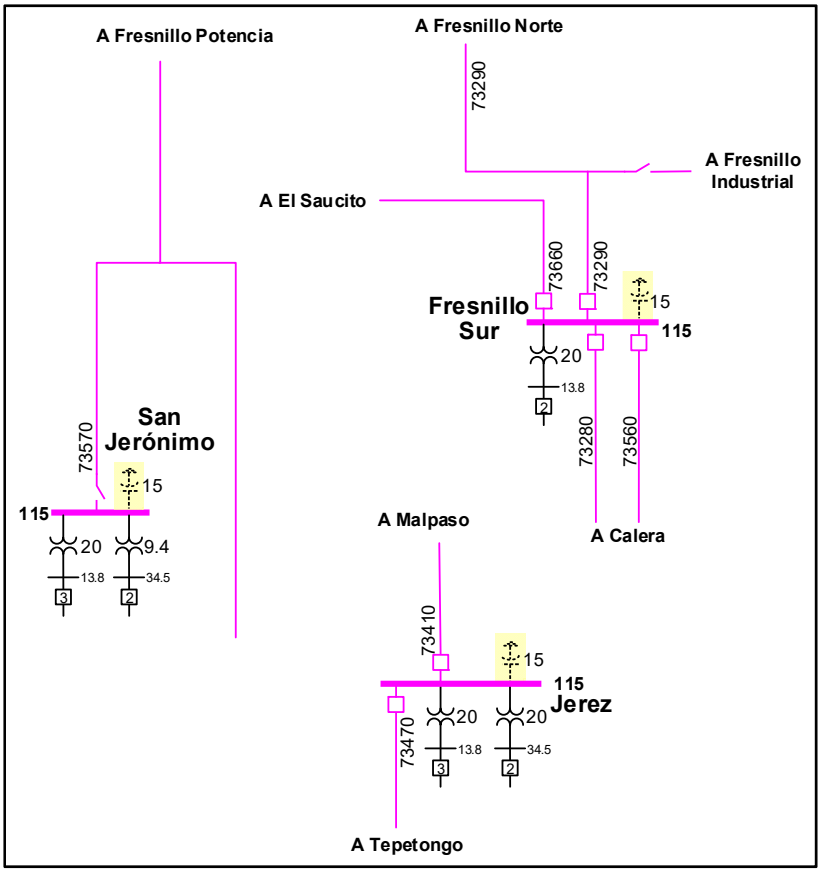
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras del proyecto de Compensación en la zona Zacatecas

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Sur MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-21	Occidental
Jerez MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-21	Occidental
San Jerónimo MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**45.0**			

Diagrama del proyecto de Compensación en la zona Zacatecas



P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III

Diagnóstico

La subestación León III es parte de la red interconectada del estado de Guanajuato, cuenta actualmente con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno y se espera la instalación de un tercer banco para finales de 2020 que ayudan al suministro de energía a cargas industriales, comerciales y residenciales de las ciudades de León y Lagos de Moreno.

Durante los últimos dos años se han firmado una importante cantidad de contratos de generación renovable en las zonas Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas, que inciden en dichas zonas y además utilizan como vías de transporte de energía las líneas en 230 kV Aguascalientes Potencia - León III, aumentando el flujo por los trasformadores de León III y reduciendo el flujo por la transformación en León IV y León I.

Problemática por resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la zona León, los autotransformadores 230/115 kV de 3x100 MVA de capacidad de la subestación León III alcancen valores de carga equivalentes al 105% de su capacidad nominal. Esta sobrecarga se presenta no solamente por la demanda de la zona sino también por los altos flujos de energía desde la zona Aguascalientes.

La saturación de la transformación en León III limitará la transferencia de potencia a 300 MW por el corredor Aguascalientes - León. Para verano de 2021 se requerirá disminuir la generación en las zonas Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas para reducir alrededor de 60 MW por el corredor de interés. Estos 60 MW equivalen a limitar aproximadamente 600 MW de generación (principalmente renovable) en las zonas mencionadas anteriormente, así como posibles despachos de generación térmica.

Además, se restringiría el acceso a nuevas solicitudes de generación en las zonas San Luis Potosí, Zacatecas y Aguascalientes, así como solicitudes de carga en la zona León, o bien condicionar a los solicitantes a que realicen refuerzos mayores en la red para evitar la problemática, de igual forma la capacidad de regulación de voltaje de la zona se verá limitada al igual que el nivel de confiabilidad de la red eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transmisión: Construcción de una línea de transmisión de 25 km en 230 kV de doble circuito para entroncar la línea Aguascalientes Potencia - León III en la subestación eléctrica León IV. Con esta obra se formarían las líneas León IV - Aguascalientes Potencia y León IV - León III.

Recalibración a calibre 795 ACSR de 3 km de la línea de transmisión El Granjeno - León Oriente. Además de la recalibración de puentes y bus en la subestación eléctrica El Granjeno a 795 ACSR.

Adicionalmente, forman parte del proyecto la modernización de los equipos serie de las líneas en 115 kV Lagos - León III, Gran Jardín - Lagos Galera, León I - Kasai y Granjeno - Kasai, para alcanzar el límite térmico del conductor.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con las obras propuestas se consigue cerrar el anillo de la red de 230 kV que rodea la ciudad de León evitando la saturación de la transformación de León III a causa del flujo de energía proveniente de Aguascalientes Potencia. Además, se consigue balancear la energía que fluye de la red de 400 y 230 kV a la red de 115 kV por las distintas fuentes de transformación de la zona de interés.

De esta manera se evita que la transformación de la subestación eléctrica León III sea un impedimento para la integración de generación renovable en la zona de Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas.

La adición de estas obras ayuda a balancear la carga de los transformadores de potencia de la zona León, aumentando la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Como otra alternativa se estudió la adición de transformación en un punto estratégico de la zona de interés, para quitar carga en a la zona de influencia de la subestación eléctrica León III. La opción revisada es la siguiente:

Instalación de un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en una nueva subestación llamada Lagos de Moreno Potencia, para ello se requerirá el entronque de una de la línea de transmisión en 230 kV Aguascalientes Potencia - León III con un doble circuito de 1.0 km calibre 1113 ACSR y en 115 kV para el entronque de la línea La Virgen - Lagos Galera, con un doble circuito de 1 km 795 ACSR, además de la construcción de una línea de transmisión en 115 kV de 35 km calibre 795 ACSR entre la nueva subestación Lagos de Moreno Potencia a la subestación Tecuán de la zona Aguascalientes. Esta tercera línea tiene la función de acercar la generación en 115 kV de la zona Aguascalientes con la zona de carga de la ciudad de Lagos de Moreno y León.

Sin embargo, el **cierre del anillo en 230 kV de la Zona León** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

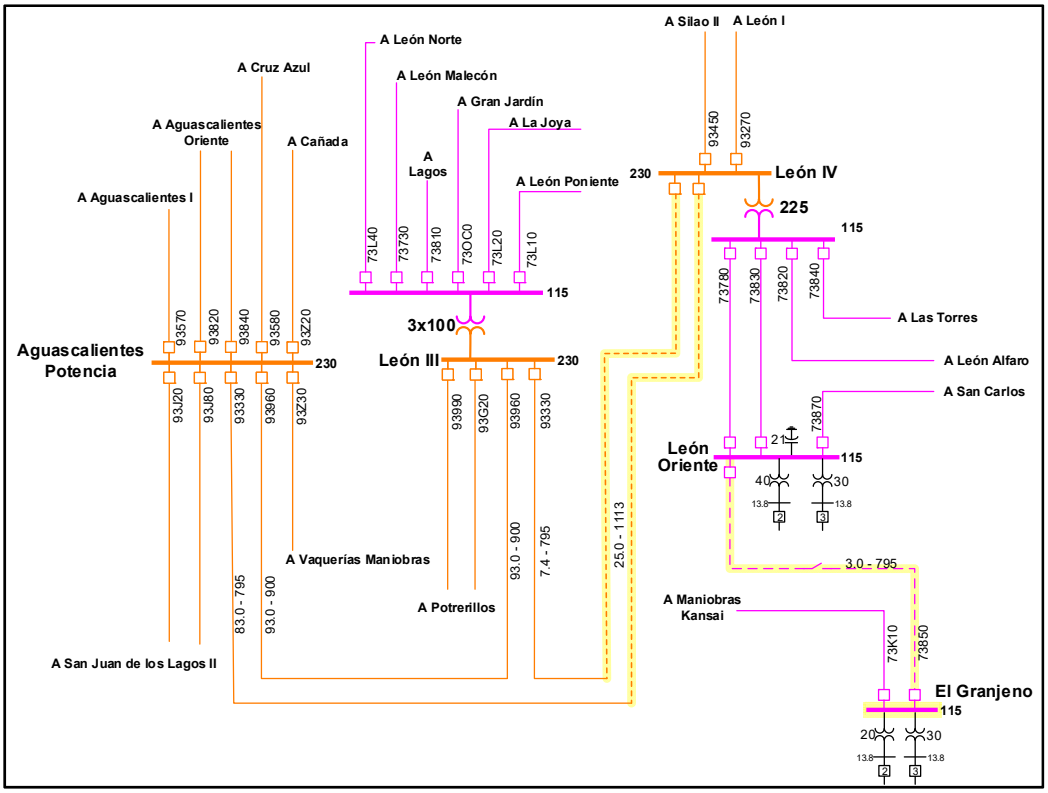
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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
El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5	115	1	3.0	abr-21	abr-22	Occidental
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	abr-22	Occidental
Total			**53.0**			

5/ Recalibración

Diagrama con el proyecto León IV Entronque Aguascalientes Potencia – León III



P18-NO1 Quilá MVAr (traslado)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en la capital del estado de Sinaloa y poblaciones aledañas se realiza por medio de las subestaciones La Higuera con 2 autotransformadores de 225 MVA de relación 230/115 kV, Subestación Culiacán Potencia con un autotransformador de 300 MVA y uno de 100 MVA de relación 230/115 kV, la subestación eléctrica Culiacán Tres con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y de relación 230/115 kV y la subestación eléctrica Guamúchil Dos con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y de relación 230/115 kV.

El crecimiento de la demanda esperada en la zona de influencia tiene un repunte considerable para el año 2021, debido en gran medida a que existen conexiones de carga y subestaciones eléctricas nuevas en la región de Costa Rica y El Dorado.

La subestación eléctrica El Dorado recibe el suministro de energía por una línea de transmisión desde la subestación eléctrica Culiacán Cuatro pasando por las subestaciones eléctricas Costa Rica y Quilá, sumando un total de aproximadamente 100 km.

Debido a que la carga es radial, la contingencia de las líneas de transmisión desde la subestación Culiacán Cuatro hasta la subestación El Dorado, implica pérdida de carga, además, se presentan voltajes por debajo de los límites operativos establecidos en condiciones de estado estable. La Comisión Federal de Electricidad programó en el Paquete "PID SLT 2020 SUBESTACIONES LÍNEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (3A FASE)" la línea de transmisión de aproximadamente 20 km entre las subestaciones eléctricas La Higuera y Costa Rica que resuelve al problemática de pérdida de carga ante contingencia sencilla, para el verano del año 2020, lo cual asegura la confiabilidad del suministro de energía en la zona, sin embargo, presenta retrasos considerable en la culminación del proyecto en cuanto a los derechos de vía de la línea de transmisión, por lo que se ha diferido el proyecto, aún con este proyecto en operación, en el corto plazo, la problemática de regulación de voltaje continúa, requiriendo compensación reactiva en la zona de influencia.

Problemática a resolver

Actualmente, las subestaciones El Dorado y Quilá, presentan problemáticas de regulación de voltaje, y en el corto plazo está problemática se agrava por el aumento de la demanda en el área de influencia, se presentan voltajes en las subestaciones El Dorado y Quilá por debajo de los límites operativos establecidos.

Se requiere reforzar localmente el suministro de compensación reactiva capacitiva en la subestación Quilá, que es el punto operativo donde se observa la mejor regulación de voltaje al incluir compensación reactiva.

Se propone el traslado del capacitor de 15 MVAr en 115 kV que se ha instalado en la subestación Culiacán Dos de la zona Culiacán, hacia la subestación Quilá con la finalidad de resolver la problemática de regulación de voltaje en la zona de influencia y optimizar la infraestructura existente en la zona Culiacán.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Compensación: Construcción de una bahía para la instalación de un equipo de compensación capacitiva en la subestación Quilá en el nivel de 115 kV.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en compensación de potencia reactiva capacitiva en la zona de influencia, se revisó una opción alterna que considera la conexión de un banco de capacitores nuevo de 7.5 MVAr en las subestaciones eléctricas Quilá y El Dorado.

Sin embargo, **el proyecto Quilá MVAr (traslado)** es la opción de menor costo total a largo plazo y la de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

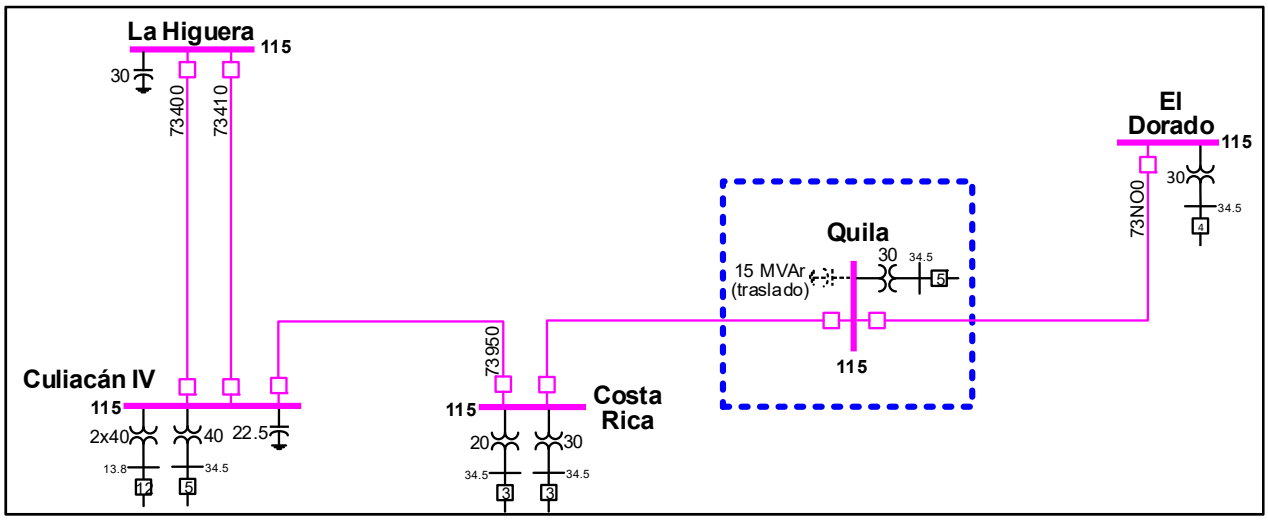
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0,

Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de Compensación del proyecto 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	abr-20	Noroeste
Total			**15.0**			

Diagrama con el proyecto Quilá MVAr (traslado)



P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5

Diagnóstico

La red eléctrica de la zona Chihuahua es alimentada desde 230 kV por seis transformadores que se encuentran instalados en diferentes subestaciones a lo largo de la zona: dos de 100 MVA en Chihuahua Norte, dos de 100 MVA en Ávalos y dos de 300 MVA, uno de ellos en División de Norte y el otro en Chuvíscar.

Existen importantes empresas y parques industriales al norte de la ciudad de Chihuahua que se alimentan en nivel de 115 kV desde la subestación Chihuahua Norte, por lo cual el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de esta subestación es de las más elevadas y constantes de esta zona. De forma similar se encuentra la subestación Ávalos, ubicada al sur, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los usuarios dentro de la mancha urbana.

Para el periodo 2018-2022 se tienen solicitudes de conexión de carga principalmente industrial y comercial que suman un total de 125.5 MW, de los cuales 40.3 MW corresponden al 2018, 26.3 MW al 2019 y 58.9 MW para 2020. Cabe mencionar que, del total de carga solicitada, 60.55 MW corresponden solicitudes firmes dadas de alta en la plataforma SIASIC.

Ante la incertidumbre de la construcción del banco en Chihuahua Norte y como una solución temporal para solventar la problemática de sobrecarga en los autotransformadores de Chihuahua Norte, para verano de 2018 se pretende instalar un banco trifásico de 45 MVA 230/23.9 kV, con lo cual se evitará la transformación en cascada 230/115/23 kV, descargando la transformación 230/115 kV que se está viendo afectada por la falta de infraestructura.

Adicionalmente, con la próxima entrada en operación de la central Norte III, se tendría un incremento considerable en la carga de los autotransformadores de Chihuahua Norte debido a que es el punto dónde se reciben los excedentes de generación de la zona Juárez.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de la demanda y derivado del incremento de flujo de potencia que se espera en el corredor Juárez - Chihuahua (sentido Norte - Sur) que ocasionaría la entrada en operación de la central Norte III, se presentarían valores de carga superiores al 100% de su capacidad nominal en los autotransformadores de 230/115 kV de 100 MVA de capacidad en la subestación Chihuahua Norte. Esta situación se presentaría desde el presente año, reduciendo la capacidad de suministro eléctrico para nuevas solicitudes de carga, así como la capacidad de regulación de voltaje de la zona. Se estima que para el año 2020 se tendrán **5,241 MWh de energía no suministrada** acumulada en la región. Esta situación se vuelve aún más crítica si no se llegara a cumplir la fecha de entrada del proyecto en el verano de 2021 ya que la energía no suministrada ascendería a **22,625 MWh**.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Instalación de un nuevo banco de transformación 230/115 kV, de 300 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Chihuahua Norte. Debido a que la instalación de este nuevo banco de transformación dejaría dos transformadores disponibles, el proyecto incluye el traslado de uno de ellos hacia la subestación Ávalos, quedando uno más disponible.

En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

La sustitución de los dos bancos de 100 MVA actualmente instalados en Chihuahua Norte por uno de 300 MVA representa un incremento de 100 MVA en la capacidad de transformación total 230/115 kV de la zona Chihuahua robustece la alimentación de la red de 115 kV de la zona y colabora con la regulación de voltaje. Con el traslado a la subestación Ávalos de uno de los bancos que quedarían disponibles, además de incrementar la capacidad total de transformación en la zona, adicionando 100 MVA, se tendrá una mejor confiabilidad y calidad en el suministro de energía en una de las principales regiones del estado de Chihuahua.

Esta obra permite mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores de Ávalos o de Chihuahua Norte, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona por saturación de la misma, se revisó otra opción que considera la construcción, en la actual subestación Chihuahua Planta, de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA (con fase de reserva), esta subestación se conectaría en 230 kV mediante un circuito en 230 kV desde la subestación Chihuahua Norte de 11 km aproximadamente.

Sin embargo, la sustitución de la transformación en Chihuahua Norte y el traslado de uno de los transformadores hacia Ávalos es la opción de menor costo total a largo plazo y la de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

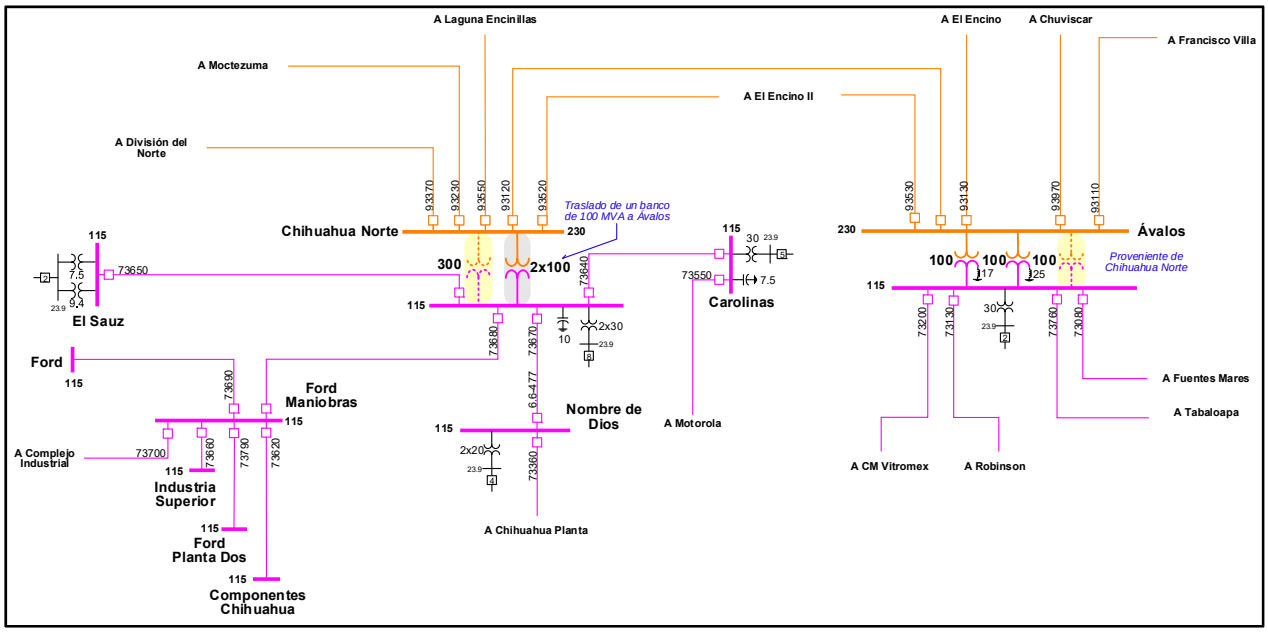
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Chihuahua Norte Banco 5

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	oct-21	Norte
Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-18	abr-21	Norte
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto Chihuahua Norte Banco 5



P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3

Diagnóstico

La red actual de transmisión de 115 kV perteneciente a las zonas de distribución Casas Grandes y Moctezuma está conformada por dos subestaciones principales en 230 kV: Nuevo Casas Grandes y Moctezuma, que alimentan en su mayoría campos agrícolas menonitas en el estado de Chihuahua y la zona urbana de las ciudades Benito Juárez, Villa Ahumada y Nuevo Casas Grandes. Esta red de transmisión no cuenta con centrales de generación y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión o de elementos de transformación.

Este proyecto de adición de transformación es la segunda etapa de la expansión de la red de la zona Casas Grandes, la primera fase se atiende con el proyecto Ascensión II Banco 2 (P17-NT1) con fecha de entrada en operación factible para marzo de 2019.

Problemática a resolver

Debido al crecimiento que la demanda de la zona ha presentado en los últimos años y al pronóstico de los siguientes, se espera que para el presente año los autotransformadores de Nuevo Casas Grandes presenten un flujo superior al 100% de su capacidad nominal, esta carga se presentaría aun considerando que el proyecto de transformación de Ascensión II pudiese estar para 2018.

Las desviaciones del pronóstico que contemplen la entrada de solicitudes de carga extraordinarias quedarían sin posibilidad de suministro; de igual forma la regulación de voltaje de la zona por medio de cambiadores de derivación y los mantenimientos programados de la transformación de la subestación Nuevo Casas Grandes se verían comprometidos al no tener capacidad de reserva en la transformación. Adicionalmente, se estima que para el año 2020 se tendrían **14,082 MWh de energía no suministrada acumulada** y si no se llegara a realizar el proyecto para el verano de 2021**,** este valor alcanzaría los **33,174 MWh**.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Conexión de un nuevo autotransformador de 100 MVA en el nivel de tensión 230/115 kV en la subestación Nuevo Casas Grandes.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 30 MVAr en el nivel de tensión de 115 kV en la subestación Nuevo Casas Grandes.

En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la ampliación de la transformación en la subestación Nuevo Casas Grandes, se robustece la alimentación de la red de 115 kV de la zona Casas Grandes y Moctezuma, agregando un nuevo punto de suministro directamente desde la red de 230 kV. Adicionalmente, con la construcción del capacitor en dicha subestación, se obtiene una mejora significativa en la regulación de voltaje en los puntos más alejados de las fuentes de suministro.

La adición de estas obras ayuda también a descargar los bancos de transformación en la subestación Ascensión II y Moctezuma, aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencias sencillas, dan flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área y aumentan el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación hacia la zona de influencia de la subestación Nuevo Casas Grandes, se revisó una opción adicional que consiste en la instalación de transformación 230/115 kV en la subestación Janos, para lo cual se requeriría una línea de transmisión de aproximadamente 50 km en 230 kV para poder conectar con la subestación Nuevo Casas Grandes en 230 kV.

Sin embargo, el incremento de transformación en Nuevo Casas Grandes 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Nuevo Casas Grandes Banco 3

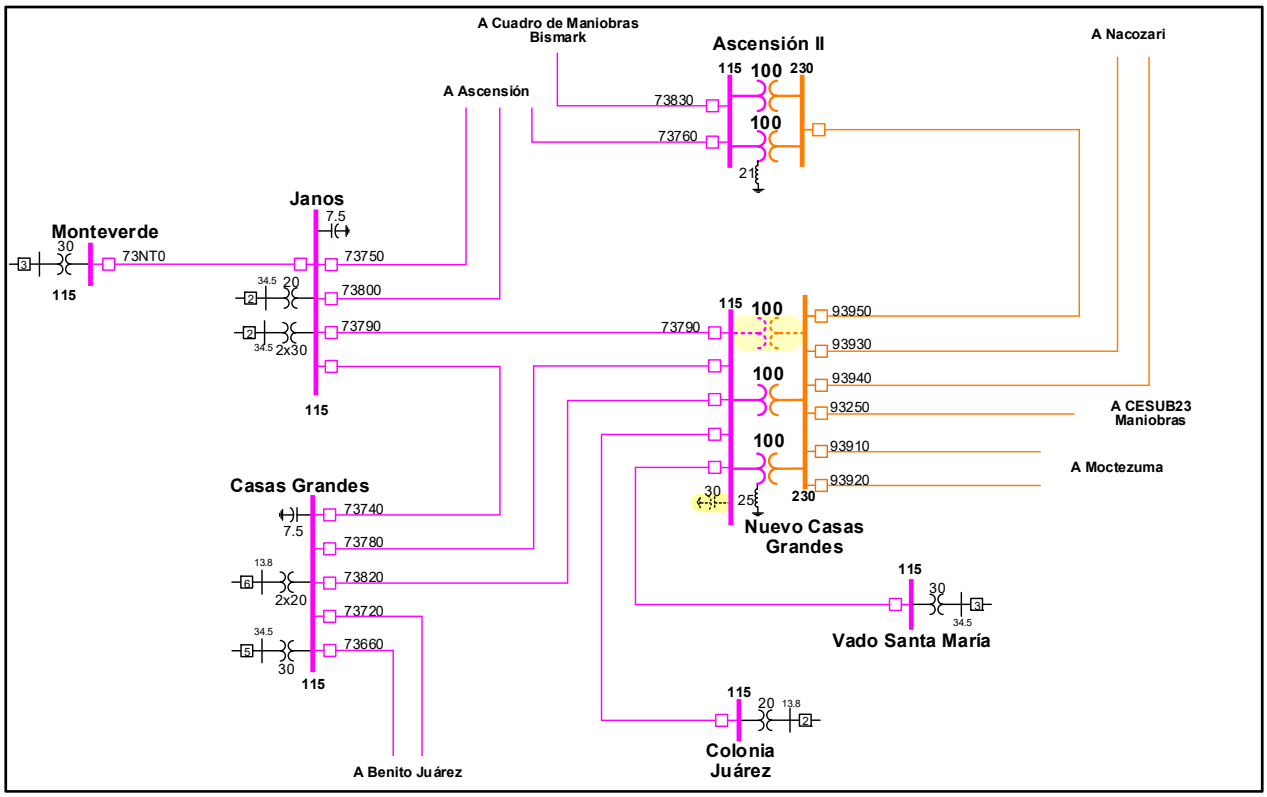
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Casas Grandes Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	abr-21	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Obras de compensación del proyecto Nuevo Casas Grandes Banco 3

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Casas Grandes MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-18	abr-21	Norte
Total			**30.0**			

Diagrama con el proyecto Nuevo Casas Grandes Banco 3



P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

Diagnóstico

La subestación eléctrica Francisco Villa es parte de la red interconectada del municipio de Delicias, Chihuahua. La subestación cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno que alimentan cargas de tipo industrial, comercial, mineras y residencial del municipio de Delicias, principalmente.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda, el crecimiento esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica Francisco Villa tendrá un repunte considerable para el año 2022, debido en gran medida a que existen solicitudes de carga en la región que en el corto plazo ocasionarían un alza en el consumo y demanda de esta zona. En el corto plazo se prevé una carga cercana al 100% de su capacidad nominal en los dos bancos 230/115 kV de 100 MVA. Aunado a esto, con el aumento paulatino de la demanda de la región se dificultará el realizar mantenimientos en alguno de los dos bancos, que como consecuencia pudiera sobrecargar el otro autotransformador de la misma subestación.

Problemática a resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2022 en demanda máxima de verano, los transformadores 230/115 kV de 100 MVA de capacidad de la subestación Francisco Villa alcancen valores de carga cercanos al 100% de su capacidad nominal en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en las zonas Camargo y Delicias. De continuar con esta tendencia y no realizar ninguna obra, se estima que para el año 2023 se tendrían **1,022 MWh de energía no suministrada** acumulada.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Instalación de un tercer banco de transformación 230/115 kV, de 100 MVA de capacidad en la subestación Francisco Villa.

En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

La adición de 100 MVA de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Francisco Villa, robustece la alimentación de la red de 115 kV de las zonas Delicias y Camargo, agregando un elemento de suministro directamente desde la red de 230 kV y colaborando con la regulación de voltaje de estas zonas. De esta forma se podrá mejorar la confiabilidad, capacidad y calidad en el suministro de energía en una de las principales regiones del estado de Chihuahua.

Adicionalmente, esta obra permite mayor flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una propuesta adicional que considera la conexión de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la actual subestación Lázaro Cárdenas (con fase de reserva), esta subestación se conectaría en 230 kV mediante el entronque de la línea Francisco Villa – Ávalos de 5 km aproximadamente.

Sin embargo, el incremento de transformación en Francisco Villa es la opción de menor costo total a largo plazo y la de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

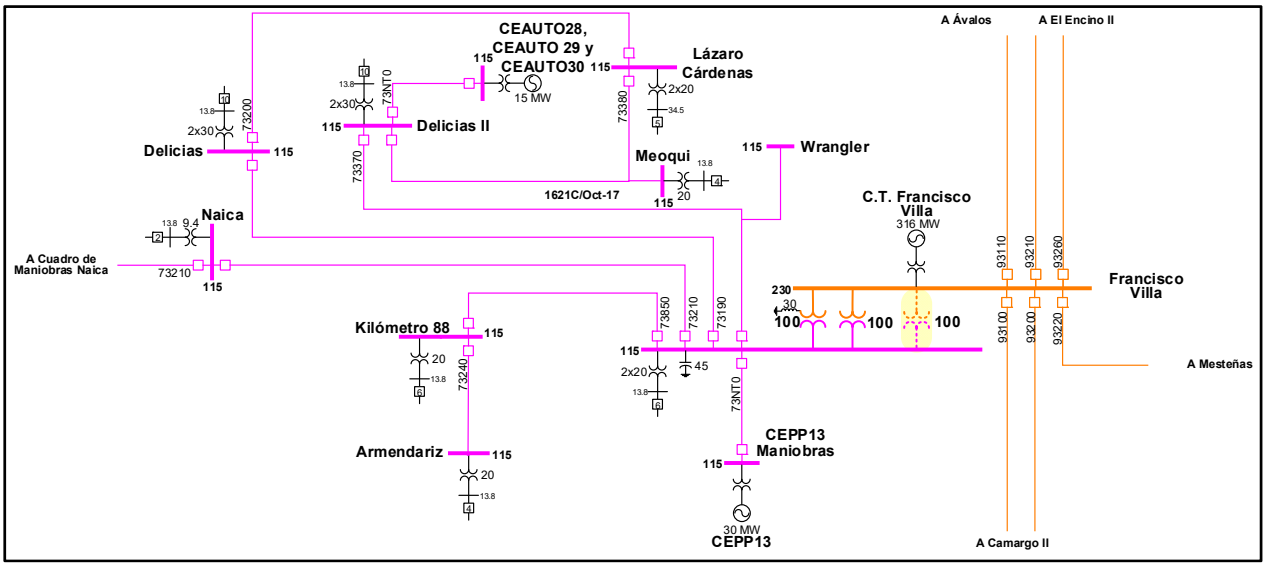
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto 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-20	abr-21	Norte
Total			**100.0**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto Francisco Villa Banco 3



P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en los municipios de Jiménez y San Fernando, ambos en el estado de Tamaulipas, se realiza por medio de tres subestaciones eléctricas que alimentan las zonas urbanas y rurales de estos municipios, estas subestaciones se encuentran en el ámbito de la zona Victoria y el suministro se realiza en el nivel de tensión de 115 kV desde la subestación Güémez, por medio de una línea de transmisión radial.

El voltaje en estas subestaciones eléctricas, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta, es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan.

Problemática a resolver

La infraestructura actual con las que se suministran las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando (alrededor de 35 MW de demanda) comprende 163.7 km de línea de transmisión radial, de la cual se conectan estas tres subestaciones, en diferentes puntos, a lo largo de la línea.

Actualmente no se cuenta con ningún elemento de control de voltaje o compensación reactiva en la zona, lo que ocasiona que, al tener altas demandas en el alimentador radial, el voltaje se vaya degradando y las tres subestaciones operen con bajo voltaje, esta situación afecta la calidad del suministro y aumenta las pérdidas eléctricas al tener como único suministro de potencia activa y reactiva a la subestación eléctrica Güémez.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Compensación: construcción de tres bancos de capacitores, de 5 MVAr de capacidad cada uno, en las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando.

En el diagrama unifilar y tabla resumen se muestra el alcance de este proyecto.

Análisis de confiabilidad

Este proyecto de compensación permitirá mejorar la calidad del suministro dando soporte de voltaje a las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando. Los perfiles de voltaje se mantendrán en condiciones operables durante la demanda máxima de verano. Así mismo permitirá una mayor capacidad de transmisión por el alimentador radial al reducir las pérdidas por contar con compensación reactiva capacitiva cercana a la carga.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al soporte de voltaje en la zona, así como el incremento en la capacidad de suministro; se contemplaron diferentes capacidades de compensación, así como diferentes ubicaciones. También se revisó la posibilidad de una segunda línea de transmisión que conectara las subestaciones involucradas.

Sin embargo, la **compensación en Jiménez, Las Norias y San Fernando** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

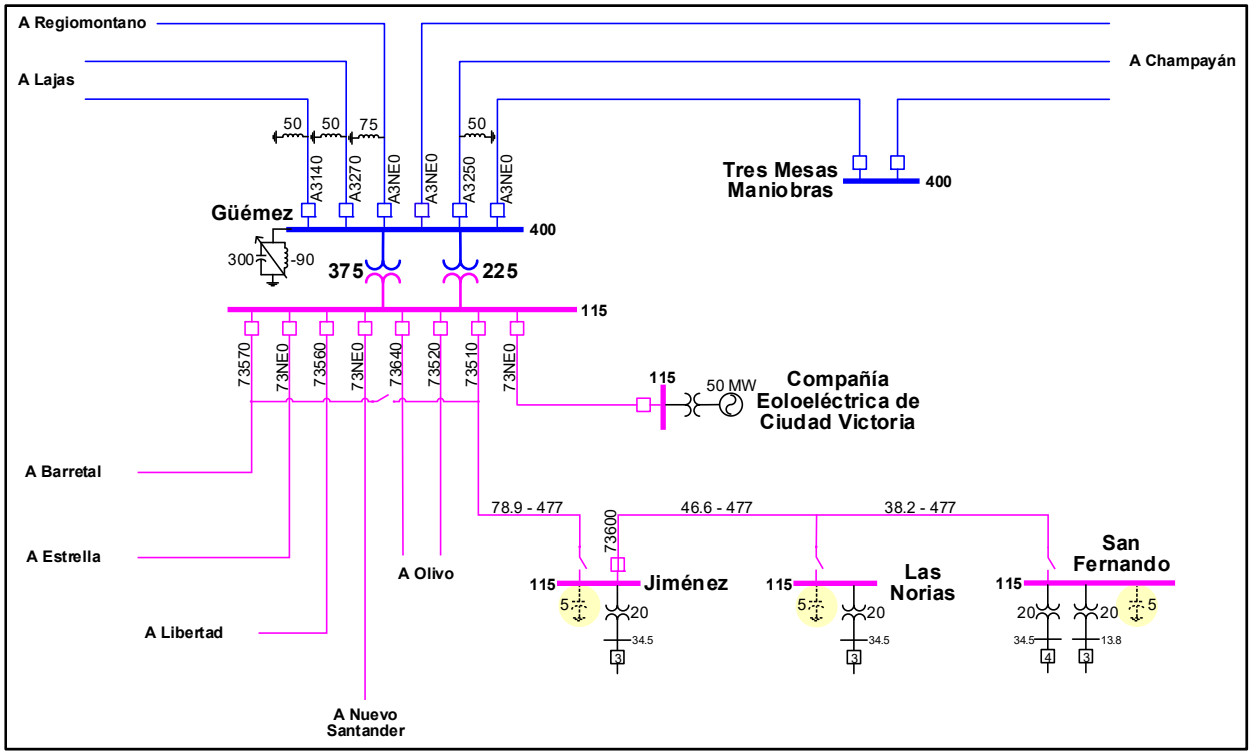
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de compensación del proyecto 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	abr-20	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	abr-20	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	abr-20	Noreste
Total			**15.0**			

Diagrama con el proyecto Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr



P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste

Diagnóstico

Las subestaciones eléctricas Río Escondido y Frontera pertenecen a la zona de operación Coahuila, ubicadas respectivamente en los municipios de Nava y Ciudad Frontera, del estado de Coahuila de Zaragoza.

Ambas subestaciones están interconectadas a través de la línea de transmisión entre Frontera y Río Escondido. También poseen conexión con las subestaciones Carbón II, AHMSA y Villa de García, al igual que con Hércules Potencia, perteneciente a la Gerencia Regional de Control Norte.

Además, en la subestación Río Escondido se tienen cuatro unidades de generación de 340 MVA cada una, cuatro bancos de transformación (dos de ellos de relación 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/138 kV de 100 MVA). Adicionalmente se cuenta con un reactor de línea de 75 MVAr. Por su parte, la subestación eléctrica Frontera cuenta con cuatro bancos de transformación (dos de 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/115 kV de 100 MVA); así mismo cuenta con dos reactores de línea de 70 MVAr cada uno.

Problemática a resolver

Ya que durante la temporada invernal la demanda que se tiene en la Gerencia de Control Regional Noreste disminuye notoriamente, al igual que lo hace la cargabilidad en líneas de transmisión. Esto ocasiona que las líneas se comporten como un capacitor y contribuyan con una cantidad considerable de potencia reactiva al sistema, lo que a su vez ocasiona un incremento del voltaje en diversos puntos de la red.

Ante estos escenarios de baja demanda, la línea en 400 kV que conecta las subestaciones Río Escondido con Hércules Potencia (355 km de longitud) tiene un aporte de reactivos que oscila entre los 100 y 155 MVAr, lo cual incrementa el voltaje en los buses de 400 kV, tanto de los dos extremos de la línea como de las subestaciones vecinas.

Para hacer frente a dicha situación, el control de voltaje se realiza mediante las siguientes alternativas: la inserción de reactores de línea o de bus, cambio en el voltaje de referencia de unidades generadoras y compensadores dinámicos, así como la ejecución de estrategias operativas; apertura de líneas.

Por otra parte, con la construcción de la subestación *El Fraile*, ubicada en el municipio de *El Carmen*, Nuevo León, se realiza un entronque en la línea Glorias - Villa de García, dejando la nueva línea El Fraile - Villa de García de 27 km, por lo que el reactor situado en Villa de García ya no es necesario para dicha línea.

Asimismo, con la construcción y entrada en operación del parque eólico *Tres Mesas*, ubicado en el municipio de *Llera*, Tamaulipas, se realizó la partición de la línea Champayán - Güémez y la instalación de un reactor de línea. No obstante, dicha línea ya contaba un con reactor ubicado del lado de Güémez, por lo que ya no se requiere en esa ubicación.

Por lo anterior, se propone el traslado del reactor de Villa de García a Río Escondido, así como del reactor de Güémez a Frontera. Los cuales compensarán el aporte de reactivos provenientes la línea Hércules Potencia - Río Escondido y las demás líneas en la zona.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: noviembre de 2018

Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2019

Compensación: Traslado de dos reactores, uno de 75 MVAr de la subestación eléctrica Villa de García a Río Escondido y el otro, de 50 MVAr, de Güémez a Frontera.

Análisis de confiabilidad.

La adición de 75 y 50 MVAr de capacidad reactiva inductiva en el bus de 400 kV de las subestaciones Río Escondido y Frontera, mejora considerablemente el control de voltaje al compensar la aportación de reactivos por parte de las líneas de transmisión.

Asimismo, se incrementa la confiablidad de la red en la zona Coahuila, en escenarios de baja demanda y/o demanda mínima.

Alternativas analizadas

Como segunda alternativa de reubicación para los reactores de las subestaciones eléctricas Villa de García y Güémez, se consideró la instalación de estos mismos reactores, pero en Carbón II y Lajas. Sin embargo, para el incremento de voltaje causado por el aporte de reactivos procedentes de la línea Hércules Potencia - Río Escondido, se consigue una mayor

atenuación al instalarse directamente en **Río Escondido** y **Frontera**.

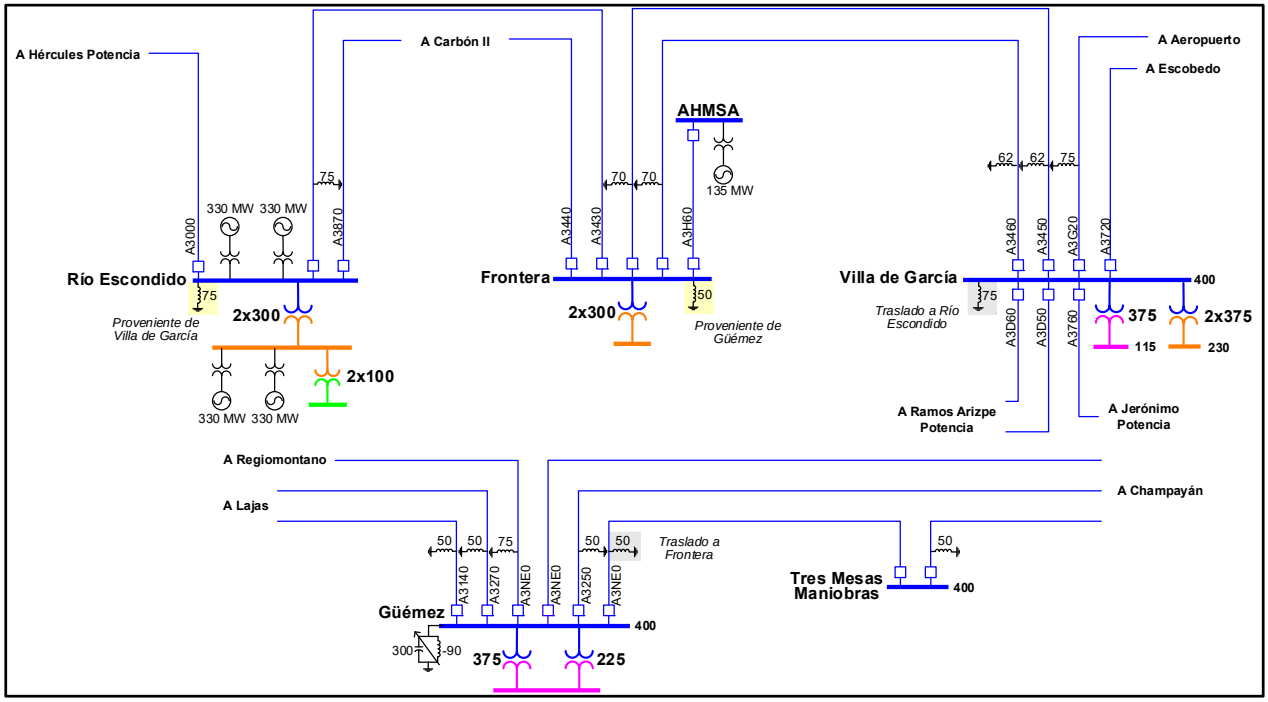
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de compensación del proyecto de Traslado de Reactores del Noreste

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Frontera MVAr (traslado)	Reactor	400	50.0	nov-18	mar-19	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	mar-19	Noreste
Total			**125.0**			

Diagrama con el proyecto de Traslado de Reactores del Noreste



P17-NE2 Las Mesas Banco 1

Diagnóstico

La zona Huejutla es parte de la red interconectada de la región Huasteca. Cuenta con dos líneas de transmisión de 115 kV que suministran energía eléctrica a la zona, una desde Tampico y la otra desde Poza Rica; estas líneas dan suministro a seis subestaciones de distribución, las cuales alimentan cargas de localidades rurales en diversos municipios de la región, donde las principales actividades económicas son la agricultura, ganadería y comercio.

El voltaje en esta zona, al tener poca conectividad y contar con largas distancias entre los dos puntos de suministro, es sensible a las variaciones abruptas de flujos de potencia.

Otra red que forma parte de la región Huasteca es la zona Valles - Tamazunchale, la cual se encuentra alimentada mediante una línea de transmisión en 115 kV, radial de aproximadamente 90 km desde la subestación eléctrica Valles. De esta línea dependen cuatro subestaciones eléctricas que alimentan poblaciones rurales. Dada esta condición de la red, se presenta una problemática de voltaje similar a la de la zona Huejutla, ya que, al existir un solo punto de suministro que transmite energía por una larga distancia, el voltaje se vuelve altamente sensitivo ante variaciones de carga.

Problemática a resolver

Se tiene previsto que el crecimiento de la demanda en la zona Huejutla haga necesario ejecutar obras en el área de influencia para ayudar a evitar problemas de voltajes de operación en estado normal y aumentar la confiabilidad de la zona por contingencias sencillas. A pesar de contar con cuatro bancos de capacitores instalados en el nivel de 115 kV, ante ciertas contingencias los voltajes se abaten, al grado que se cuenta con esquemas de acción remedial, donde existe el riesgo de afectar hasta **80 MW** de carga en las contingencias más severas.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda, para el año 2021 se alcanzaría la demanda de saturación ante contingencia sencilla de línea transmisión y, para 2027, con red completa. Presentándose bajos voltajes en la mayoría de las subestaciones, afectando la calidad del suministro por la reducción de la capacidad para satisfacer las cargas actuales y nuevas solicitudes de carga en la zona Huejutla.

En el caso de la zona Valles - Tamazunchale, actualmente se opera con bajos voltajes al presentarse demandas altas, durante el 2017 se operó aproximadamente un 15% del tiempo con voltajes debajo del límite operativo. Además, al ocurrir la contingencia de la línea de transmisión radial se afecta la carga de las cuatro subestaciones que se alimentan a través de ella. Este monto puede alcanzar hasta los **50 MW**.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transmisión: Construcción de aproximadamente 50 km-c de línea de transmisión en 115 kV, en calibre 795 ACSR para la línea Las Mesas - Huejutla II, así como la construcción de un doble circuito de aproximadamente 6 km-c en 115 kV calibre 477 ACSR para el entronque de la línea Axtla - Tamazunchale en la subestación Las Mesas.

Transformación: Instalación de un nuevo banco de transformación de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una y relación de transformación 400/115 kV (incluye fase de reserva).

Compensación: Instalación de un banco de capacitores en el nivel de 115 kV de 15 MVAr de capacidad en la subestación Axtla.

Este proyecto contempla también la construcción de seis alimentadores en 115 kV, dos de estos alimentadores permitirán a la línea con topología radial operar en anillo, tres se instalarían en la subestación Las Mesas para las líneas que saldrán de esta y uno más en Huejutla II. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

El proyecto propuesto busca solucionar de manera integral las problemáticas en las dos zonas mencionadas, alimentaría por medio de una línea de transmisión de 115 kV a la zona Huejutla y entroncaría, por medio de un doble circuito, a la línea que conecta las subestaciones Axtla y Tamazunchale, agregando un punto de suministro cercano a las zonas donde hay más problemas de voltaje. El nuevo punto de suministro proviene directamente de la red de 400 kV, con esto se mejora el control de voltaje de la zona

y disminuye el flujo de potencia activa por las largas distancias de las líneas que actualmente dan suministro a la zona, reduciendo significativamente las pérdidas eléctricas.

La adición de estas obras ayuda también a descargar los bancos de transformación en las subestaciones Tamós, Pantepec y Anáhuac Potencia; aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencias sencillas, da flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área y aumenta el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transmisión hacia las zonas Huejutla y Valles, se revisó una opción adicional que consiste en: i) el traslado e instalación de un banco de transformación de 100 MVA proveniente de la subestación Güémez (actualmente fuera de servicio); ii) la construcción de la línea entre Las Mesas y Huejutla II, iii) el entronque hacia la línea que conecta las subestaciones Axtla y Tamazunchale , y iv) el tendido de un segundo circuito, aprovechando la infraestructura existente, entre las subestaciones Tamós y Tempoal II, de aproximadamente 122 km, de igual manera se incluyó en esta propuesta la compensación de 15 MVAr en la subestación Axtla y los alimentadores requeridos para la operación en anillo de la zona Valles - Tamazunchale.

Sin embargo, **Las Mesas Banco 1 de 225 MVA** 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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	abr-22	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	abr-22	Noreste
Total			**62.0**			

Obras de transformación del proyecto Las Mesas Banco 1

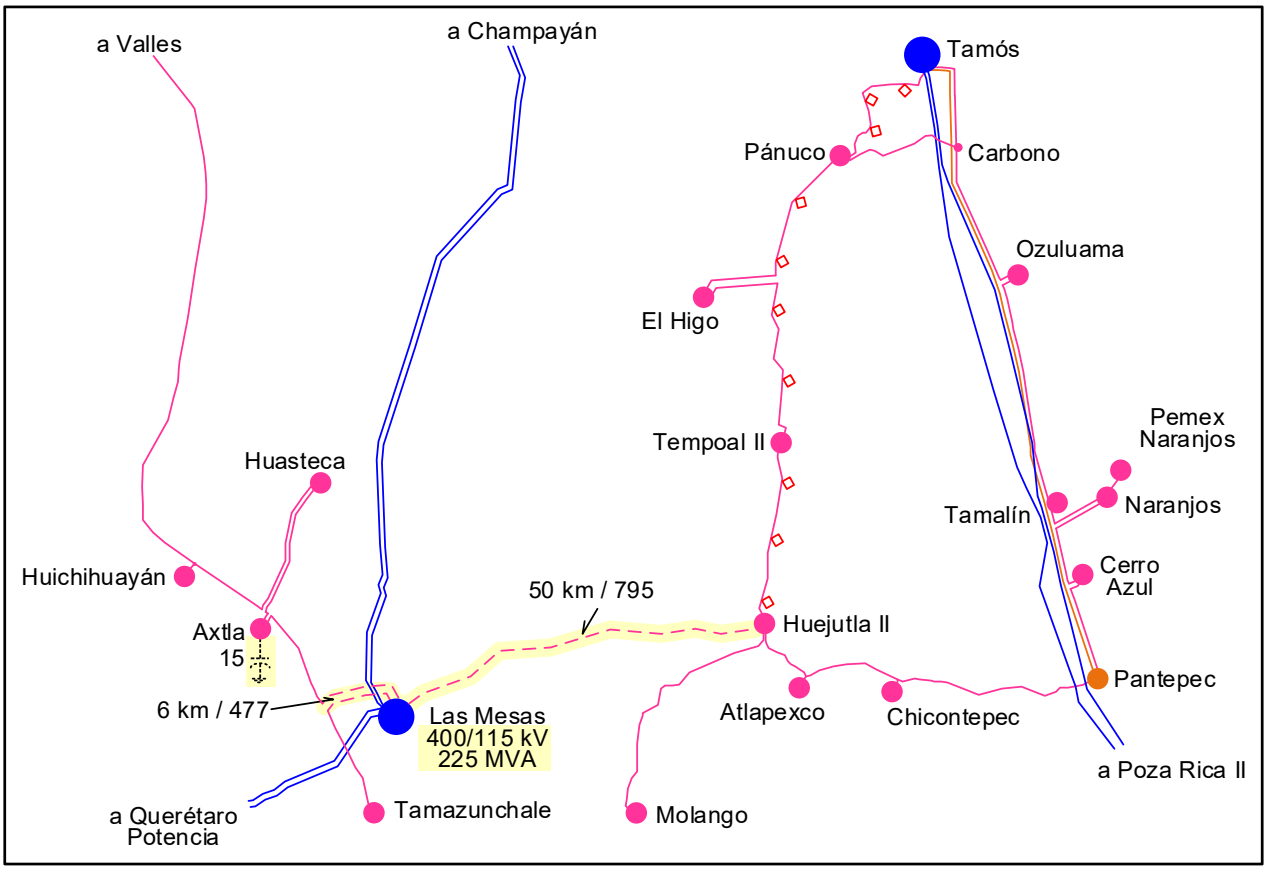
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Mesas Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	abr-22	Noreste
Total			**300.0**				

T. Transformador

Obras de compensación del proyecto Las Mesas Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Axtla MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-21	abr-22	Noreste
Total			**15.0**			

Diagrama con el proyecto Las Mesas Banco 1



I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Diagnóstico

La situación actual de la zona Frontera es favorable por capacidad de suministro. En cuanto a generación y transformación se refiere, se tiene suficiencia para la atención de la demandad actual y se tiene cubierto el pronóstico de la demanda hacia el mediano plazo. No obstante, en las regiones de las Zona Metropolitana de Monterrey, Coahuila y la Gerencia de Control Regional (GCR) Norte, el consumo de energía ha crecido de manera considerable, reduciendo los márgenes de reserva en el periodo de verano, llegando a importar energía para cubrir sus puntos de demanda máximas (que ocurren en los meses de junio a agosto). Lo anterior, deriva a que la zona Frontera con un potencial de viento de los más altos en el país tenga un gran número de solicitudes de interconexión de centrales eléctricas Eólicas.

La zona Frontera es una región exportadora de energía y conforme se instalen más centrales eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo 2015 y 2016 y adquieran prelación proyectos de generación que soliciten su interconexión, esta tendencia seguirá en aumento. De tal manera que conforme se desarrollen los proyectos de generación será necesario el refuerzo de transmisión en el corredor Reynosa - Monterrey.

Problemática a resolver

La región fronteriza del estado de Tamaulipas, en sus zonas eléctricas Reynosa y Matamoros (zona Frontera), cuentan con una capacidad instalada de generación de 3,020 MW, que excede su demanda máxima en aproximadamente en 1,750 MW, por tal motivo se tiene un flujo de potencia activa predominante hacia la zona Monterrey. Cuando la demanda de la zona Frontera es baja (demandas medias de invierno principalmente), se tienen mayores excedentes de generación que se transmiten a Monterrey.

De acuerdo con la estadística, para despachos por ofertas del mercado de la zona Frontera, se presentan flujos por el corredor Frontera - Monterrey por arriba de 1,500 MW en cualquier época del año. La tendencia del comportamiento del corredor es que, con los precios del gas natural en la zona Frontera, la incorporación de proyectos Eólicos (aproximadamente 2,000 MW a 2020) y las posibles importaciones de energía por los enlaces con ERCOT se presenten flujos de carga elevados hacia Monterrey. El límite actual del enlace Frontera – Monterrey es de 1,980 MW, que se transmiten por tres líneas de transmisión de 400 kV y una línea de transmisión de 230 kV. En condiciones normales de operación, el máximo flujo de envío hacia Monterrey que se ha presentado de 1,800 MW, lo que dejaría un margen de 180 MW para un despacho mayor de las unidades de las centrales eléctricas existentes o bien para incorporar generación adicional en la zona Frontera.

Debido al gran potencial de viento que se tiene en la región, actualmente existen diversas solicitudes de proyectos de generación eólica que se pretenden instalar en la zona Frontera. Ante el creciente interés por instalar proyectos de generación eólica en esta región, se estima que el balance carga-generación de la zona Frontera pueda ocasionar saturación de los enlaces con la zona Monterrey si se instala una capacidad mayor a 1,000 MW de los parques eólicos. Por este motivo se requeriría de infraestructura adicional que permita la transmisión de potencia excedente de la zona Frontera.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023

Transmisión: Construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y Reynosa mediante las líneas: i) Jacalitos - Regiomontano en 400 kV de aproximadamente 180 km con 3 conductores por fase en calibre 1113 kCM ACSR, sobre estructura de doble circuito tendido del primero, ii) Jacalitos - Aeropuerto en 400 kV de aproximadamente 62 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 kCM ACSR, sobre estructura de doble circuito (comparte estructura en 33 km con la línea Jacalitos - Reynosa Maniobras) y tendido del primer circuito hasta Aeropuerto, iii) Jacalitos - Reynosa Maniobras en 400 kV de aproximadamente 33 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 kCM ACSR sobre estructura de doble circuito (comparte estructura con la línea Jacalitos – Aeropuerto) y iv) Regiomontano - Ternium Maniobras en 400 kV de aproximadamente 30 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 kCM ACSR, sobre estructura de doble circuito, tendido del primero.

Compensación: Instalación de reactores en 400 kV, uno de 50 MVAr y otro de 100 MVAr, el primero para la línea Jacalitos - Regiomontano y el segundo para el

bus de la subestación eléctrica Jacalitos (ambos consideran con fase de reserva).

Análisis de confiabilidad

La adición de 305 km en cuatro líneas para reforzar la red eléctrica de las zonas Reynosa y Monterrey, permite garantizar que la capacidad de transmisión de energía eléctrica entre la zona Frontera y Monterrey sea suficiente para incorporar los proyectos de generación que se pretenden instalar en esta región; que cuente con la confiabilidad, flexibilidad y economía requerida de acuerdo con los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas. Así mismo, con la construcción de este proyecto se pretende desarrollar infraestructura eléctrica para incentivar la instalación de proyectos de generación renovables en las zonas con alto potencial eólico de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

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 y minimizar las congestiones en la Red Nacional de Transmisión (RNT).

Con esta obra se incrementa en un 40% la capacidad de transmisión de la zona Frontera hacia la Monterrey.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en el límite de transmisión de la zona Frontera, se revisó como segunda opción la alternativa que considera otro punto de recepción del refuerzo de transmisión que se propone hacia afuera de la zona Frontera. Para este caso se consideró Ramos Arizpe Potencia como el punto de recepción de la línea proveniente de Jacalitos, con la finalidad de transmitir los excedentes de generación de la Frontera sin pasar por la zona Monterrey y llevarlos directamente a la zona Saltillo, donde se tienen enlaces con las Gerencias de Control Regional Norte y Occidental.

Los refuerzos internos que se requieren para la zona Reynosa son los mismos que se proponen en la opción 1 (red hacia Regiomontano) ya que la necesidad de interconectar con la subestación Aeropuerto es imperante en ambas opciones, para poder aprovechar los enlaces que emanan de la zona Frontera.

Sin embargo, la opción reforzar la red con **un enlace entre Jacalitos y Regiomontano** 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, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto - Reynosa Maniobras / 1, 3	400	2	29.0	abr-21	abr-23	Noreste
Jacalitos - Regiomontano / 1, 3	400	2	180.0	abr-21	abr-23	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos / 1	400	2	66.0	abr-21	abr-23	Noreste
Ternium Maniobras - Regiomontano / 3, 41	400	2	30.0	abr-21	abr-23	Noreste
Total			**305.0**			

1/ Obra instruida

3/ Tendido del primer circuito

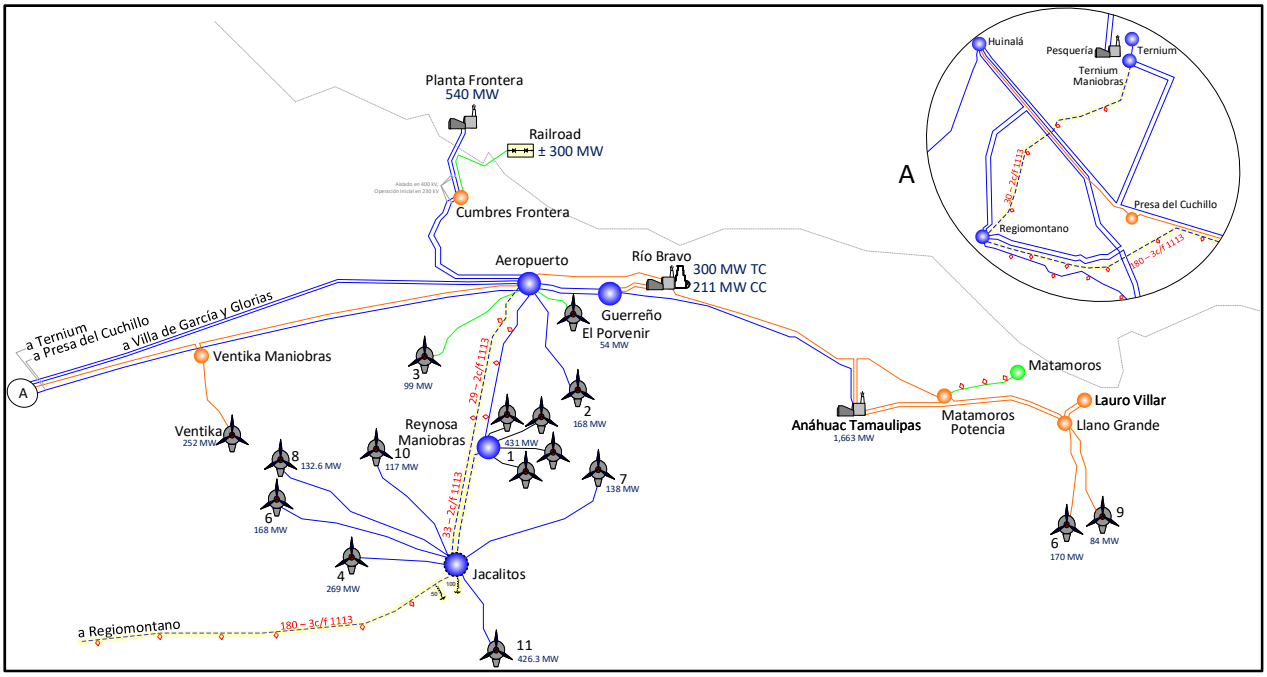
41/ Obra identificada adicional al alcance del proyecto instruido

Obras de compensación del proyecto Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jacalitos MVAr (reactor de bus) / 1	Reactor	400	133.3	abr-21	abr-23	Noreste
Jacalitos MVAr (reactor de línea) / 1	Reactor	400	66.7	abr-21	abr-23	Noreste
Total			**200.0**			

1/ Obra instruida

Diagrama con el proyecto Red de Transmisión Reynosa - Monterrey



P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2

Diagnóstico

La subestación eléctrica Nueva Rosita es parte de la red interconectada de la zona Coahuila. Cuenta con un banco de transformación 230/115 kV de 112 MVA y otro de 230/34.5 kV de 100 MVA, que representan las principales fuentes de suministro de energía eléctrica de la zona Sabinas, que comprende las poblaciones de Nueva Rosita, Sabinas, Múzquiz y Las Esperanzas, las cuales son parte de la región carbonífera del estado de Coahuila. Además de ser estos dos bancos los únicos soportes de potencia reactiva para controlar el voltaje de la zona. Es importante mencionar que de junio a septiembre de 2017 se registraron flujos equivalentes al 100% de la capacidad nominal del banco 230/115 kV. Esta condición se agrava debido a la falla que presentó el banco 230/34.5 kV y que tentativamente pudiera ser reparado hasta el primer semestre del 2019. Para atender esta condición de emergencia, se tiene instalado un sistema de enfriamiento extra que se usa durante la demanda máxima. Sin embargo, se corre el riesgo de fatiga y degradación al aislamiento del transformador reduciendo su vida útil. Así mismo riesgo de disparo por sobrecarga y afectación de la carga que suministre, que actualmente son más de 100 MVA.

Problemática a resolver

Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que para el año 2023 en demanda máxima de verano, el transformador 230/115 kV de 112 MVA de capacidad de la subestación Nueva Rosita alcance valores de carga de alrededor de 100% de su capacidad en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023

Transformación: Instalación de un segundo banco de transformación 230/115 kV, de 112 MVA de capacidad en la subestación Nueva Rosita.

En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

La adición de 112 MVA de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Nueva Rosita, robustece la alimentación de la red de 115 kV de la zona Sabinas, agregando un nuevo punto de suministro directamente desde la red de 230 kV y colaborando con la regulación de voltaje de la zona. Con esto se reduce el flujo de potencia activa y reactiva en el transformador 230/115 kV.

Con esta obra se incrementa al doble la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Nueva Rosita (224 MVA), además de mejorar la confiabilidad de la zona, permitiendo flexibilidad operativa en situaciones de indisponibilidad de alguno de los transformadores, ya sea por emergencia o mantenimiento de los mismos.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en sustituir el banco de 100 MVA por uno de 225 MVA en la misma subestación Nueva Rosita. Sin embargo, la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento en cuanto a flexibilidad operativa es la instalación de un banco adicional de 100 MVA.

Análisis beneficio-costo

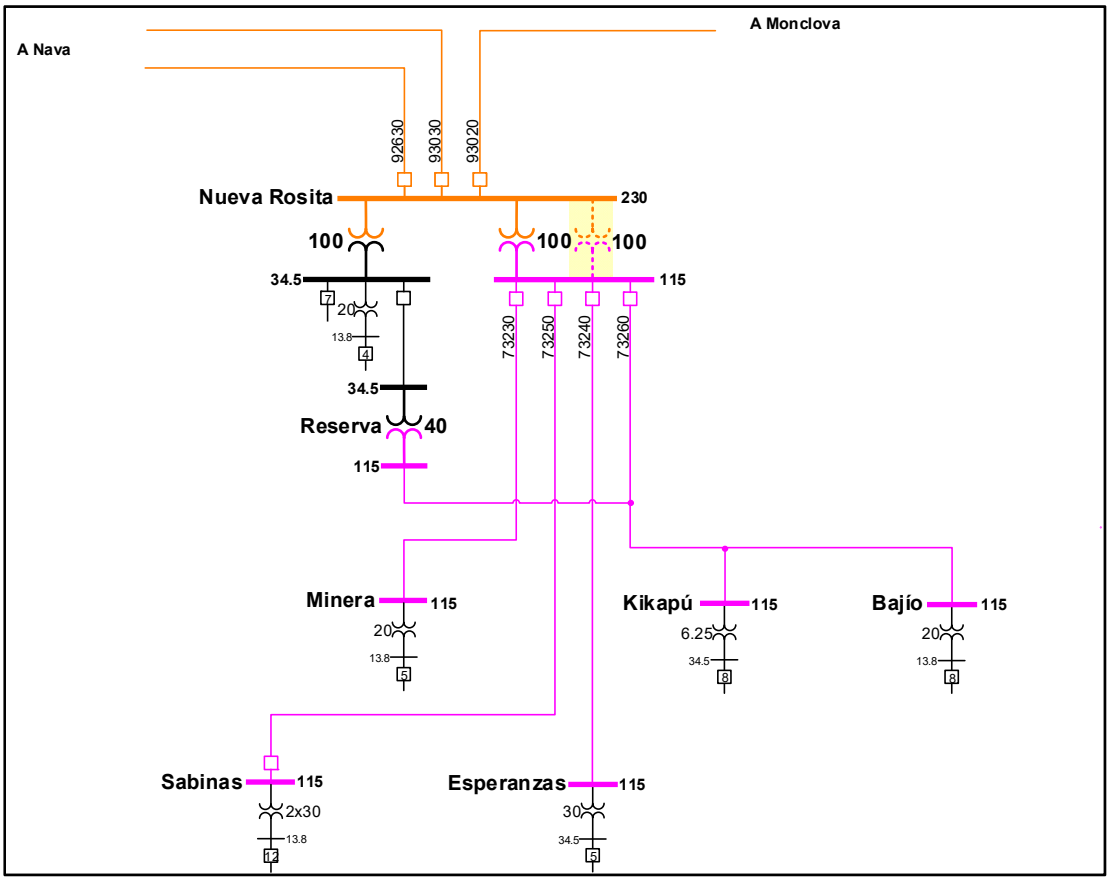
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto 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	112.0	230/115	abr-23	abr-23	Noreste
Total			**112.0**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto Nueva Rosita Banco 2



P18-PE1 Compensación Capacitiva en la Isla Cozumel

Diagnóstico

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

Problemática a resolver

Debido a la importancia turística de la Isla Cozumel, se requiere garantizar el suministro de energía eléctrica. Desde 2017, la infraestructura actual no es capaz de suministrar la demanda máxima de la isla, en estado estable, debido al potencial colapso por tensión. Por tanto, ante estas condiciones operativas, se requiere de la sincronización continua de las unidades de la Central Eléctrica Chankanaab; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior, incrementa el costo total de producción de energía impactando al MEM y a los usuarios finales. Para 2021, se requerirá de la sincronización de generación en al menos **800 horas**, en estado estable para evitar el colapso de la isla.

Ante contingencia sencilla de uno de los cables, se tendrá que activar el esquema de corte de carga en al menos **7 mil horas** en 2018 y **8,250 horas** en 2021.

Con la nueva infraestructura propuesta se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y aumentar la eficiencia del MEM.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: enero de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: 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 subestaciones eléctricas: Cozumel, Chankanaab y Chankanaab II.

En la tabla resumen y en el diagrama geográfico simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se garantiza el suministro de la demanda de Isla Cozumel al 2024 con una condición de red completa, esperando que para este año entre en operación el nuevo enlace en 115 kV que suministraría la energía de la Isla Cozumel.

Alternativas analizadas

Debido a la restricción de transmisión por falta de compensación en la red de 34.5 kV de la Isla Cozumel. Se analizó la factibilidad de integrar 21.6 MVAr ante condición de red completa como ante el disparo de algunos de los cables actuales. Como segunda alternativa, se propuso la instalación de compensación dinámica (STATCOM) de 25 MVAr ubicado en la subestación eléctrica Chankanaab de 34.5 kV.

Sin embargo, **Compensación Capacitiva en la Isla Cozumel** es la opción de menor costo de inversión, puede ser instalada en un tiempo más reducido y se alinea con el proyecto Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II en 115 kV.

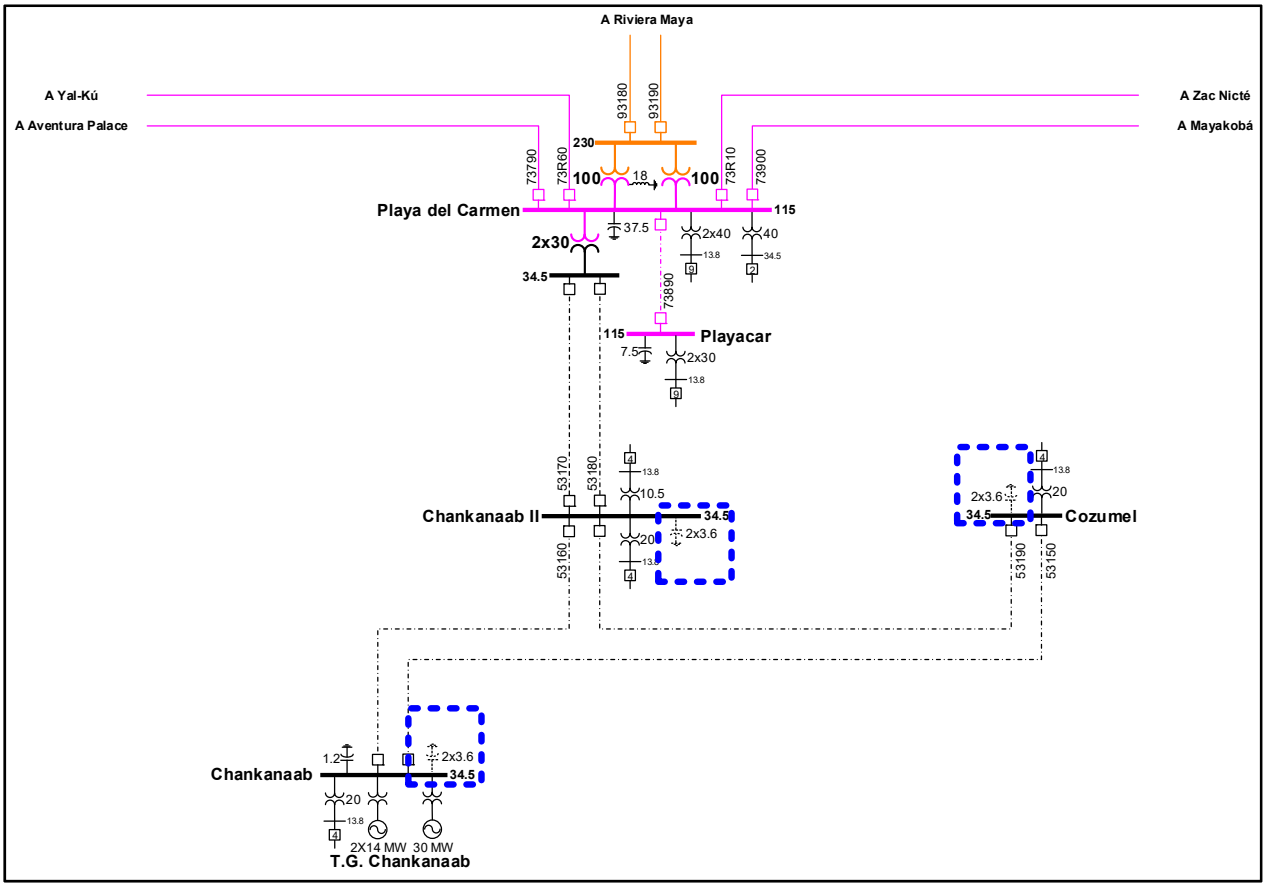
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de evaluación de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de compensación del proyecto Compensación Capacitiva Isla de Cozumel

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cozumel MVAr	Capacitor	34.5	7.2	ene-18	abr-21	Peninsular
Chankanaab MVAr	Capacitor	34.5	7.2	ene-18	abr-21	Peninsular
Chankanaab II MVAr	Capacitor	34.5	7.2	ene-18	abr-21	Peninsular
Total			**21.6**			

Diagrama con el proyecto Compensación Capacitiva Isla de Cozumel



P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

Diagnóstico

La Zona de Distribución Ciudad del Carmen es alimentada mediante dos circuitos radiales en 115 kV que parten de la Subestación Eléctrica Escárcega Potencia, perteneciente a la Zona de Transmisión Campeche. Adicionalmente, en Ciudad del Carmen se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de esta zona con el objetivo de no violar la capacidad de transmisión de estos circuitos y, además, no saturar los bancos de transformación en la Subestación Escárcega Potencia 230/115 kV ante la contingencia sencilla más severa de red.

Problemática a resolver

Debido a la importancia de la Zona Ciudad del Carmen, en el marco de la Reforma Energética, se requiere garantizar el suministro de energía eléctrica a largo plazo considerando el crecimiento de la demanda esperado. A partir de 2021, la infraestructura actual no sería capaz de suministrar la demanda máxima de la zona, en estado estable, debido a la **saturación al 100 % de la capacidad de transformación** de la subestación eléctrica Escárcega Potencia 230/115 kV y **sobrecarga de 15 % ante contingencia de línea**.

Al mismo tiempo, la demanda de Ciudad del Carmen en 2022 será de 141 MW, por lo que el límite de transmisión estará rebasado en 21 MW y ante esta condición se superará la máxima capacidad de transferencia a la zona con red completa por 6 MW. Por tanto, ante esta situación, se requerirá de la sincronización en al menos **1,200 horas** de las unidades de la Central Eléctrica Carmen; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior, incrementa el costo total de producción de energía impactando al MEM y a los usuarios finales.

Con la nueva infraestructura propuesta se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y aumentar la eficiencia del MEM.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transmisión: construcción de aproximadamente 125.8 km-c de líneas de transmisión: 90.2 km-c en 230 kV, 35.6 km-c en 34.5 kV.

Transformación: Una nueva subestación con dos bancos de transformación con capacidad instalada total de 233.3 MVA y relación de transformación 230/115 kV y el traslado de un banco de transformación con capacidad de 6.25 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

El proyecto contempla los alimentadores adicionales para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestaciones.

En las tablas resumen y en el diagrama geográfico simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Carmen que atiende las islas de Carmen y Aguada tanto en estado estable como ante la contingencia sencilla de red.

Alternativas analizadas

Debido a que las estructuras actuales en 115 kV se encuentran aisladas en 230 kV, en su mayor parte, se decidió la reconstrucción, para todas las alternativas, de los tramos que no podrían operar en 230 kV. Lo anterior sin la necesidad de adquirir derechos de vía adicionales. La diferencia entre las alternativas consiste en la construcción de dos circuitos de media tensión desde Puerto Real para suministrar la demanda de Palmar para la alternativa 1 y la instalación de un banco de transformación 230/34.5 kV 20 MVA para alimentar la carga de Palmar para la alternativa 2.

Sin embargo, **Puerto Real Bancos 1 y 2** es la opción de menor costo a largo plazo y tiene los mismos beneficios en cuanto a confiabilidad que la otra alternativa.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de evaluación de demanda incremental y probabilística de la confiabilidad compuesta, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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	abr-22	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	abr-22	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	35.6	abr-21	abr-22	Peninsular
Total			**125.8**			

4/ Tendido del segundo circuito

40/ Reconstrucción de torres aéreas de 115 kV por torres aéreas de 230 kV con conductor 1113 ACSR

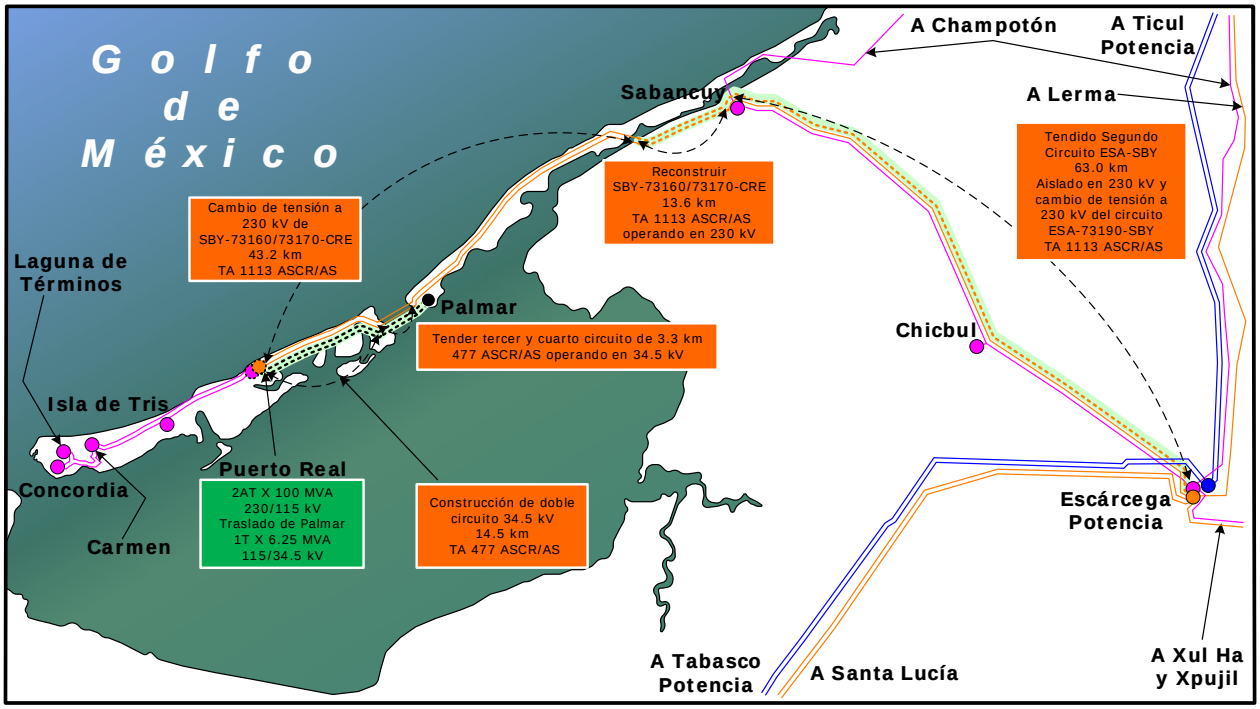
Obras de transformación del proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerto Real Bancos 1 y 2	7	AT	233.3	230/115	abr-21	abr-22	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	abr-22	Peninsular
Total			**239.5**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

Diagrama con el proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2



P15-PE1 Línea de Transmisión en Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II

Diagnóstico

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

Problemática a resolver

Debido a la importancia turística de Isla Cozumel, se requiere garantizar el suministro de energía eléctrica. Para 2024, se alcanzará la saturación de la infraestructura actual de transmisión hacia la isla, aún con la instalación de los bancos de capacitores propuestos para 2021. Ante la contingencia sencilla de uno de los cables se tendría que activar el esquema de corte de carga durante **7,400 horas** del año en 2024. También en ese año, los cables submarinos existentes cumplirán la vida útil definida por el Distribuidor, por lo que se pone en riesgo el suministro de la demanda en caso de que éstos tengan altas tasas de falla o largos periodos de mantenimiento que encarecerían considerablemente al MEM.

Con la nueva infraestructura propuesta se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y aumentar la eficiencia del MEM.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2024

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2024

Transmisión: Construcción de aproximadamente 25 km-c de cable de potencia en 115 kV: 25 km-c de cable submarino/subterráneo (incluye fase de reserva) y 2.5 km-c de cable subterráneo.

Transformación: Una nueva subestación con dos bancos de transformación con una capacidad de 60 MVA cada uno y relación de transformación 115/34.5 kV, considerando una impedancia de 10 % con base 60 MVA.

Compensación: un banco de capacitores de 30 MVAr con tensión de operación de 115 kV.

El proyecto contempla los alimentadores adicionales para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestaciones.

En las tablas resumen y en el diagrama geográfico simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de la demanda de la isla Cozumel con una condición de red completa. Ante el disparo del futuro enlace de 115 kV hacia la isla Cozumel, se requerirá de un proyecto de red eléctrica inteligente; el cual permita suministrar la demanda de la isla durante el tiempo en el que se conecta la fase de reserva del cable de 115 kV en caso de que los cables actuales de 34.5 kV sean retirados en 2024.

Alternativas analizadas

Debido a la necesidad de compensación mínima requerida para suministrar una demanda de la isla al 2024, se plantea infraestructura aislada en 115 kV, para dar el soporte al suministro de la demanda de la isla Cozumel cubriendo un horizonte aproximado de 20 años. De acuerdo con los resultados del análisis realizado, en caso del retiro de los cables actuales, se necesita de compensación capacitiva de al menos 30 MVAr para mantener los perfiles de tensión en la isla cercanos a su valor nominal. Por tanto, ante este requerimiento, se estudiaron dos alternativas:

La primera alternativa consiste en la instalación de un banco de capacitores de 30 MVAr que se requerirá conectar a partir de una demanda de 35 MW, la cual se presentará en aproximadamente 7,400 horas en 2024. Al conectar este banco de capacitores, el gradiente de tensión es menor al considerado dentro de las prácticas operativas y de planeación, por lo que resulta ser una solución factible. La segunda alternativa plantea una compensación dinámica de 30 MVAr (STATCOM), la cual tiene por ventaja la capacidad de regular los perfiles de tensión de las subestaciones eléctricas de la red de la Isla Cozumel, mediante la modificación del valor de tensión de referencia del equipo ante diferentes condiciones de demanda. Sin embargo, dado que los gradientes de tensión no son tan abruptos con la compensación capacitiva fija se seleccionó esta alternativa debido a

que tiene un menor costo de inversión con relación a la compensación dinámica.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de evaluación de costos de producción, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Línea de Transmisión en 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 - Playacar / 1, 12	115	1	2.5	abr-24	abr-24	Peninsular
Playacar - Chankanaab II / 1, 9	115	1	25.0	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**27.5**			

1/ Obra instruida
9/ Cable Submarino
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Obras de transformación del proyecto Línea de Transmisión en Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6) / 1	2	T	120.0	115/34.5	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**120.0**				

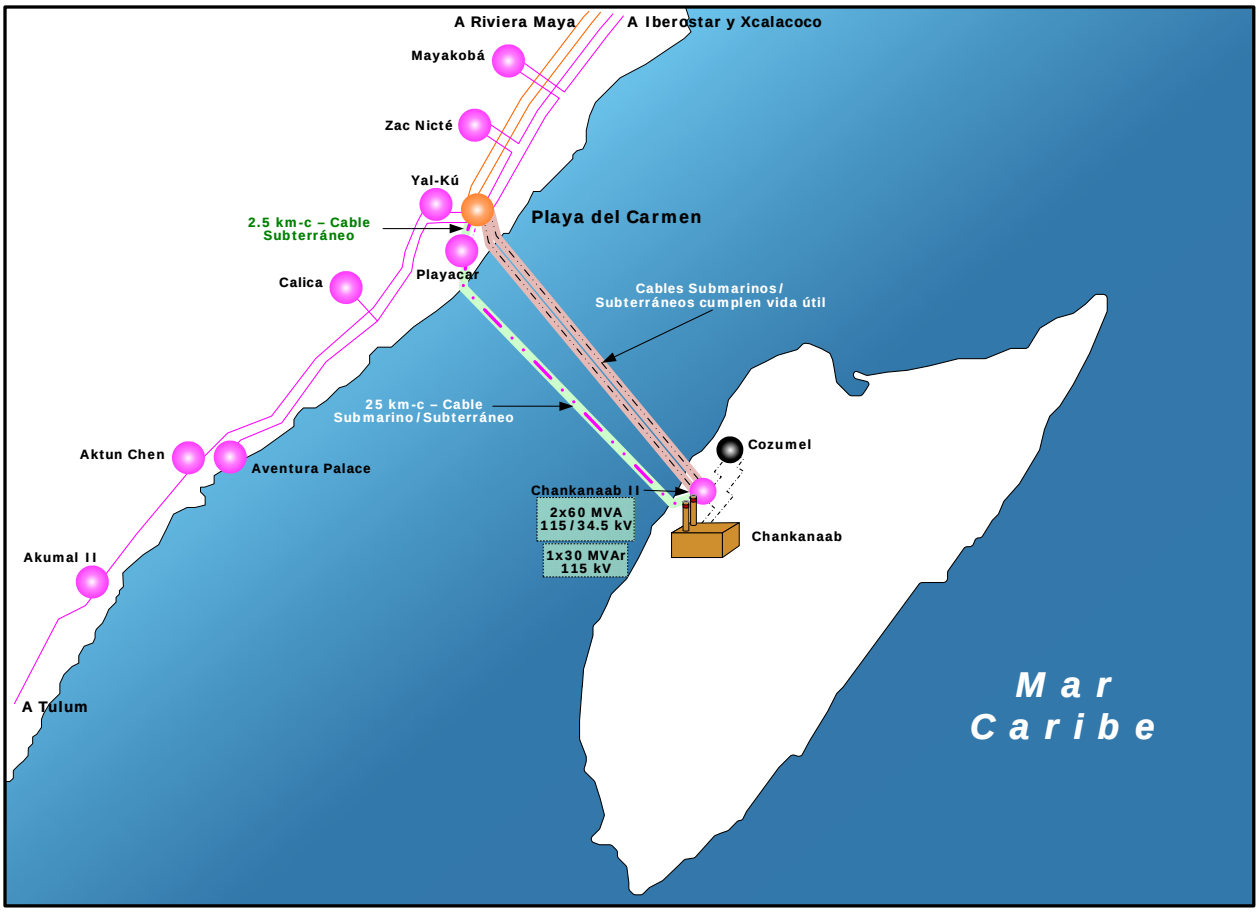
T. Transformador
1/ Obra instruida

Obras de compensación del proyecto Línea de Transmisión en Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr / 41	Capacitor	115	30.0	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**30.0**			

41/ Obra identificada adicional al alcance del proyecto instruido

Diagrama con el proyecto Línea de Transmisión en Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II



P18-MU1 Santa Rosalía Banco 2

Diagnóstico

La Subgerencia de Control Regional Santa Rosalía tiene a su cargo el control operativo del Sistema Mulegé. Un sistema principalmente longitudinal al norte del estado de Baja California Sur. Cuenta con dos zonas eléctricas: Santa Rosalía y Guerrero Negro, que se interconectan mediante el enlace de transmisión de 115 kV entre las subestaciones eléctricas Mezquital y Vizcaino.

En 2019, se incorporará el proyecto Guerrero Negro Cuatro, con lo que será posible disponer de generación suficiente para atender la demanda en el Sistema Interconectado Mulegé.

La demanda máxima se presenta en verano, se caracteriza por la elevación en la temperatura ambiente y la utilización de sistemas de aire acondicionado, sin embargo, en el periodo de invierno la demanda disminuye considerablemente en la zona Santa Rosalía.

La zona Santa Rosalía presenta una demanda muy variable durante el año, durante la temporada de invierno, exporta energía a zona Guerrero Negro, aprovechando al máximo la generación geotérmica y solar.

Durante temporada de verano en demanda alta, la zona Guerrero Negro exporta energía a zona Santa Rosalía que presenta un déficit de generación motivado por la indisponibilidad de las unidades de generación conectadas en la barra de 13.8 kV y 2.4 kV, ya sea por falla en los motores o retiros programados por obsolescencia, por tanto, requiere la utilización de las unidades de generación de emergencia de tipo turbogás y turbojet instalada en la barra de 13.8 kV en la subestación eléctrica Santa Rosalía que permitirá atender el incremento en la demanda en el poblado de Santa Rosalía.

El proyecto Santa Rosalía II y su red asociada solucionaba la problemática de transformación de manera integral en la zona Santa Rosalía, después de tres licitaciones desiertas, fue cancelada por la Comisión Federal de Electricidad.

Se estima en el corto plazo una mayor utilización de unidades de emergencia que repercutirá en el incremento en los costos de operación a nivel sistema.

Problemática a resolver

La problemática se presenta en la subestación eléctrica Santa Rosalía, derivado a la antigüedad que presenta, la obsolescencia en sus equipos y a la poca flexibilidad para llevar a cabo mantenimientos, ha repercutido en la presencia de fallas que resultan en interrupciones en el suministro de energía a la población de Santa Rosalía

Adicionalmente, se presentan equipos indisponibles como transformadores, interruptores y cuchillas, lo cuales limitan la capacidad de transformación e impiden aportar el suministro de energía en condiciones de demanda alta de verano particularmente a la población de Santa Rosalía, cabe señalar que dicha subestación del tipo “tubular”, presenta una antigüedad de más de 40 años de servicio.

Se tiene una limitante en la antigua subestación de Santa Rosalía en los transformadores que enlazan la tensión de 2.4 kV, hay indisponibilidad de uno de los tres transformadores de 4 MVA y relación 13.8/2.4 kV y se tiene indisponible de manera permanente un transformador de 3 MVA de relación 34.5 kV/2.4 kV lo cual limita la capacidad de transformación en la subestación Santa Rosalía para aprovechar la capacidad de generación requerida en el sistema.

Durante el periodo de verano, no será posible suministrar la demanda del poblado de Santa Rosalía con la generación base instalada, requerirá de la entrada en operación de unidades catalogadas como de emergencia con un costo de operación muy elevado que incrementará sustancialmente el costo de operación a nivel sistema, estas unidades de emergencia se despacharán cada vez más horas motivado por los incrementos futuros de la demanda.

En condición de indisponibilidad, mantenimiento y/o contingencia de alguno de los equipos de transformación con relación 34.5/2.4 kV ó 13.8/2.4 kV se incrementará aún más el despacho de las unidades de emergencia.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transformación: Construcción e instalación de tres alimentadores en 13.8 kV, un transformador con 20 MVA de capacidad y relación de transformación

115/13.8 kV en la subestación eléctrica Santa Rosalía.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se incrementa la confiabilidad y la capacidad de transformación de la subestación eléctrica de Santa Rosalía, se reduce la utilización de unidades generación consideradas para situación de emergencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Santa Rosalía, en específico en la subestación de la Central Diésel Santa Rosalía en la barra de 13.8 kV, se revisó una opción alterna que consiste en la adición de elementos de transformación en la subestación nueva de Santa Rosalía mediante equipos de trasformación ampliando la capacidad en la barra de 34.5 kV y 13.8 kV dela subestación Santa Rosalía.

Sin embargo, **el proyecto Santa Rosalía Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

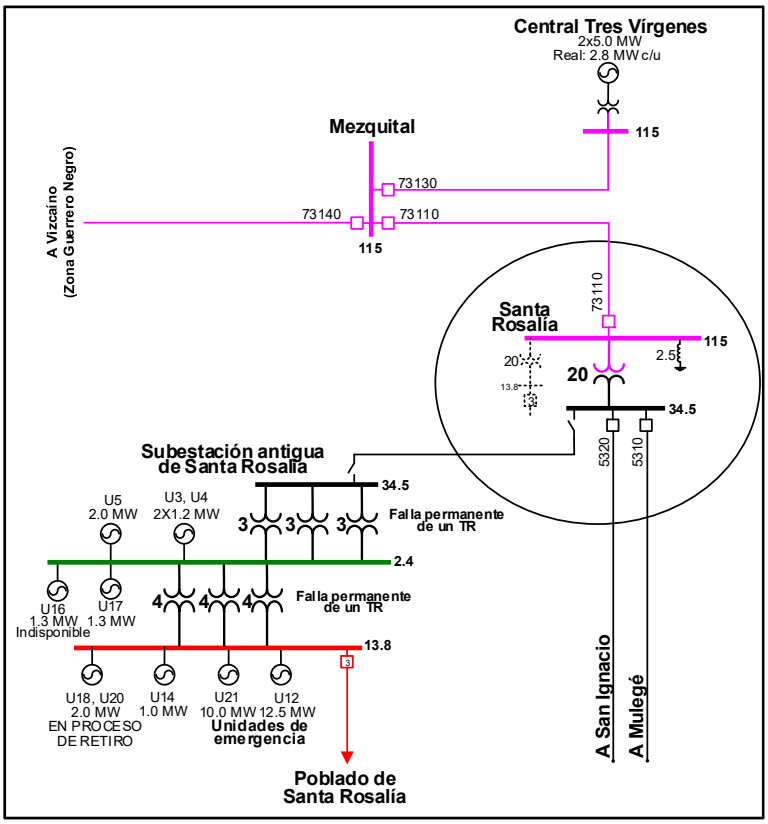
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%

Obras de transformación del proyecto Santa Rosalía Banco 2

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	abr-20	Mulegé
Total			**20.0**				

T. Transformador

Diagrama con el proyecto Santa Rosalía Banco 2



P18-MU3 Mezquital MVAr (traslado)

Diagnóstico

La Subgerencia de Control Regional Santa Rosalía tiene a su cargo el control operativo del Sistema Mulegé. Un sistema principalmente longitudinal al norte del estado de Baja California Sur. Cuenta con dos zonas eléctricas: Santa Rosalía y Guerrero Negro, que se interconectan mediante el enlace de transmisión de 115 kV entre las subestaciones eléctricas Mezquital y Vizcaino.

La nueva subestación eléctrica Santa Rosalía se construyó con la entrada en operación de Central Geotérmica Tres Vírgenes en año 2001, la cual se interconectaba en forma radial con una línea de 115 kV de 34 km de longitud, se instaló un reactor de 2.5 MVAr en la barra de 115 kV de la subestación eléctrica Santa Rosalía para mantener energizada la línea de transmisión y para control de voltaje.

Con la interconexión de la zona Guerrero Negro y la zona Santa Rosalía en el año 2014 se construye la subestación Mezquital, una subestación de maniobra en la cual se interconectan tres líneas de transmisión en 115 kV, una línea de 19 km que va a Central Geotérmica Tres Vírgenes, una línea de 20 km a subestación eléctrica Santa Rosalía y la línea de interconexión a la subestación eléctrica Vizcaino con 134 km de longitud en la zona Guerrero Negro.

Al interconectar los sistemas eléctricos se redujo la utilización del reactor de 2.5 MVAr instalado en la subestación eléctrica Santa Rosalía y se mantiene energizada en forma permanente la línea de transmisión que interconecta ambos sistemas.

En temporada de invierno (octubre a abril) es necesario contar con el reactor en operación de forma permanente, ya que ante contingencia de la línea de transmisión Vizcaíno – Santa Rosalía en 115 kV se forman dos islas eléctricas, la primera en la zona Guerrero Negro, con la presencia de altos voltajes en las subestaciones eléctricas Vizcaíno, Mezquital y Tres Vírgenes en 115 kV, con excedentes de generación debido a que la central Geotérmica Tres Vírgenes quedaría conectada radialmente a la subestación eléctrica Vizcaíno, requiriendo la puesta en operación de unidades de emergencia para controlar el voltaje en la subestaciones de la zona Guerrero Negro y mantener el sistema en operación.

Al mismo tiempo, la segunda isla eléctrica que se forma es la zona Santa Rosalía, la cual deja de recibir la generación proveniente de la Central Geotérmica de Tres Vírgenes y la generación proveniente de la zona Guerrero Negro, se pierde el balance generación-demanda y al quedar conectado el reactor de 2.5 MVAr en la barra de 115 kV de la subestación eléctrica Santa Rosalía baja el voltaje y se produce un colapso por bajo voltaje ocurriendo un apagón en la zona santa Rosalía.

Problemática a resolver

La línea de transmisión Santa Rosalía – Tres Vírgenes se dividió en dos enlaces de trasmisión en 2014 motivado por la entrada en operación de la subestación eléctrica Mezquital y la interconexión de los sistemas de Santa Rosalía y Guerrero Negro. La topología radial del nuevo sistema interconectado lleva a la necesidad de un equipo de absorción de potencia reactiva en la subestación Mezquital, que permita mantener el sistema en sincronismo ante la contingencia de elementos de transmisión y generación.

Mantener el reactor de 2.5 MVAr en la subestación eléctrica Santa Rosalía resulta en una operación que dificulta la coordinación de maniobra tanto de recuperación, libranza, energización de subestación, etc., en estado estable y no ayuda a mantener el sistema operando ante contingencia sencilla.

La contingencia más severa para el área de influencia es la pérdida de la LT Mezquital - Santa Rosalía en 115 kV ya que se forman dos islas eléctricas, la primera con elevación de voltaje en las subestaciones eléctricas Vizcaíno, Mezquital y Tres Vírgenes y la segunda con la presencia de bajos voltajes en Santa Rosalía lo que requiere la participación de unidades de emergencia, con el objetivo de restablecer a los niveles de voltaje dentro de los límites de operación.

El traslado e instalación del Reactor de 2.5 MVAr en Santa Rosalía (R10) a la subestación eléctrica Mezquital permitirá llevar a cabo maniobras de energización adecuadas, coordinación de libranzas, mejorará el perfil de voltaje en las subestaciones del área de influencia en estado estable y ante contingencia.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Compensación: Traslado del reactor de 2.5 MVAr existente en la subestación eléctrica Santa Rosalía a la subestación eléctrica Mezquital en el nivel de 115 kV.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se incrementa la confiabilidad y se optimiza la absorción de potencia reactiva manteniendo los voltajes de operación dentro de los límites operativos.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere de equipo de compensación reactiva inductiva, se revisó una opción alterna que consiste en construir una línea de transmisión entre las subestaciones Mezquital y santa Rosalía en 115 kV, el alcance del proyecto consiste en la construcción de la línea de transmisión Mezquital – Santa Rosalía en 115 kV con 17 km de longitud aproximada.

Sin embargo, **el traslado del reactor de 2.5 MVAr de la subestación eléctrica Santa Rosalía a la subestación eléctrica Mezquital** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

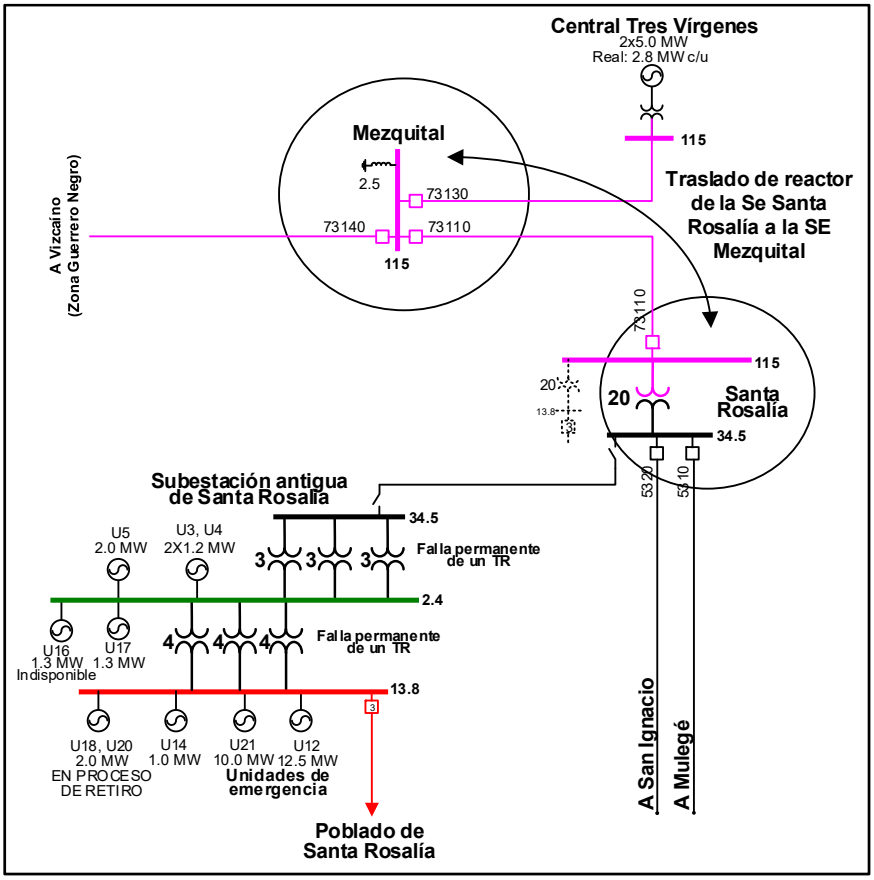
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto Mezquital MVAr (traslado)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquital MVAr (traslado)	Reactor	115	2.5	abr-18	abr-20	Mulegé
Total			**2.5**			

Diagrama con el proyecto Mezquital MVAr (traslado)



P17-BC2 Rubí entronque Cárdenas - Guerrero

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica al noroeste de la ciudad de Tijuana se realiza con dos líneas de transmisión que salen de la subestación eléctrica Rubí y forman un anillo en 69 kV entre las subestaciones eléctricas Rubí, Cárdenas, México, Río y Guerrero.

El área de influencia se encuentra inmersa en el área urbana y limitada al norte por la frontera con Estados Unidos de América (EUA) y al poniente por el Océano Pacífico. Es un área densamente poblada con un terreno irregular montañoso.

Las limitaciones que se presentan en el área de influencia se relacionan a la violación del límite operativo de la línea de transmisión Cárdenas–63110 - Rubí que presenta una capacidad máxima de transmisión de 75 MVA con una línea de transmisión subterránea y en condición de contingencia sencilla se supera el límite de transmisión.

En los últimos años se han implementado esquemas remediales para limitar el flujo de transmisión en la LT Rubí-Cárdenas para evitar la sobrecarga, lo que disminuye la confiabilidad en el suministro.

Durante el periodo de verano, se limita el flujo de potencia mediante el seccionamiento de red, se deja fuera de operación la línea de transmisión Cárdenas - México con lo cual se reduce el flujo de potencia en la LT Rubí – Cárdenas, aunque se reduce la confiabilidad en el suministro del área de influencia.

Con el incremento en la demanda de la zona de influencia para los próximos años, se estima que el enlace Rubí-Cárdenas alcance su capacidad máxima de transmisión en estado estable en el mediano plazo.

Problemática a resolver

Se presenta sobrecarga en la LT Rubí – Cárdenas en 69 kV, número de línea 63110, durante el periodo de verano en estado estable ante la contingencia de la LT Rubí–Guerrero en 69 kV.

Con 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 Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de aproximadamente 8 km-c de línea de transmisión en 115 kV, operación inicial en 69 kV. Esta obra se interconectará con un tramo de línea de transmisión que actualmente está fuera de operación (LT en el camellón del Libramiento Sur de Tijuana) y que permitirá en su conjunto la apertura de la LT Cárdenas–Guerrero.

El proyecto considera dos nuevas bahías con alimentadores en 115 kV, con operación inicial en 69 kV que permitirá la conexión de las líneas.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán limitaciones en la red de 69 kV al noroeste de la ciudad de Tijuana.

Se incrementa la confiabilidad al redistribuirse los flujos de potencia en la red de 69 kV optimizando la transmisión, se balancea el flujo de transformación en las subestaciones Rubí y Panamericana Potencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de transmisión al noroeste de Tijuana, se revisó una opción alterna que consiste en construir y operar en 115 kV la subestación eléctrica Cárdenas operando en forma radial en 115 kV desde la subestación eléctrica Presidente Juárez, el alcance del proyecto consiste en la instalación de dos bancos de transformación de 30 MVA y relación 115/13.8 kV, así como la red de transmisión asociada en 115 kV.

Sin embargo, **la LT Rubí entronque Cárdenas - Guerrero** 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0,

Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

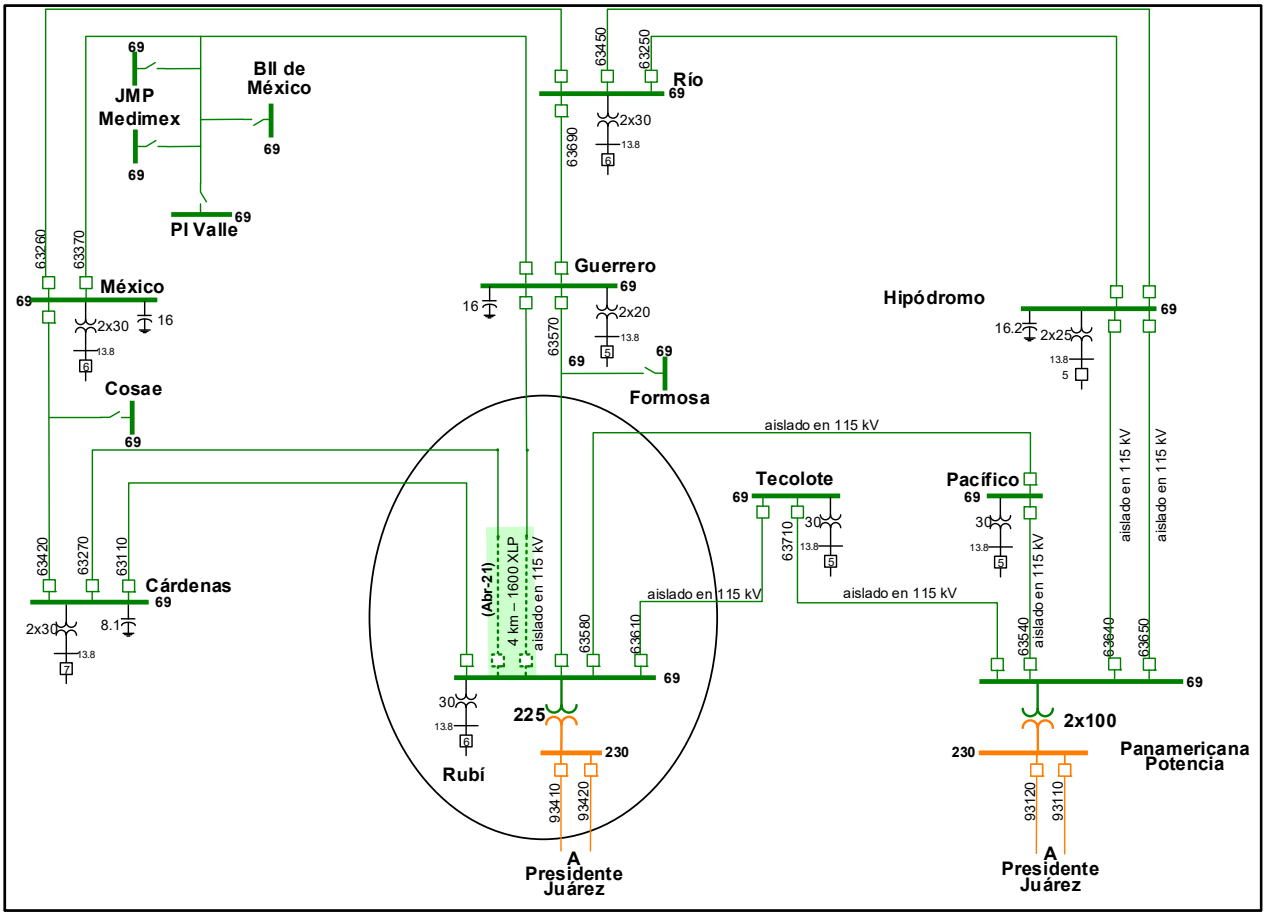
Obras de transmisión del proyecto LT Rubí entronque Cárdenas – Guerrero

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	abr-21	Baja California
Total			**8.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

Diagrama con el proyecto LT Rubí entronque Cárdenas-Guerrero



P17-BS1 Loreto MVAr

Diagnóstico

La Subgerencia de Control La Paz (SGCLP) administra la operación del sistema eléctrico interconectado del estado de Baja California Sur. Incluye diversas poblaciones entre las que destacan las ciudades de Loreto, Villa Constitución, La Paz, San José del Cabo y Cabo San Lucas. Está formado por un sistema interconectado que se divide en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos.

La zona Constitución cuenta con dos centros de generación de tipo combustión interna en la Central Eléctrica Agustín Olachea en Puerto San Carlos y una pequeña unidad tipo turbogás a base de diésel en la central Ciudad Constitución.

Los poblados de Loreto y Puerto Escondido se ubican al norte, sobre la costa del Mar de Cortés en el estado de Baja California Sur, la distancia aproximada a la subestación eléctrica Villa Constitución es de 150 km por lo que se encuentra muy alejada de los centros principales de suministro y de los centros de soporte de potencia reactiva.

El suministro de energía se realiza mediante un circuito de 115 km de longitud entre las subestaciones eléctricas Insurgentes y Loreto. Las subestaciones de Loreto y Puerto Escondido se encuentran al extremo de una línea radial, por lo que la contingencia de la línea de transmisión que lo suministra deja fuera de operación las subestaciones Loreto y Puerto Escondido.

El área de influencia se ubica en la zona urbana de Loreto y se registraron 15 MW en 2017. Es una zona con un alto potencial de desarrollo turístico.

Debido a su condición de suministro radial, se presentan altos voltajes de operación en las subestaciones Loreto y Puerto Escondido en la condición de baja demanda y durante la condición de demanda máxima de verano, los voltajes disminuyen gradualmente hasta el límite de operación por bajo voltaje en estado estable.

Se estima un ligero crecimiento en la demanda del área de influencia, sin embargo, en el mediano plazo se llegará a recurrir a la implementación de esquemas de corte de carga por bajo voltaje en condición de estado estable en caso de no realizarse el proyecto.

Problemática a resolver

Se presentan voltajes fuera de los límites establecidos en la subestación Loreto y Puerto escondido en el nivel de 115 kV en estado estable.

La contingencia más severa para el área de influencia es la pérdida de la LT Insurgentes – Loreto en 115 kV, ya que se pierde la transmisión de potencia hacia el área de influencia y las subestaciones eléctricas Loreto y Puerto Escondido presentan voltajes fuera de los límites de operación en estado estable.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Construcción e instalación de una bahía para un equipo de compensación reactiva capacitiva en el nivel de 115 kV

Análisis de confiabilidad

La entrada en operación del proyecto permitirá mejorar la confiabilidad en el suministro de energía a la población de Loreto y Puerto Escondido.

Permitirá atender el crecimiento futuro dentro del área de influencia al mantener el voltaje en la subestación eléctrica Loreto dentro de los límites de operación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere mantener el perfil de voltaje dentro de los rangos de operación permitidos en las subestaciones del área de influencia, se analizó una opción alterna que consiste en un nuevo circuito de transmisión entre las subestaciones eléctricas Santo Domingo y Loreto en 115 kV, que permitiría atender el crecimiento estimado en el mediano y largo plazo.

Sin embargo, **el proyecto Loreto MVAr** es la opción de menor costo y de mejor comportamiento eléctrico a mediano plazo que resuelve la problemática.

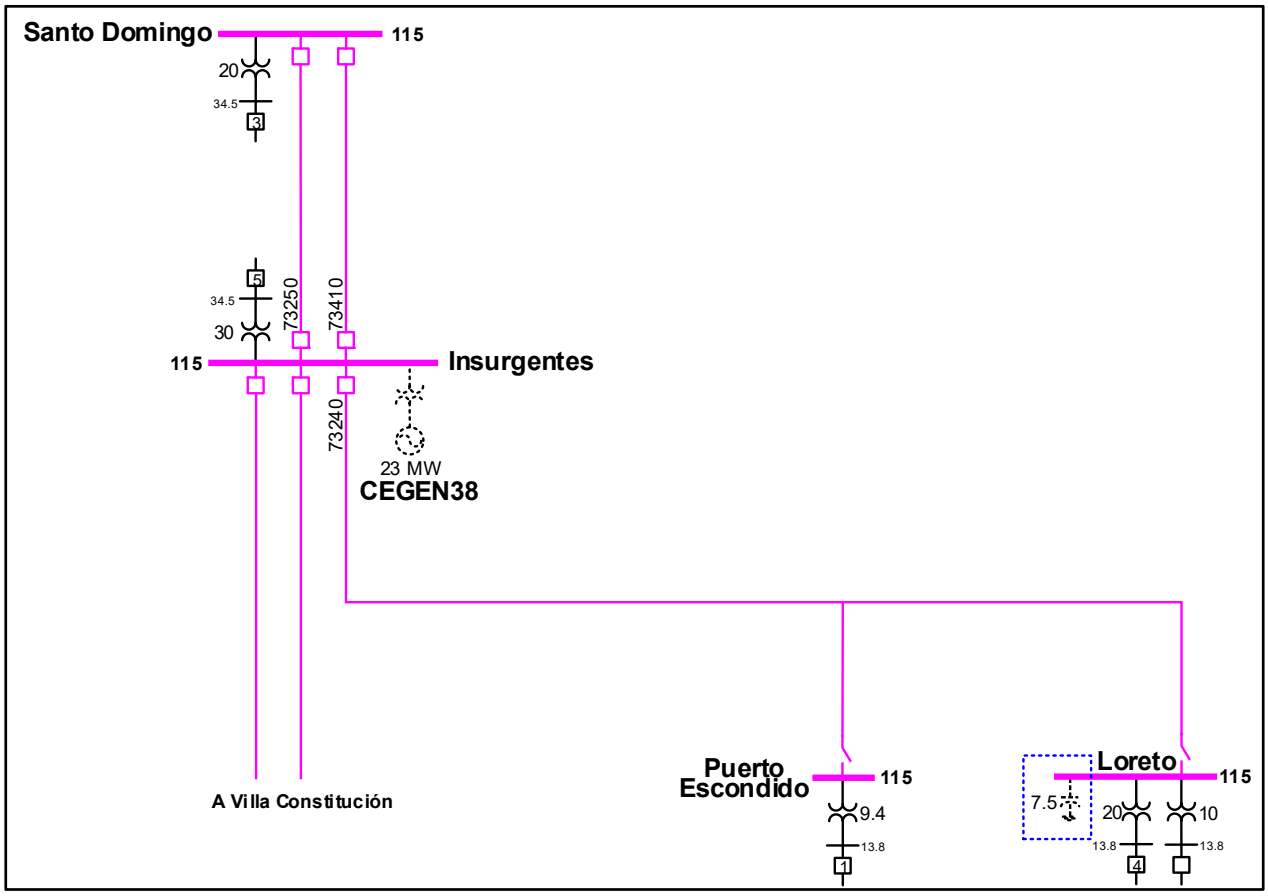
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto Loreto MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-19	abr-21	Baja California Sur
Total			**7.5**			

Diagrama con el proyecto Loreto MVAr



P16-BS2 Camino Real MVAr

Diagnóstico

El suministro de energía a la ciudad de La Paz se realiza a través de dos centros de generación: La Central Punta Prieta y La Central Baja California Sur.

La zona La Paz se interconecta con la zona Los Cabos a través de dos líneas de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Olas Altas y El Palmar con una longitud de 162 km, y un enlace en 115 kV entre las subestaciones El Triunfo y Santiago con 69 km de longitud.

La generación instalada en la zona es suficiente para satisfacer localmente la demanda de la misma, regularmente recibe los excedentes de generación provenientes de la zona Constitución y sumados a los excedentes de generación de la zona La Paz, se envían hacia la zona Los Cabos, única zona deficitaria en recursos de generación.

Para realizar el suministro de la ciudad de La Paz, se atiende mediante líneas de transmisión en 115 kV entre las subestaciones Punta Prieta, La Paz y Bledales, se forma un anillo interno en 115 kV, se cuenta con dos enlaces hacia la subestación eléctrica El Triunfo y de esta a la subestación eléctrica Santiago.

La subestación eléctrica Camino Real se encuentra ubicada al sur de la ciudad de La Paz; cuenta con un transformador con 30 MVA de capacidad, con relación 115/13.8 kV y tiene dos bahías en 115 kV para las líneas de transmisión provenientes de las subestaciones eléctricas Punta Prieta y El Triunfo.

La zona La Paz no cuenta con recursos de compensación reactiva capacitiva fija en el nivel de 115 kV debido a que los requerimientos de potencia reactiva los obtiene desde las centrales eléctricas de Punta Prieta y Baja California Sur.

En el área de influencia de la subestación eléctrica Camino Real la densidad de carga es alta, se han asentado diversos desarrollos habitacionales y comerciales, previendo un gran crecimiento en la demanda, sin embargo, en condiciones de contingencia sencilla se presentarían abatimientos de voltaje que limitará el desarrollo en el área de influencia.

Problemática a resolver

Se presentan voltajes fuera de los límites establecidos en la subestación Camino Real ante la contingencia sencilla de líneas de transmisión en la zona La Paz en 115 kV.

La contingencia más severa para el área de influencia es la pérdida de la línea de transmisión Punta Prieta – Camino Real en 115 kV, ya que el flujo de potencia resultante se redistribuye por una trayectoria de mayor longitud, además, se pierde el efecto de transmitir la compensación reactiva de la Central Punta Prieta hacia el área de influencia.

Por lo anterior, ante contingencia sencilla, la subestación eléctrica Camino Real presenta voltajes de operación fuera de los límites permitidos.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la Red Nacional de Transmisión.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Construcción e instalación de una bahía para un equipo de compensación reactiva capacitiva en el nivel de 115 kV

En el diagrama unifilar simplificado y en la tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto permitirá mejorar la confiabilidad en el suministro de energía al sur de la ciudad de La Paz.

Permitirá atender el crecimiento futuro dentro del área de influencia al mantener el voltaje en la subestación eléctrica Camino Real dentro de los límites operativos durante la condición de demanda máxima de verano, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica requiere mantener el perfil de voltaje en las subestaciones del área de influencia, se analizó una opción alterna que consiste en una nueva línea de transmisión Camino Real entronque Punta Prieta II–El Triunfo y su red asociada en 115 kV.

Sin embargo, **el proyecto Camino Real** es la opción de menor costo y de mejor comportamiento eléctrico a mediano plazo que resuelve la problemática.

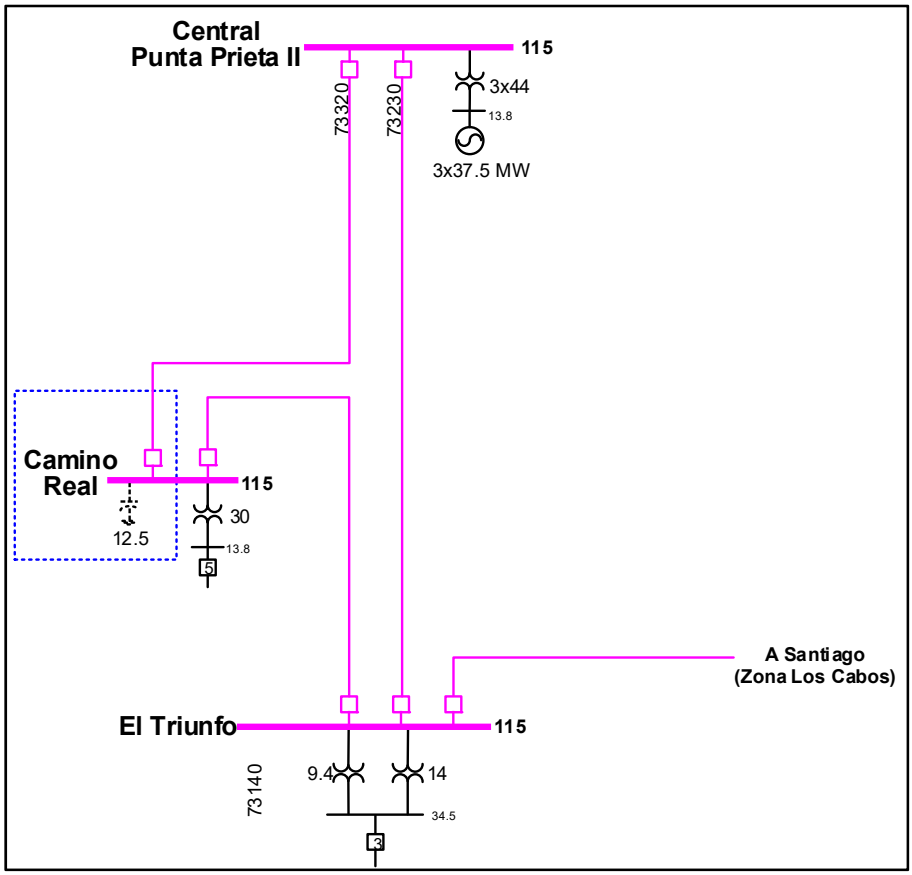
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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	abr-21	Baja California Sur
Total			**12.5**			

Diagrama con el proyecto Camino Real MVAr



P17-BC3 Línea de transmisión Frontera entronque Industrial - Universidad

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica al noreste de la ciudad de Tijuana se realiza con dos líneas de transmisión en 69 kV que salen de la subestación eléctrica Tijuana I y que enlazan a las subestaciones eléctricas Industrial, Universidad e Hipódromo, así como diversas industrias colindantes a la trayectoria de las líneas de transmisión en 69 kV.

Colindante a la frontera con Estados Unidos de América se construyó la subestación eléctrica Frontera que se alimenta en forma radial desde la subestación eléctrica Tijuana I y suministra el desarrollo normal y una cantidad importante de industrias maquiladoras.

De la subestación eléctrica Tijuana I salen dos líneas de transmisión en 69 kV hacia la subestación eléctrica Industrial, estas registran un alto flujo de potencia lo largo del año, mientras tanto, colindantes al área de influencia a suministrar en 115 kV se ubica la subestación eléctrica Frontera cuyas líneas de suministro transmiten un bajo flujo de potencia al no estar interconectadas con las subestaciones dentro del área de influencia, por tanto, no es posible transferir la carga hacia esta subestación eléctrica ante alguna contingencia o mantenimiento programado.

Con el crecimiento esperado en el área de influencia en el mediano plazo, se saturará la capacidad de transmisión de los enlaces entre las subestaciones eléctricas Tijuana I e Industrial, ya que se encuentra inmersa en el área urbana y tiene una alta densidad de población y aunque está limitada al norte por la frontera con EUA, hacia al oriente, se presentan diversas solicitudes de desarrollos habitaciones y de pequeña industria maquiladora.

Problemática a resolver

Se presenta sobrecarga en las líneas de transmisión que interconectan las subestaciones eléctricas Tijuana I e Industrial ante contingencias sencillas.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la Red Nacional de Transmisión.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 6 km-c de línea en 115 kV operación inicial en 69 kV.

El proyecto considera dos nuevas bahías con alimentadores en 115 kV, operación inicial en 69 kV para la conexión de las líneas de transmisión en la subestación eléctrica Frontera.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se formará un anillo en 69 kV entre las subestaciones Tijuana I, Frontera e Industrial que permitirá descargar el flujo a través del enlace Tijuana I – Industrial, por tanto, se incrementa la capacidad de transmisión en la red de 69 kV al noreste de la ciudad de Tijuana.

Se incrementa la confiabilidad al redistribuirse los flujos de potencia en la red de 69 kV optimizando la transmisión. Será posible atender el crecimiento en la demanda eléctrica pronosticada al noreste de la ciudad de Tijuana.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transmisión al noreste de Tijuana, se revisó una opción alterna que consiste en construir un nuevo enlace en 115 kV operando en 69 kV, entre las subestaciones Tijuana I e Industrial y su red asociada.

Sin embargo, **la LT Frontera entronque Industrial - Universidad** es la opción de menor costo y de mejor comportamiento eléctrico a mediano plazo que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%

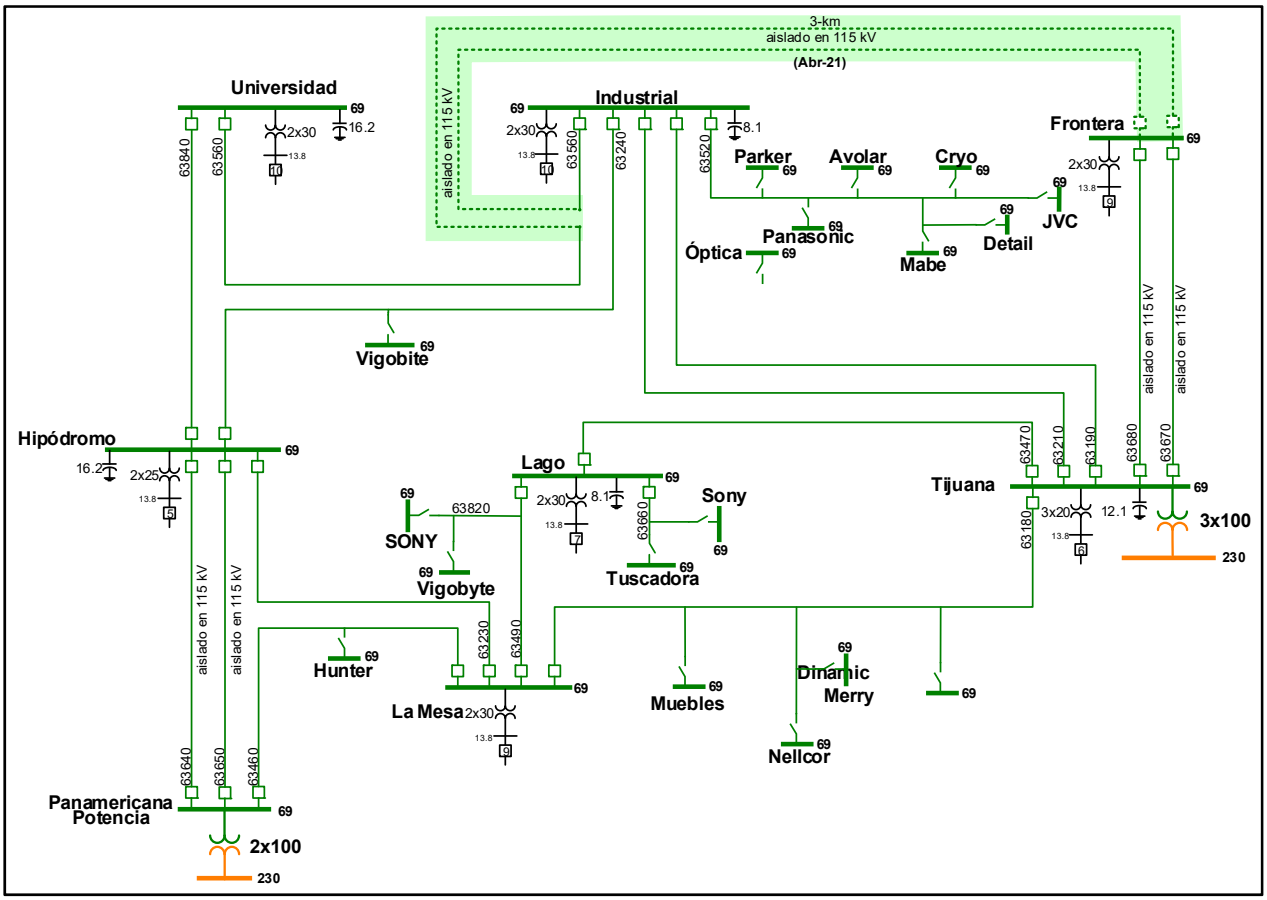
Obras de transmisión del proyecto LT Frontera entronque Industrial - Universidad

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	abr-21	Baja California
Total			**6.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

14/ Operación inicial en 69 kV

Diagrama con el proyecto LT Frontera entronque Industrial - Universidad



P17-BC16 Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey

Diagnóstico

La zona San Luis Río Colorado, se encuentra en la parte noroeste del estado de Sonora, colindante con el estado de Baja California y estados Unidos de América.

La zona San Luis Río Colorado se alimenta a través de cuatro líneas de transmisión provenientes de la zona Mexicali, dos enlaces en 230 kV y dos enlaces en 161 kV. Adicionalmente, tiene una capacidad instalada de 225 MVA en la subestación eléctrica Parque Industrial San Luis que mantiene la interconexión en los niveles de tensión de 230 kV y 161 kV.

Es una zona de carga que se alimenta en forma radial desde la zona Mexicali, no cuenta con generación interna que permita el suministro local.

Se presentarán voltajes de operación en las subestaciones Chapultepec y San Luis Rey fuera de los límites de operación permitidos en condición de estado estable y ante contingencia sencilla.

Problemática a resolver

Actualmente, el suministro de energía a la zona San Luis Río Colorado se realiza principalmente por la red de 230 kV proveniente de la Central Geotérmica de Cerro Prieto mediante los enlaces de transmisión Cerro Prieto Dos - San Luis Rey y Cerro Prieto Dos – Chapultepec.

De acuerdo la demanda máxima estimada se prevé que en el mediano plazo se presenten voltajes en las subestaciones Chapultepec y San Luis Rey fuera de los límites de operación permitidos en estado estable y ante la contingencia de la línea de transmisión Cerro Prieto Dos – Chapultepec se requerirá implementar esquemas remediales de corte de carga para mantener la operación confiable y segura del sistema.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: construcción de 7.4 km-c de líneas en 230 kV.

Requiere de dos alimentadores en 230 kV en la subestación eléctrica Chapultepec.

En el diagrama unifilar simplificado y en la tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la realización del entronque de la LT-93310 Cerro Prieto Dos – San Luis Rey a S.E. Chapultepec, se podrá incrementar el margen de transferencia de potencia en zona San Luis Río Colorado, así como se proporcionará seguridad y confiabilidad en la red eléctrica que atiende el suministro de la ciudad de San Luis Río Colorado.

Alternativas analizadas

Como una segunda alternativa de solución a la problemática, se propone ampliar la red de transmisión de 230 kV mediante la línea de transmisión San Luis Rey – Chapultepec en 230 kV.

Sin embargo, con **el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey** será posible mantener el voltaje de operación en la subestación eléctrica Chapultepec dentro de los límites operativos permitidos durante la condición de demanda máxima de verano, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla.

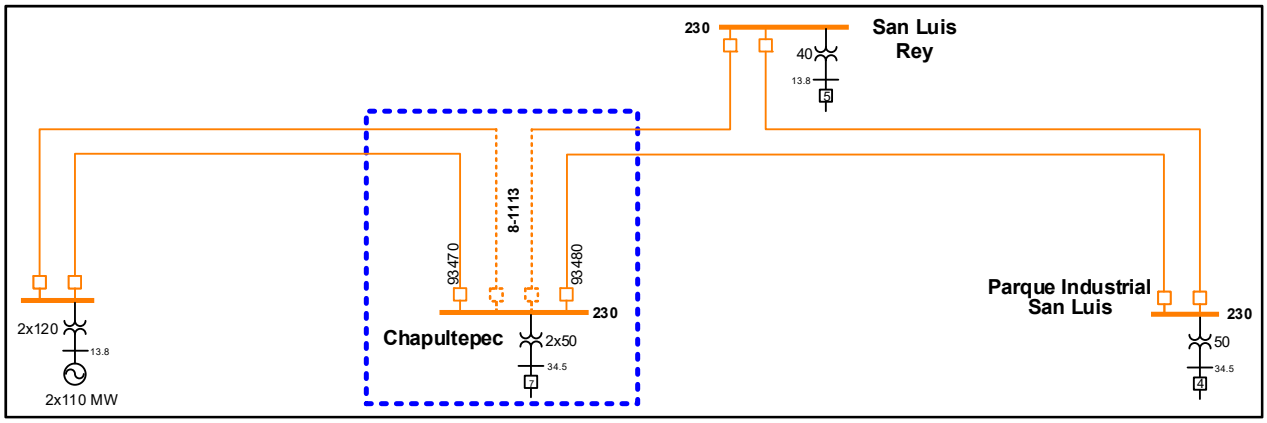
Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto LT 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	abr-21	Baja California
Total			**8.0**			

Diagrama con el proyecto LT Chapultepec entronque Cerro Prieto II-San Luis Rey



P18-BS6 Recreo MVAr

Diagnóstico

El suministro de energía a la ciudad de La Paz se realiza a través de dos centros de generación: La Central Punta Prieta y La Central Baja California Sur.

La generación instalada en la zona es suficiente para satisfacer localmente la demanda de la misma, regularmente recibe los excedentes de generación provenientes de la zona Constitución y sumados a los excedentes de generación de la zona La Paz, se envían hacia la zona Los Cabos.

Para realizar el suministro de la ciudad de La Paz, se atiende mediante líneas de transmisión en 115 kV entre las subestaciones Punta Prieta, La Paz y Bledales, se forma un anillo interno en 115 kV, se cuenta con dos enlaces hacia la subestación eléctrica El Triunfo y de esta a la subestación eléctrica Santiago.

La subestación Recreo se encuentra ubicada en la zona conurbada de la ciudad de La Paz; cuenta con dos transformadores, ambos con capacidad de 30 MVA y relación 115/13.8 kV, tiene instaladas dos bahías en 115 kV para las líneas de transmisión provenientes de las subestaciones eléctricas Bledales y Olas Altas.

La subestación eléctrica Recreo se encuentra en un área con una alta densidad de carga y se prevén desarrollos habitacionales y comerciales que saturarán en el mediano plazo la capacidad instalada en el área de influencia y ante contingencia sencilla se presentarán abatimientos de voltaje que repercute en implementar esquemas de corte de carga.

La subestación eléctrica Recreo se alimenta desde la subestación eléctrica Olas Altas en 115 kV con un gran soporte reactivo proveniente de la Central Eléctrica Baja California Sur, sin embargo, en condición de contingencia de la línea de transmisión Olas Altas – Recreo, la carga a suministrar permanece conectada en forma radial desde la Central Eléctrica de Punta Prieta II dificultando de la transmisión de reactivos capacitivos lo que resulta en una disminución del voltaje de operación en la subestación eléctrica Recreo.

Problemática a resolver

Se presentan voltajes fuera de los límites permitidos en la subestación eléctrica Recreo ante la contingencia sencilla de líneas de transmisión en la zona La Paz en 115 kV.

La contingencia más severa para el área de influencia es la pérdida de la LT Olas Altas-Recreo en 115 kV, ya que el flujo de potencia resultante se redistribuye radialmente por la línea de transmisión Bledales – Recreo desde la Central Eléctrica Punta Prieta II que se encuentra eléctricamente alejada del área de influencia, además, se pierde el efecto de recibir la potencia reactiva requerida en el área de influencia desde la Central Eléctrica Baja California Sur.

Con 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 Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la Red Nacional de Transmisión.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Compensación: Equipo de Compensación Reactiva Capacitiva de 12.5 MVAr de capacidad, se instalará en la subestación eléctrica Recreo.

En el diagrama unifilar simplificado y en la tabla resumen se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto permitirá mejorar la confiabilidad en el suministro de energía al poniente de la ciudad de La Paz.

Permitirá atender el crecimiento futuro dentro del área de influencia al mantener el voltaje de las subestaciones dentro de los límites operativos durante la condición de demanda máxima de verano, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde mantener el perfil de voltaje de operación dentro de los límites establecidos en la subestación eléctrica Recreo, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones eléctricas Olas Altas y Recreo en 115 kV.

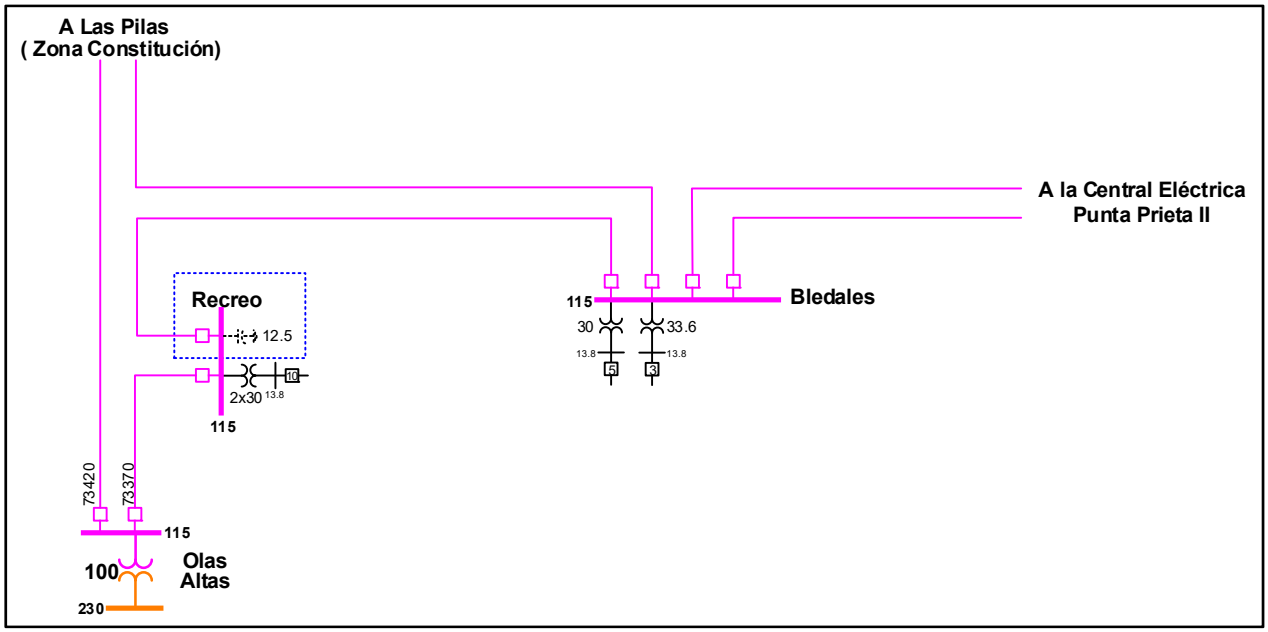
Sin embargo, **el proyecto Recreo MVAr** es la opción de menor costo y de mejor comportamiento eléctrico a mediano plazo que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo. La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con las metodologías de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto Recreo MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Recreo MVAr	Capacitor	115	12.5	abr-21	abr-21	Baja California Sur
Total			**12.5**			

Diagrama con el proyecto Recreo MVAr



P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3

Diagnóstico

Para atender el suministro de la zona Tijuana, se realiza la importación de energía desde tres puntos, el primero desde la Central Presidente Juárez, el segundo proviene de la región Valle mediante dos circuitos en 230 kV que proporciona una capacidad de hasta 550 MW y el tercero mediante un circuito de interconexión entre la ciudad de Tijuana y la ciudad de San Diego con una capacidad de 800 MVA con el cual se realizan intercambios programados de energía entre ambos países en diferentes puntos de operación.

Las subestaciones de potencia de la zona Tijuana con relación 230/69 kV: El Rubí (225 MVA), Metrópoli Potencia (200 MVA), Tijuana I (300 MW), La Herradura (225 MVA). Además, se dispone de 225 MW operando en 230/115 kV en la subestación eléctrica Presidente Juárez.

En 2017, la zona Tijuana registró una demanda de 904 MW, y las subestaciones de potencia de la zona registraron valores cercanos a su capacidad de transformación por lo que de presentarse una contingencia de un transformador se tendría que recurrir a corte de carga para mantener el flujo de potencia a través de los transformadores dentro de sus límites de operación permitidos.

La subestación eléctrica Panamericana Potencia cuenta con dos transformadores de 100 MVA cada uno, los cuales alcanzaron un flujo máximo en 2017 del 80% de su capacidad y se espera que para el año 2022 el flujo de potencia rebase el 100% de su capacidad de trasformación estado estable.

La zona Tijuana presenta una gran concentración de carga residencial, comercial e industrial y por las características del terreno es muy complicado adicionar nuevos elementos de transmisión y transformación, por tanto, la red eléctrica de transmisión y transformación que suministra la demanda de la zona se encuentra con una alta cargabilidad durante todo el año, de presentarse alguna contingencia sencilla se recurre a cortes de carga o a modificaciones topológicas, lo cuales se incrementarán con los pronósticos de crecimiento estimados en el área de influencia.

Problemática a resolver

Se presenta sobrecarga en los bancos de transformación en Panamericana Potencia durante periodo de verano en condición de estado estable.

Adicionalmente, ante la contingencia de un banco de transformación en la subestación eléctrica Panamericana Potencia o El Rubí, se presentará sobrecarga en los bancos de transformación y se requiere implementar esquemas de acción remedial para mantener en operación el sistema eléctrico de Baja California.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la Red Nacional de Transmisión.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022

Transformación: Banco de transformación de 225 MVA, 230/115/69 kV, operación inicial 230/69 kV, considera una fase de reserva de 75 MVA.

Análisis de confiabilidad

Con la adición del proyecto Panamericana Potencia Banco 3, se incrementa la capacidad de transferencia de potencia hacia la red de 69 kV en zona Tijuana y se elimina las sobrecargas al sur y poniente de la ciudad de Tijuana ante el disparo sencillo de un banco de transformación en las subestaciones eléctricas Panamericana Potencia y Rubí, eliminando la posibilidad de corte de carga, así como incrementar la seguridad y la confiabilidad en el suministro del área de influencia.

Alternativas analizadas

Como otra alternativa de solución es el cambio de tensión a 115 kV de la red eléctrica de la parte noroeste de la ciudad de Tijuana, que consideran la red asociada de transmisión y transformación entre las subestaciones eléctricas México, Río, Guerrero y Cárdenas.

Sin embargo, el **proyecto Panamericana Potencia Banco 3** es la opción de menor costo a largo plazo y

de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

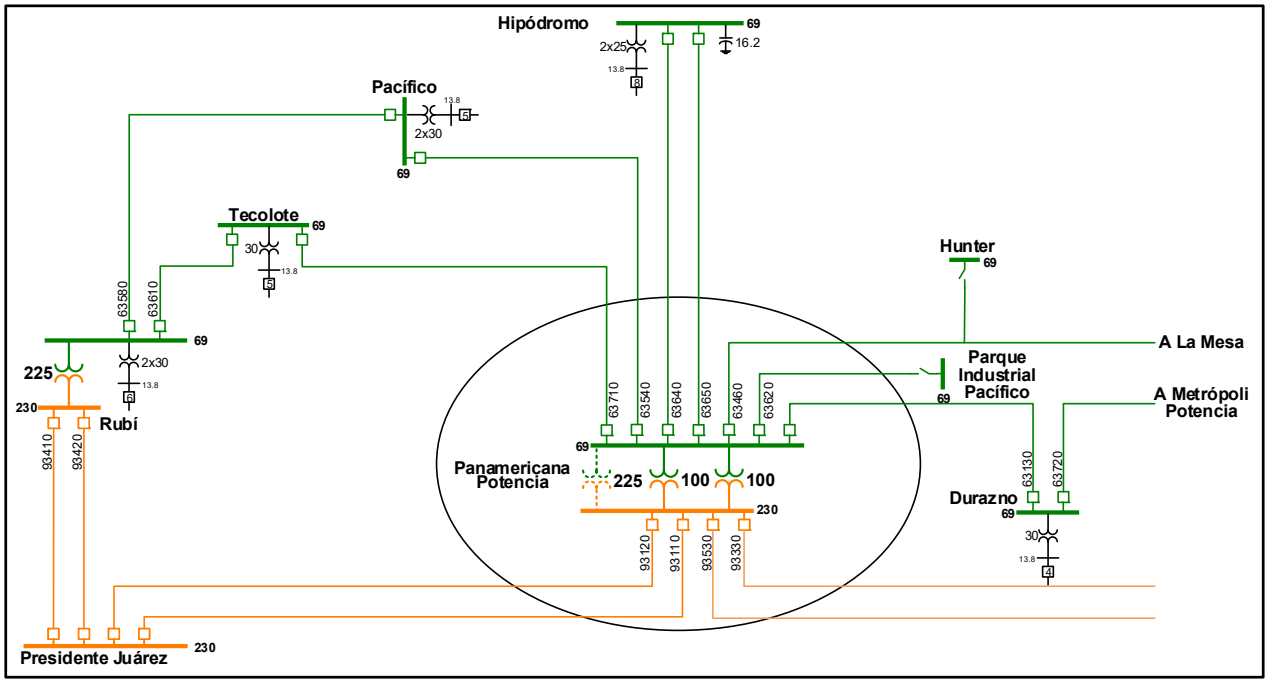
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 10%.

Obras de transmisión del proyecto Panamericana Potencia Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Potencia Banco 3	4	AT	300.0	230/115/69	abr-21	abr-22	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Diagrama con el proyecto Panamericana Potencia Banco 3



Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Con el fin de atender, hasta 2021, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas subestaciones eléctricas o el incremento en la capacidad de transformación de subestaciones eléctricas existentes a lo largo del país.

Los proyectos propuestos de distribución atienden saturaciones actuales y esperadas de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el cuadro 9.14 se enlistan los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado hasta 2021. 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 transmisión de la sección previa, se incluye una Ficha de Información de Proyecto que resume las características de cada proyecto de Distribución.

CUADRO 9.14 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria
Oriental	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-17
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	dic-18
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	sep-19
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR5	Sánchez Taboada Banco 2	mar-20
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR10	Traconis Banco 1	mar-20
	Chontalpa	Tabasco	D18-OR11	Cunduacán Banco 2	jun-20
	Puebla Poniente	Puebla	D18-OR1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-20
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR9	Sarabia Banco 1 (sustitución)	dic-20
	Poza Rica	Veracruz	D18-OR2	Esfuerzo Banco 2	mar-21
	Villahermosa	Tabasco	D18-OR12	Luis Gil Pérez Banco 1	abr-21
Occidental	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19
	Puerto Vallarta	Jalisco	D18-OC4	San Francisco Banco 1	abr-19
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajío Banco 1	abr-19
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	abr-20
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	abr-20
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	abr-20
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC10	Vergeles Banco 1	abr-20
	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	abr-20
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	oct-20

... Continuación

CUADRO 9.14 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE LAS RGD DEL MEM

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria
Noroeste	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	abr-18
	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-20
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Rio Sonora Banco 2	abr-21
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	abr-21
Norte	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	abr-18
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	abr-18
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT4	Buenos Aires Banco 1	abr-18
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	abr-18
	Durango	Durango	D18-NT10	Guanaceví Banco 1	abr-18
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18
	Cuauhtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-19
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19
	Torreón	Coahuila	D18-NT8	La Unión Banco 1	abr-20
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	abr-20
Noreste	Huejutla	Hidalgo	D18-NE1	Huejutla II Banco 2 (sustitución)	abr-18
	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	abr-19
	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	jul-19
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	ene-21
Peninsular	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	abr-17
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	abr-17
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	ene-20
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	abr-20
	Campeche	Campeche	D18-PE1	Gobernadores Banco 1	dic-20
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	dic-20
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	ene-21
Baja California	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19
	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	abr-20
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-20
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22

D18-OR1 Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)

Diagnóstico

Con base en Pronóstico de Crecimiento de la Demanda de la Zona Puebla Poniente y dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros de tipo comercial que se han ubicado sobre la avenida principal 15 de mayo (ubicación que ha tomado relevancia en los últimos años), se hace necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente, esta demanda es atendida por la subestación eléctrica Puebla I SF6.

El suministro depende del banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, por lo que para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada se requiere en gran medida de nueva infraestructura eléctrica, en este caso se propone el incremento de capacidad de la subestación Puebla I SF6.

Problemática a resolver

De acuerdo con el estudio de mercado eléctrico se pronostica que en año 2020, la subestación Puebla I SF6 registre una demanda de 29.84 MW que representa el 93% de la capacidad instalada de 30 MVA con una relación de transformación de 115/34.5 kV, la única subestación cercana del área de influencia es la Subestación eléctrica Excelópolis, con una capacidad instalada de 30 MVA. La cual se encuentra a 3.9 km de distancia. Sin embargo, el problema mayor es que con esta subestación se tiene contemplado soportar el crecimiento de demanda en la zona sur de la ciudad. de Puebla, que se está presentando en los últimos años en el corredor Vía Atlixcayotl del tipo de carga Comercial Alto y medio.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Sustitución del transformador existente de 30 MVA de capacidad por un nuevo transformador de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red de 34.5 kV que depende de la subestación Puebla I SF6 ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se analizó la alternativa de instalar un segundo banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV

Sin embargo, **la sustitución del Banco de 30 MVA existente por uno de 40 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Puebla I SF6** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

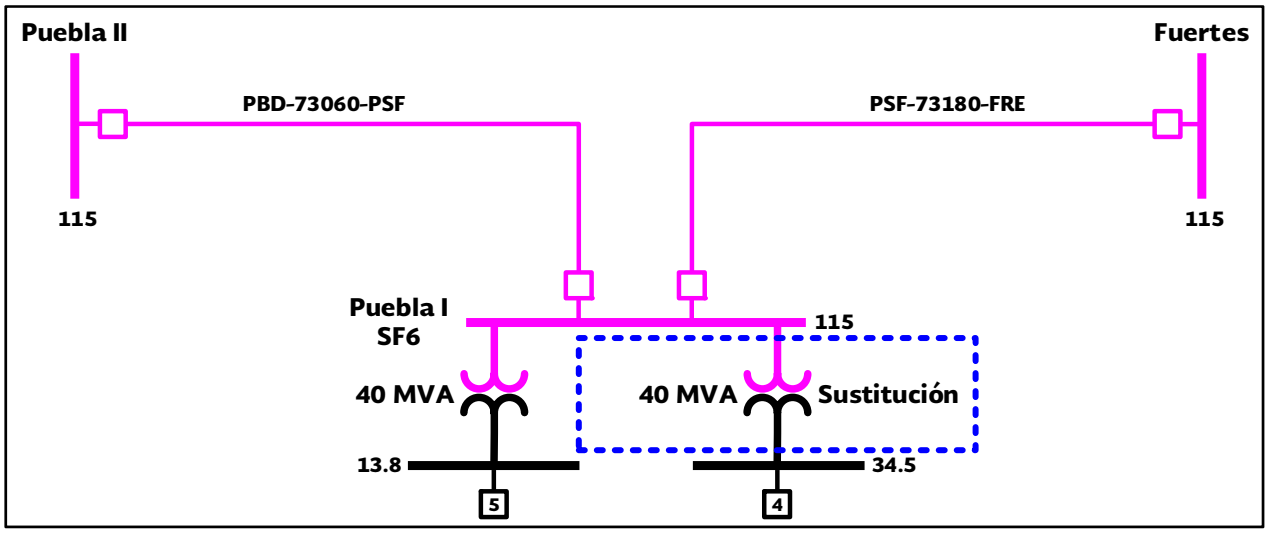
Obras de transformación del proyecto Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución) / 2	1	T	40.0	115/34.5	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**40.0**				

T. Transformador

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Puebla I Banco 1 (SF6) (sustitución)



D18-OR2 Esfuerzo Banco 2

Diagnóstico

La subestación eléctrica Esfuerzo ubicada en la zona de distribución Poza Rica del estado de Veracruz cuenta con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV, de acuerdo con el pronóstico de crecimiento esperado se espera que en 2021 se presentará una demanda que representa el 102.4% de su capacidad instalada.

Adicionalmente, se tienen solicitudes de servicio de Avícola San Andrés por 2.01 MVA, Colonia Fidel Herrera por 0.8 MVA, Fraccionamiento Campo Real por 0.8 MVA, Fraccionamiento El Campanario por 0.89 MVA, Fraccionamiento Country Club por 0.87 MVA, Fraccionamiento Valle Alto por 2.33 MVA, Fraccionamiento Cabo Alto por 1.13 MVA, Gold Citrus por 0.25 MVA, Fraccionamiento Arboledas por 0.15 MVA, Fraccionamiento Jardines de Tuxpan por 0.18 MVA, Fraccionamiento Petrópolis II por 0.41 MVA y Transcanada por 0.93 MVA.

Por lo anterior, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente y se propone la ampliación de esta subestación mediante la instalación de un segundo banco.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la subestación eléctrica Esfuerzo.

Debido a esto, no será factible atender el crecimiento local de demanda esperado en la zona, así como nuevas solicitudes de servicios.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2021

Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de capacidad 1.2 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto contempla 4 alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV que depende de la subestación eléctrica Esfuerzo ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se analizó la alternativa de construir una nueva subestación cercana a la subestación Esfuerzo existente denominada Sabanillas, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV y 20 MVA de capacidad, así como red asociada 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, el proyecto **Esfuerzo Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Esfuerzo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/13.8	mar-21	mar-21	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

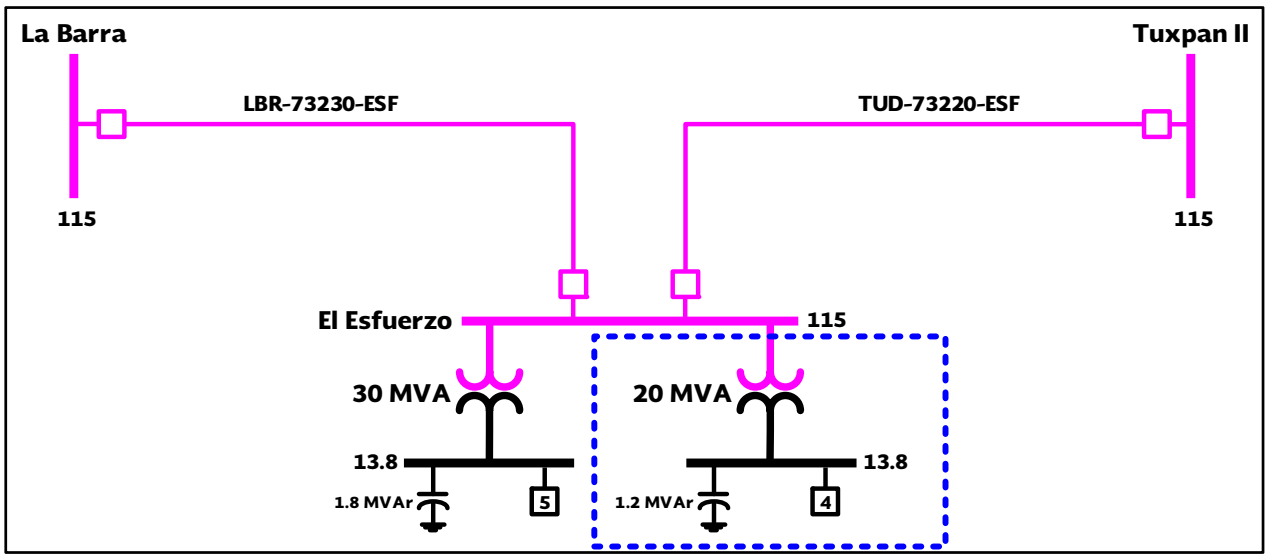
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Esfuerzo Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Esfuerzo MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	mar-21	mar-21	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama Unifilar con el proyecto Esfuerzo Banco 2



D18-OR3 Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para el municipio de Acayucan y poblaciones cercanas se realiza por medio de la subestación Acayucan ubicada en el estado de Veracruz dentro de la zona de distribución Coatzacoalcos, la cual tiene instalados dos bancos de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

En 2017 los bancos instalados han presentado una carga del 98% de su capacidad total instalada, se espera su saturación para 2018. Por lo anterior, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente.

Problemática a resolver

Con base en el pronóstico de la demanda del mercado eléctrico, la subestación eléctrica Acayucan para el año 2018 estará alcanzando su sobrecarga, por lo cual es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región, siendo necesario incrementar el total de transformación local con la sustitución del banco existente por uno de mayor capacidad.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre 2018

Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2020

Transformación: Sustitución de los transformadores 1 y 2 existentes en la SE Acayucan, de una capacidad de 20 MVA, por nuevos transformadores de 30 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de dos bancos de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV; un banco de capacitores para cada uno de los bancos de transformación.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV que depende del banco 1 y 2 de la subestación eléctrica Acayucan ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en ubicar una nueva subestación en Sayula de Alemán (Zona de Distribución Coatzacoalcos) de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como los circuitos en 13.8 kV asociados.

Sin embargo, **la sustitución del Banco 1 y Banco 2 de 40 MVA a 60 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Acayucan** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto 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	2	T	60.0	115/13.8	dic-18	mar-20	Oriental
Total			**60.0**				

T. Transformador

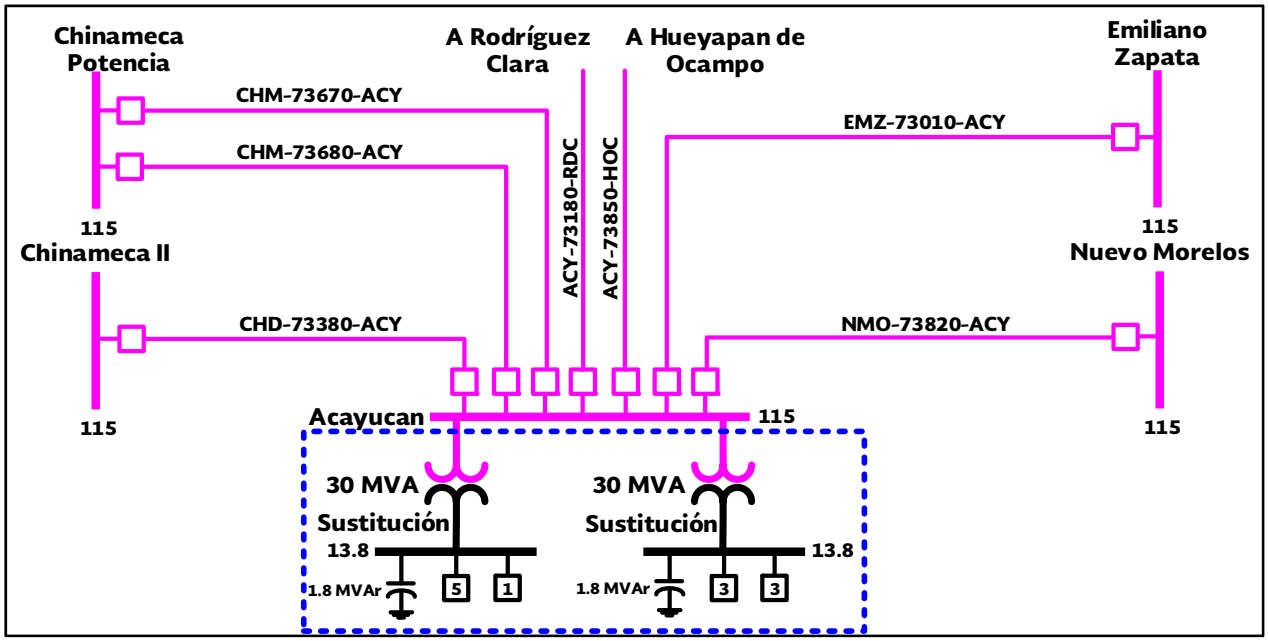
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acayucan MVAr / 2	Capacitor	13.8	3.6	dic-18	mar-20	Oriental
Total			**3.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)



D18-OR5 Sánchez Taboada Banco 2

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para el municipio Uxpanapa y poblaciones aledañas se realiza por medio de la subestación de switcheo Uxpanapa, que depende directamente de circuitos en el nivel de tensión de 34.5 kV provenientes de la subestación Sarabia mediante un circuito de 34.5 kV. Actualmente se ha llegado al punto de saturación del banco de transformación, y se espera que debido al crecimiento normal poblacional continúe superando la capacidad de la subestación.

Por lo anterior, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente y se propone la ampliación de esta subestación eléctrica mediante la instalación de un segundo banco.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la subestación eléctrica Sarabia.

Debido a esto, no será factible atender el crecimiento local de demanda esperado en la zona, así como nuevas solicitudes de servicios.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2020

Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2020

Transformación: Instalación de un segundo transformador de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 0.6 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV que depende de la subestación eléctrica Sánchez Taboada ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se analizó la alternativa de construir una nueva subestación cercana a la subestación eléctrica Uxpanapa Switcheo con red en 115 kV para su alimentación.

Sin embargo, el proyecto **Sánchez Taboada Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Sánchez Taboada Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sánchez Taboada Banco 2 / 2	1	T	9.4	115/34.5	mar-20	mar-20	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

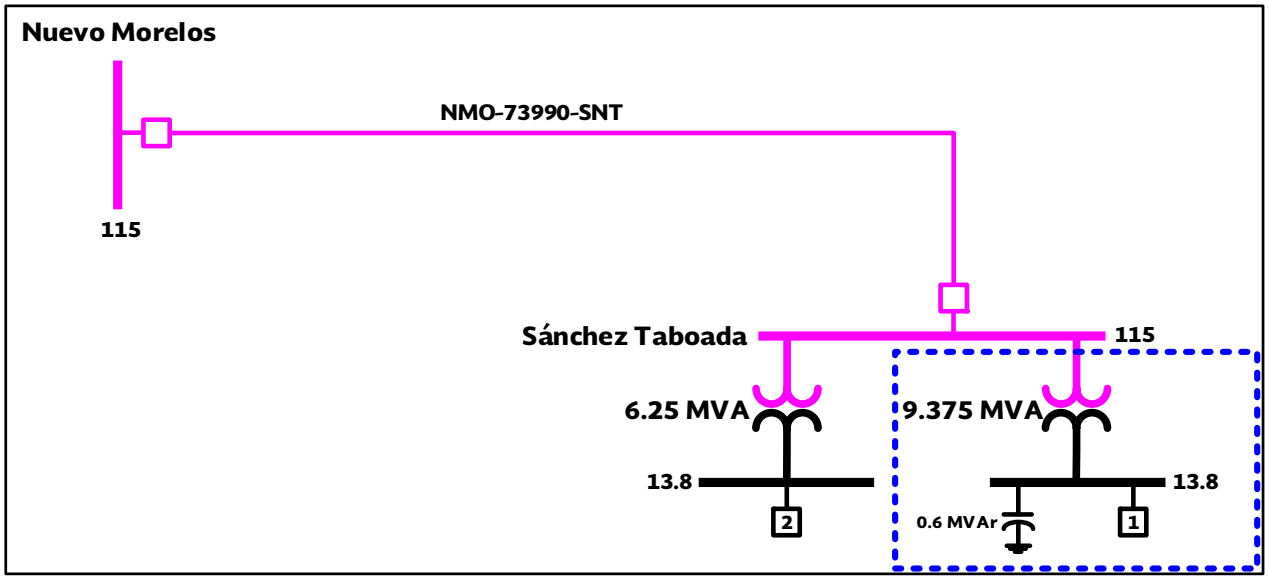
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Sánchez Taboada Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sánchez Taboada MVAr / 2	Capacitor	34.5	0.6	mar-20	mar-20	Oriental
Total			**0.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Sánchez Taboada Banco 2



D18-OR6 Berriozábal Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en las poblaciones de Tuxtla Gutiérrez, Berriozábal, Kilómetro 9, El Palmar, San Jerónimo, Independencia, Santa Inés Buena Vista, La Caridad, El Sabinito, La Nueva Esperanza, Amendu, Vista Hermosa, depende de la subestación eléctrica Tuxtla Sur con capacidad instalada de 30 MVA de relación de transformación 115/13.8 kV y el banco 1 de la subestación eléctrica Ocozocoautla con 10.5 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV, ambos pertenecientes a la zona de distribución Tuxtla Gutiérrez.

Debido al crecimiento de demanda presentado en los últimos años en la región noroeste de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez de tipo comercial y residencial, la subestación eléctrica Tuxtla Sur actualmente se ha presentado una carga del 93.9% de su capacidad y el banco 1 de Ocozocoautla un 78.5%. Por lo anterior, se espera en el corto plazo su saturación y para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada se requiere en gran medida de nueva infraestructura eléctrica, en este caso se propone la instalación de una nueva subestación en la zona Tuxtla Gutiérrez.

Problemática a resolver

En la actualidad se encuentra en desarrollo fraccionamientos y zonas comerciales en la parte Noroeste de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, y con base en el análisis del Desarrollo del Mercado Eléctrico del Sistema Eléctrico de Distribución de la zona Tuxtla Gutiérrez para el año 2020 se presentará la saturación de la subestación Tuxtla Sur con una carga superior al 100% de su capacidad, y el banco 1 de Ocozocoautla con una carga del 84.4%, siendo necesario incrementar el total de transformación local con la instalación de nuevo equipamiento de transformación

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: septiembre de 2019

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transmisión: Construcción de aproximadamente 3.0 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 20 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en las poblaciones de Tuxtla Gutiérrez, Berriozábal, Kilometro 9, El Palmar, San Jerónimo, Independencia, Santa Inés Buena Vista, La Caridad, El Sabinito, La Nueva Esperanza, Amendu, Vista Hermosa, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de transformación para la zona Tuxtla Gutiérrez, se revisó una opción alterna que consiste en el incremento de la capacidad de la subestación eléctrica Tuxtla Sur en la población de Tuxtla Gutiérrez, mediante la ampliación de un segundo banco de transformación de relaciones 115/13.8 kV con 30 MVA.

Sin embargo, **Berriozábal Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	0.4	sep-19	dic-20	Oriental
Total			**0.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Berriozábal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	sep-19	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

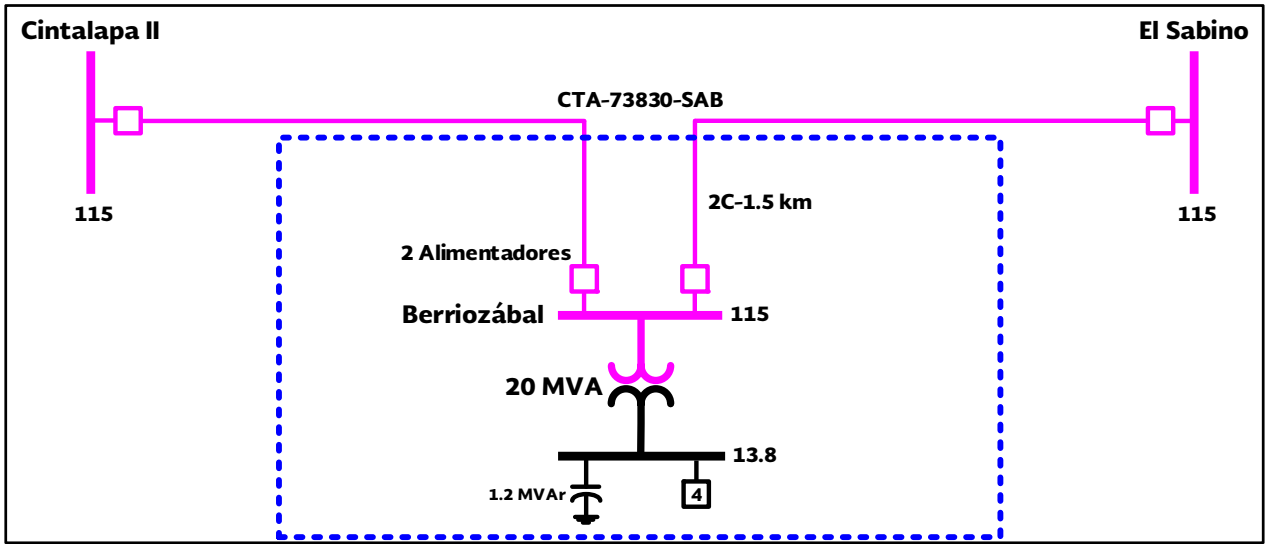
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Berriozábal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Berriozábal MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	sep-19	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Berriozábal Banco 1



D18-OR7 Tapachula Aeropuerto Banco 2

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica hacia la parte sur del municipio de Tapachula, y su zona urbana depende de la subestación Tapachula Aeropuerto instalada en la zona de distribución Tapachula perteneciente al estado de Chiapas, con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Actualmente, el banco de transformación ha presentado una sobrecarga con un monto de 109% de su capacidad, por lo que se requiere de nueva infraestructura eléctrica, en este caso se propone el incremento en capacidad de transformación local de la subestación eléctrica con la instalación de un segundo banco.

Problemática a resolver

Con base en el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Tapachula se espera que la subestación Tapachula Aeropuerto para el año 2020 presente una sobrecarga del 119.4% de su capacidad instalada, por lo que se hace necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2017

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Instalación de un segundo banco de transformación con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red de 13.8 kV asociada a la parte sur y zona urbana del municipio de Tapachula, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la adición de un nuevo Banco de transformación, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de nueva subestación eléctrica denominada Lagartero, cuyo alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad.

Sin embargo, **Tapachula Aeropuerto Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Tapachula Aeropuerto Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

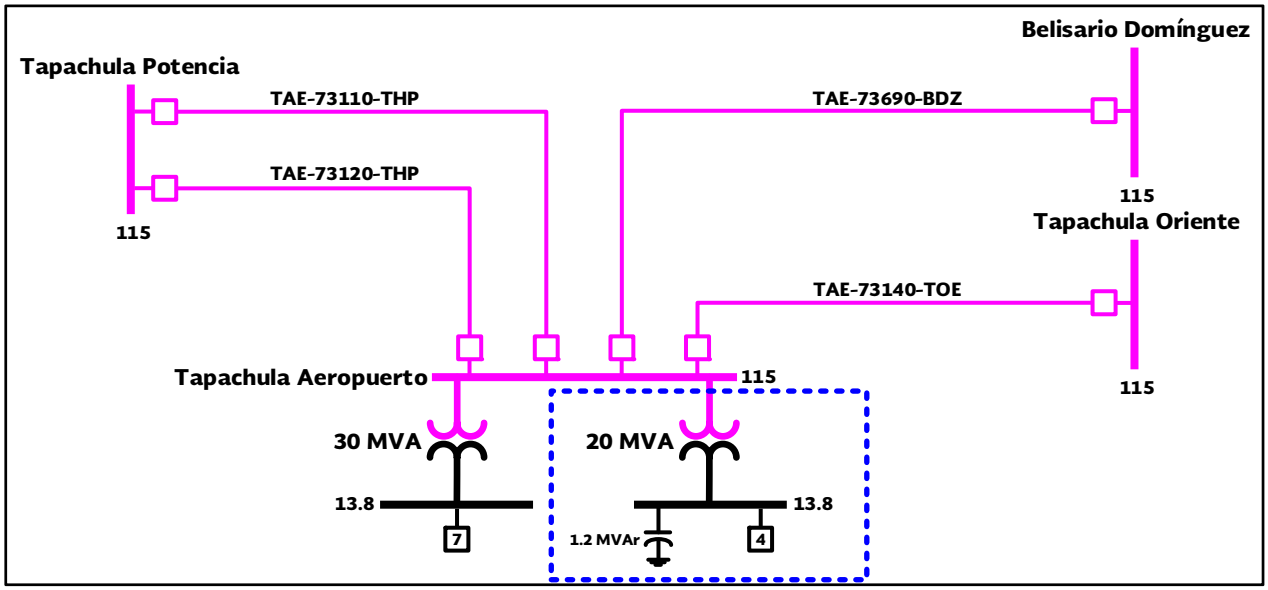
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Tapachula Aeropuerto Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Aeropuerto MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Tapachula Aeropuerto Banco 2



D18-OR8 Mazatán Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica en las poblaciones de Mazatán, Aquiles Serdán, Buenos Aires, El Picudo, Guanacaxtal, Adolfo Ruiz Cortines, Barra San Simón, Barra San José, se realiza por medio de la subestación Mazatán ubicada en el estado de Chiapas dentro de la zona de distribución Tapachula, la cual tiene instalado un banco de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Actualmente el banco de transformación ha presentado una carga de 104.1% de su capacidad total instalada, por lo que es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Tapachula, además de la saturación existente de la subestación Mazatán, para 2020 la subestación Pijijiapan también alcanzará su saturación, por lo cual es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región, siendo necesario incrementar el total de transformación local con la sustitución del banco existente por uno de mayor capacidad.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2017

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Sustitución del transformador 1 existente de 9.375 MVA de capacidad por un nuevo transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV que depende de la subestación eléctrica Mazatán ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en instalar un segundo banco 9.375 MVA de capacidad, con relación de transformación 115/13.8 kV, así como los circuitos en 13.8 kV asociados.

Sin embargo, **la sustitución del Banco 1 de 9.375 MVA existente por uno de 20 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Mazatán** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Mazatán Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán Banco 1 (sustitución) / 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

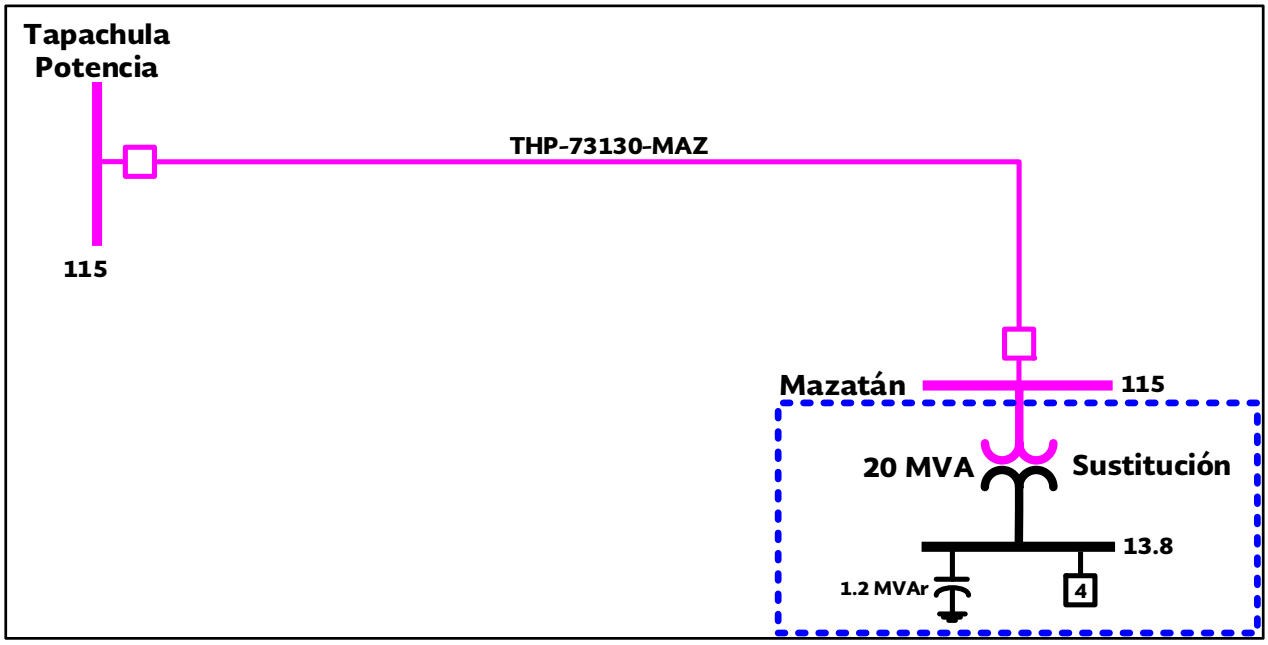
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Mazatán Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatán MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Mazatán Banco 1 (sustitución)



D18-OR9 Sarabia Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica de la región suroeste del Istmo de Tehuantepec y poblaciones como Donají, Palomares y Tolisita ubicadas en el estado de Oaxaca, se realiza por medio de la subestación Sarabia, la cual tiene instalado un banco de transformación de 7.5 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Actualmente, el banco instalado ha presentado una carga del 94.14% de su capacidad instalada, se espera su saturación en el corto plazo. Por lo anterior, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Tehuantepec, la subestación eléctrica Sarabia para el año 2020 estará alcanzando una carga de 102.90% de la capacidad instalada, por lo cual es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región, siendo necesario incrementar el total de transformación local con la sustitución del banco existente por uno de mayor capacidad.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Sustitución del transformador existente de 7.5 MVA de capacidad por un nuevo transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV que depende de la subestación eléctrica Sarabia ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la adición de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en la instalación del segundo banco de 7.5 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Sarabia, y relación de transformación 115/34.5 kV, esta opción requiere la adquisición de terreno adicional para la ampliación de la barra en 115 kV y realizar la adecuación del arreglo de subestación a barra principal y barra auxiliar.

Por lo anterior, **la sustitución del Banco de 7.5 MVA existente por uno de 20 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Sarabia** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Sarabia Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sarabia Banco 1 (sustitución) / 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

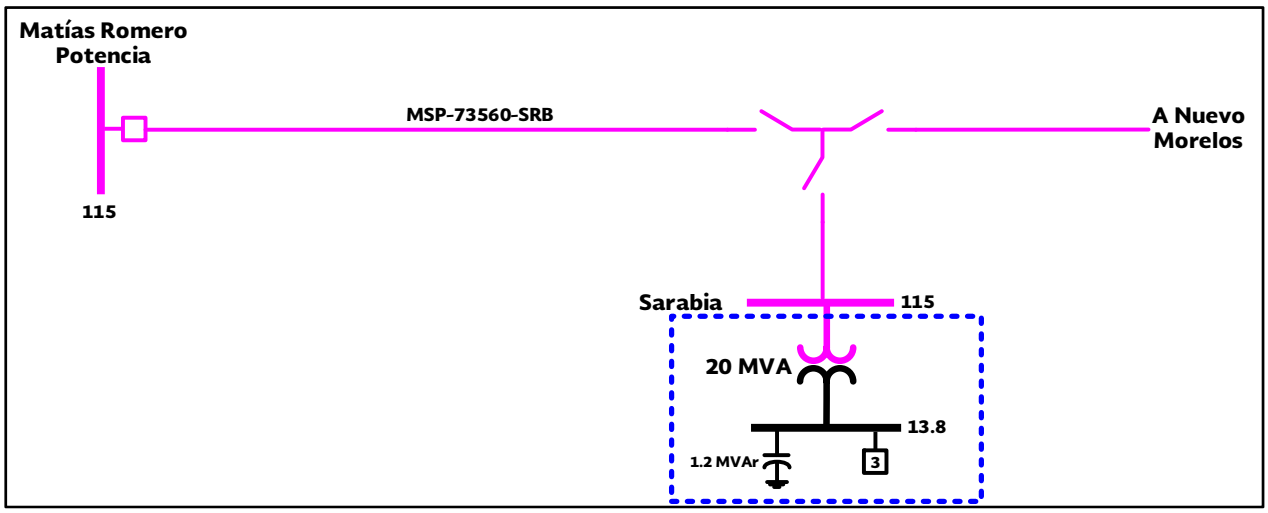
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Sarabia Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sarabia MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Sarabia Banco 1 (sustitución)



D18-OR10 Traconis Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para la zona Oriente de la ciudad de Villahermosa, capital del Estado de Tabasco, depende de la subestación eléctrica Ciudad Industrial que cuenta con dos bancos de transformación de 30 MVA de capacidad cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV, esta subestación se encuentra en la zona de distribución Villahermosa.

Actualmente el banco 1 ha presentado sobrecarga del 105% de su capacidad, y el banco 2 una carga del 88.3%. Por lo anterior, se espera en el corto plazo la saturación del banco 2 y para satisfacer la demanda eléctrica pronosticada se requiere de nueva infraestructura eléctrica, en este caso se propone la instalación de una nueva subestación en la zona Villahermosa.

Problemática a resolver

La zona Oriente de la ciudad de Villahermosa, representa un importante polo de desarrollo del estado de Tabasco y de acuerdo con el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Villahermosa se espera para 2020 la saturación del banco 2, por lo que es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región, siendo necesario la construcción de una nueva subestación cercana al centro de la carga del polo de desarrollo. Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: marzo de 2020

Fecha factible de entrada en operación: marzo de 2020

Transmisión: Construcción de aproximadamente 21.6 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 30 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona Oriente de la ciudad de Villahermosa, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en la capacidad de transformación para la zona oriente, se revisó una opción alterna, que consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica denominada Altozano, localizada 3 km adelante de la primera opción y cuyo alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV de 30 MVA.

Sin embargo, **Traconis Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Traconis Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial / 2	115	2	23.1	mar-20	mar-20	Oriental
Total			**23.1**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Traconis Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	mar-20	mar-20	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

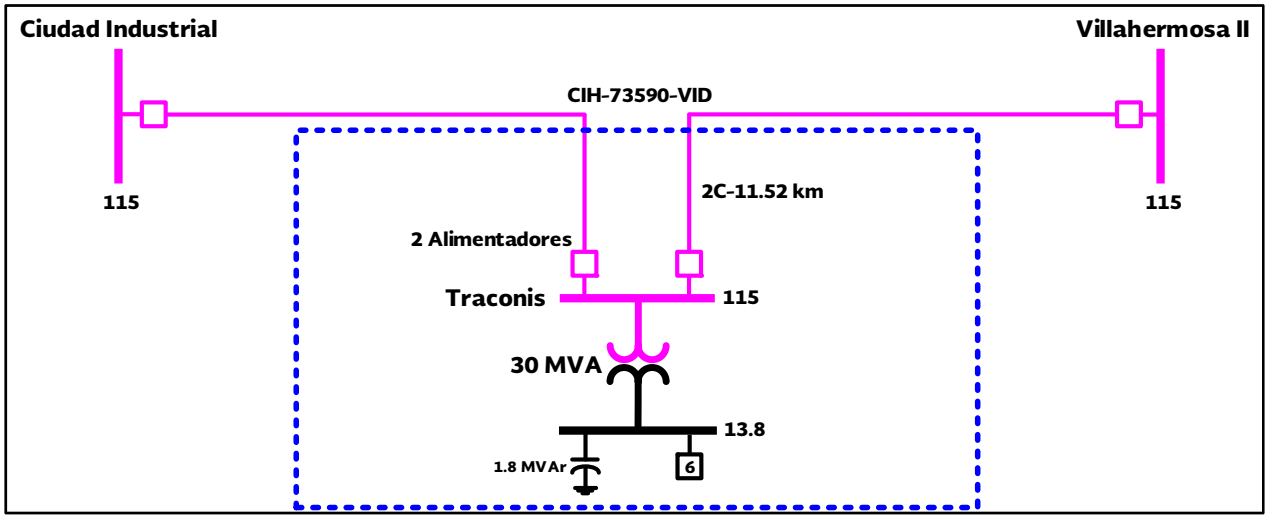
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Traconis Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Traconis MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	mar-20	mar-20	Oriental
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Traconis Banco 1



D18-OR11 Cunduacán II Banco 2

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para la cabecera del municipio de Cunduacán, en el Estado de Tabasco, depende de la subestación eléctrica Cunduacán II, instalada en el ámbito de influencia de la zona de distribución Chontalpa, tiene instalado un Banco de 20 MVA de capacidad con relación de transformación de 115/13.8 kV.

Actualmente, el banco ha presentado una carga máxima de 86.08% de su capacidad instalada. Se espera en el corto plazo que la subestación alcance su saturación, debido al crecimiento normal de la demanda.

Por lo anterior, es necesario contar con capacidad de transformación adicional a la instalada actualmente y se propone la ampliación de esta subestación mediante la instalación de un segundo banco.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Chontalpa, la subestación eléctrica Cunduacán II, estará alcanzando el 103.60% de saturación del total de su capacidad instalada para el año 2020, por lo cual es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV que depende de la subestación eléctrica Cunduacán II ante los crecimientos de demanda esperados, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica considera el incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en sustituir el banco de transformación en Cunduacán II, cuyo alcance contempla el retiro del actual banco de 20 MVA y la instalación de otro banco con capacidad de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Sin embargo, el proyecto de la opción 2, **Cunduacán II Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Cunduacán II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cunduacán II Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/13.8	jun-20	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

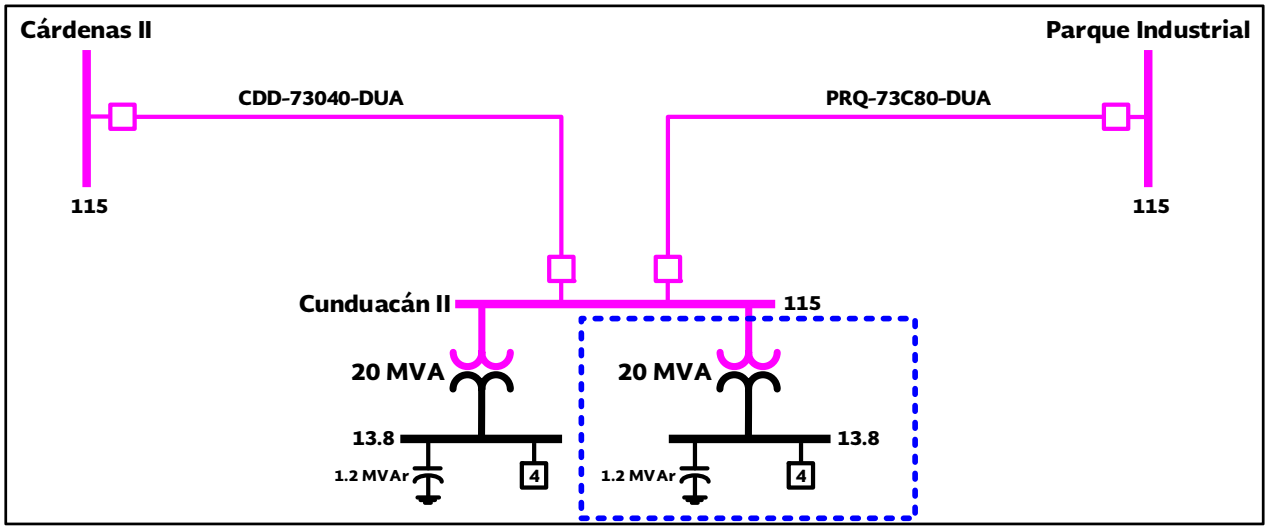
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Cunduacán II Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cunduacán II MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	jun-20	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Cunduacán Banco 2



D18-OR12 Luis Gil Pérez Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para la zona suroeste de la ciudad de Villahermosa, capital del Estado de Tabasco, depende de la subestación eléctrica Tamulté, la cual tiene instalados dos transformadores de 30 MVA cada uno y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Actualmente, el área suroeste de la ciudad de Villahermosa se abastece mediante el banco 2 de Tamulté presentándose una carga del 84%. Se espera en el corto plazo que se alcance la saturación de la subestación en su capacidad instalada.

Problemática a resolver

De acuerdo con el pronóstico de crecimiento de demanda de la zona de distribución Villahermosa, se espera para 2021 se presente la saturación del banco 2 de la subestación Tamulté, por lo cual es necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2021

Transmisión: Construcción de aproximadamente 2 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 30 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona suroeste de la ciudad de Villahermosa, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica considera el incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en sustituir el banco de transformación 2 de la subestación eléctrica Tamulté, cuyo alcance contempla el retiro del actual banco de 30 MVA y la instalación de otro con capacidad de 40 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, la opción 1 correspondiente a la subestación **Luis Gil Pérez Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática esperada.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Luis Gil Pérez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez entronque Cactus Switcheo - Tamulté / 2	115	2	2.0	abr-21	dic-21	Oriental
Total			**2.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Luis Gil Pérez Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	dic-21	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

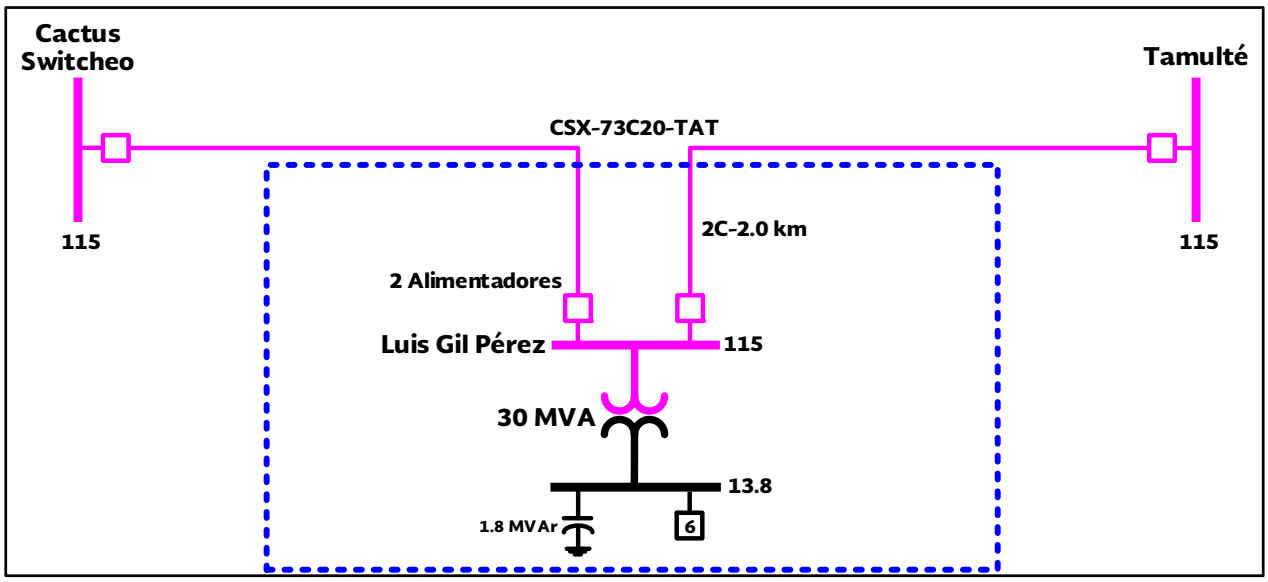
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Luis Gil Pérez Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Luis Gil Pérez MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	dic-21	Oriental
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Luis Gil Pérez Banco 1



D18-OC2 Tlajomulco Banco 2

Diagnóstico

Con base en el análisis del pronóstico de la demanda por subestaciones de la Zona Chapala y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo suroeste de la ciudad de Guadalajara, específicamente en el municipio de Tlajomulco de Zúñiga, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Santa Cruz. Dicha zona ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para parques industriales y desarrolladores inmobiliarios, propiciado por la necesidad de vivienda que requiere la población y por la propia plusvalía de los terrenos, mismos que han propiciado un fenómeno de urbanización.

Lo anterior se ubica en el área de influencia de la subestación eléctrica Santa Cruz (con una capacidad total instalada de 60 MVA y con relación de transformación 69/23 kV), las condiciones técnicas y operativas no hacen posible una expansión de la misma. Debido a esta limitación, es necesario contemplar la ampliación de la subestación eléctrica Tlajomulco Potencia, mediante la instalación de un transformador de 60 MVA y relación de transformación de 230/23 kV, debido a la cercanía al polo de desarrollo anteriormente mencionado.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo parques industriales y fraccionamientos aledaños a la cabecera municipal de Tlajomulco de Zúñiga, con una carga proyectada de 14.8 MVA aproximadamente para los próximos años, mismos que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de la subestación Santa Cruz, pues se pronostica que para el año 2019 rebasará su capacidad instalada.

La única subestación eléctrica cercana al área de influencia es San Jorge, la cual solo tiene 25 MVA de capacidad instalada. Sin embargo, el problema mayor es que con esta subestación eléctrica se tiene contemplado soportar el crecimiento de demanda en la zona sur de la ciudad de Guadalajara, además que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión, siendo prácticamente imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de median tensiones existentes.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Instalación de un transformador de 60 MVA de capacidad y relación de transformación 230/23 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 3.6 MVAr en 23.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para reconfigurar los existentes en la subestación eléctrica Santa Cruz. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Chapala, que atiende la cabecera municipal de Tlajomulco de Zúñiga, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

La nueva infraestructura permitirá atender distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una alternativa de solución que consiste en construir una nueva subestación eléctrica denominada Tlajomulco Distribución, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relaciones 230/23 kV, con 60 MVA de capacidad.

Sin embargo, **Tlajomulco Potencia 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Tlajomulco Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco Banco 2 / 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	dic-20	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

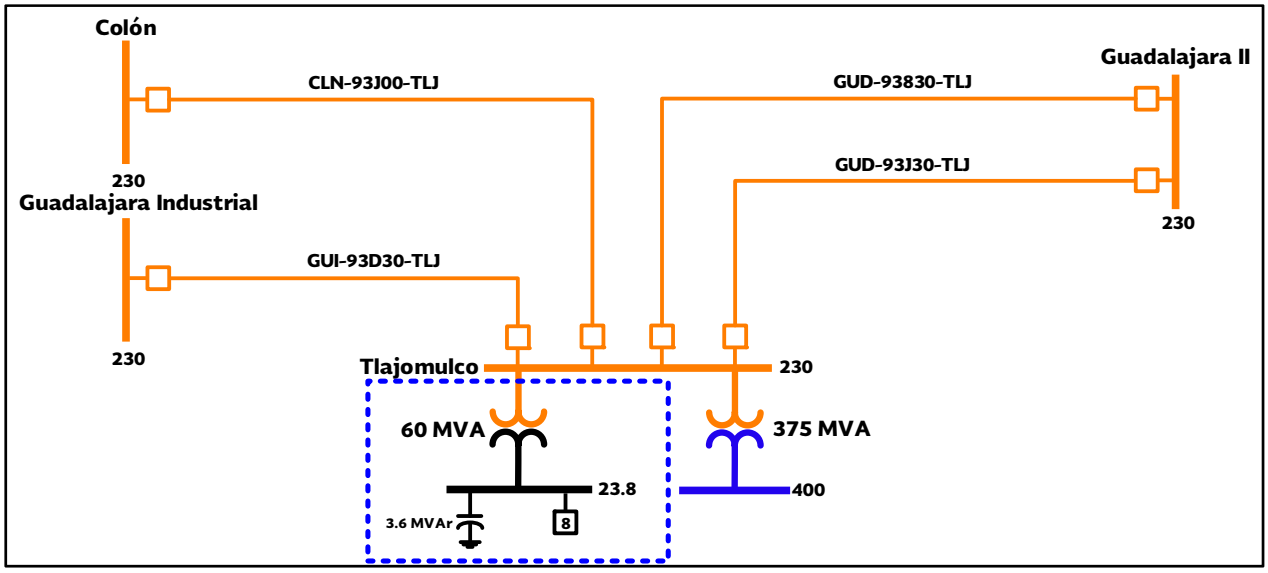
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Tlajomulco Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlajomulco MVAr / 2	Capacitor	23	3.6	abr-19	dic-20	Occidental
Total			**3.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Tlajomulco Banco 2



D18-OC3 Tuzania Banco 2

Diagnóstico

Con base en el análisis del pronóstico de la demanda por subestaciones de la Zona Metropolitana Hidalgo (ZMH) y dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en la parte Norponiente del municipio de Zapopan, Jalisco, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Tuzania.

En los últimos 3 años ha incrementado de manera considerable el número de nuevos desarrollos residenciales (vivienda económica principalmente), así como servicios con cargas importantes dentro de su área de influencia, las cuales no podrían ser soportadas con la capacidad del actual transformador, lo cual hace necesario ampliar la capacidad instalada en dicha subestación.

La subestación eléctrica Tuzania tiene instalado un transformador de 60 MVA 230/23.8 kV que alimenta las poblaciones de Tesistán, Copalita, La Magdalena y Mesón de Copala, en el municipio de Zapopan. Se encuentra ubicada en los límites territoriales de la ZMH, dos de sus circuitos (TUZ05115 y TUZ05125) son radiales y no cuentan con un enlace de media tensión con otra subestación, lo cual ha ocasionado que crezcan en longitud, superando los 57 km actualmente. Además, al no disponer de más interruptores en la subestación, el crecimiento exponencial de los poblados anteriormente mencionados ha provocado que los circuitos se sobrecarguen, lo que conlleva a tener más pérdidas en los circuitos de media tensión que se alimenta desde esta subestación eléctrica.

Problemática a resolver

Actualmente la subestación Tuzania es la que mayor cobertura y extensión territorial atiende en la ZMH y se encuentran en construcción fraccionamientos y desarrollos habitacionales aledaños a la misma con una carga proyectada de aproximadamente 18 MVA para los próximos años, mismos que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de la subestación Tuzania, pues se pronostica que para el año 2019 rebasará su capacidad instalada.

Cercanas al área de influencia, están las subestaciones eléctricas Mojonera y Acueducto, mismas que parcialmente apoyan al suministro de energía en el área influencia. Sin embargo, las trayectorias de sus circuitos de media tensión no colindan directamente con el área en cuestión, siendo prácticamente imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de mediana tensión existentes.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transformación: Instalación de un nuevo transformador de 60 MVA de capacidad y relación de transformación 230/23 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 3.6 MVAr en 23 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la ZMH que atiende al municipio de Zapopan, dentro de la Zona Metropolitana de Guadalajara, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó otra opción para resolver el problema la cual consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica en un predio dentro del área de influencia de la propia Tuzania, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/23 kV, con 60 MVA de capacidad.

Sin embargo, **Tuzania 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Tuzania Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuzania Banco 2 / 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

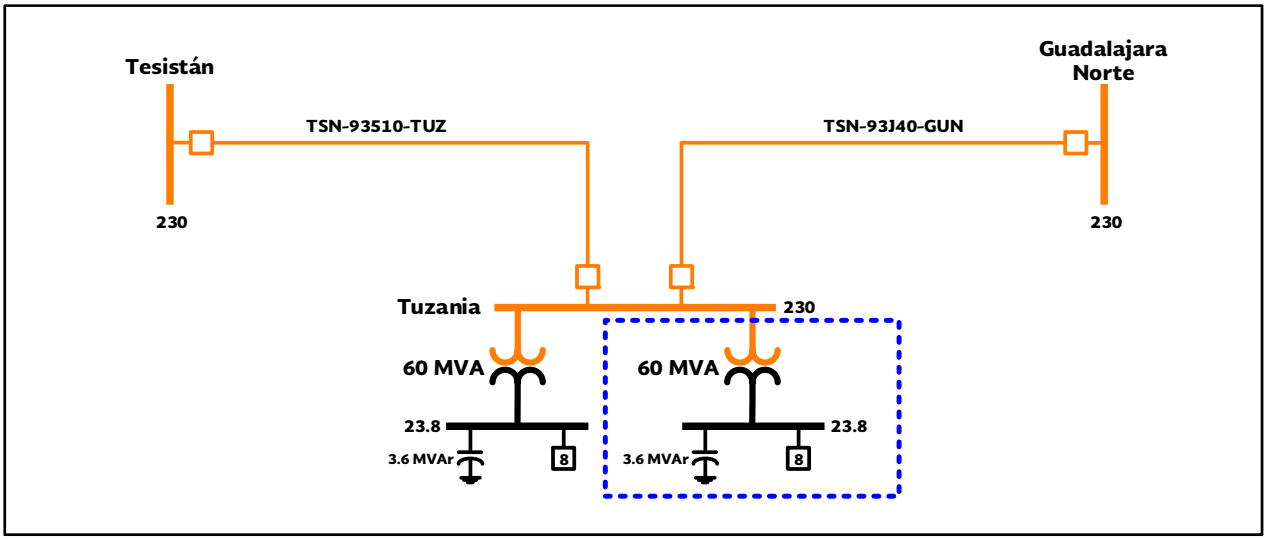
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Tuzania Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuzania MVAr / 2	Capacitor	23	3.6	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**3.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar del proyecto Tuzania Banco 2



D18-OC4 San Francisco Banco 1

Diagnóstico

Con base en el análisis del pronóstico de la demanda por subestaciones eléctricas de la Zona Vallarta y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento, así como la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros de las poblaciones de San Francisco y Sayulita, en el municipio de Bahía de Banderas del estado de Nayarit, se hace necesario contar con capacidad adicional en las subestaciones eléctricas Guayabitos y Destiladeras.

La zona en cuestión ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente en lo referente a comercios, turismo y desarrollos inmobiliarios, propiciado en gran medida por la necesidad de vivienda que requiere la población y por la propia plusvalía de los terrenos, mismos que han generado un fenómeno de urbanización en el destino turístico de la Riviera Nayarit.

Lo desarrollos mencionados se ubican en los límites de las áreas de influencia de las subestaciones eléctricas Guayabitos y Destiladeras (con una capacidad instalada de 20 MVA cada una y con relación de transformación 115/13.8 kV), las condiciones de capacidad no hacen posible proporcionar una mayor demanda con estas dos subestaciones por lo cual es necesario contemplar una solución que satisfaga la demanda incremental.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo nuevos centros comerciales y fraccionamientos con carga proyectada de aproximadamente 20 MVA en los próximos años. Este crecimiento impactará significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área de influencia, ocasionando la saturación de las subestaciones Guayabitos y Destiladeras, pues se pronostica que para el año 2020 rebasarán su capacidad instalada.

La subestación eléctrica más cercana al área de influencia es Guayabitos, sin embargo, el problema mayor es que con esta subestación se tiene contemplado soportar el crecimiento de demanda de parques industriales, además que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión, siendo prácticamente imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de mediana tensión existentes.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 0.6 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para reconfigurar los existentes en las subestaciones eléctricas Guayabitos y Destiladeras.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Vallarta que se atiende en el polo de desarrollo ubicado en el municipio de Bahía de Banderas, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

La nueva infraestructura permitirá el cumplimiento de objetivos del proceso de planeación, como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó otra alternativa de solución que consiste en instalar mayor capacidad de transformación en la subestación eléctrica Guayabitos, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad.

Sin embargo, **San Francisco 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto San Francisco Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Francisco entronque Nuevo Vallarta - Guayabitos / 2	115	2	0.6	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**0.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto San Francisco Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Francisco Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

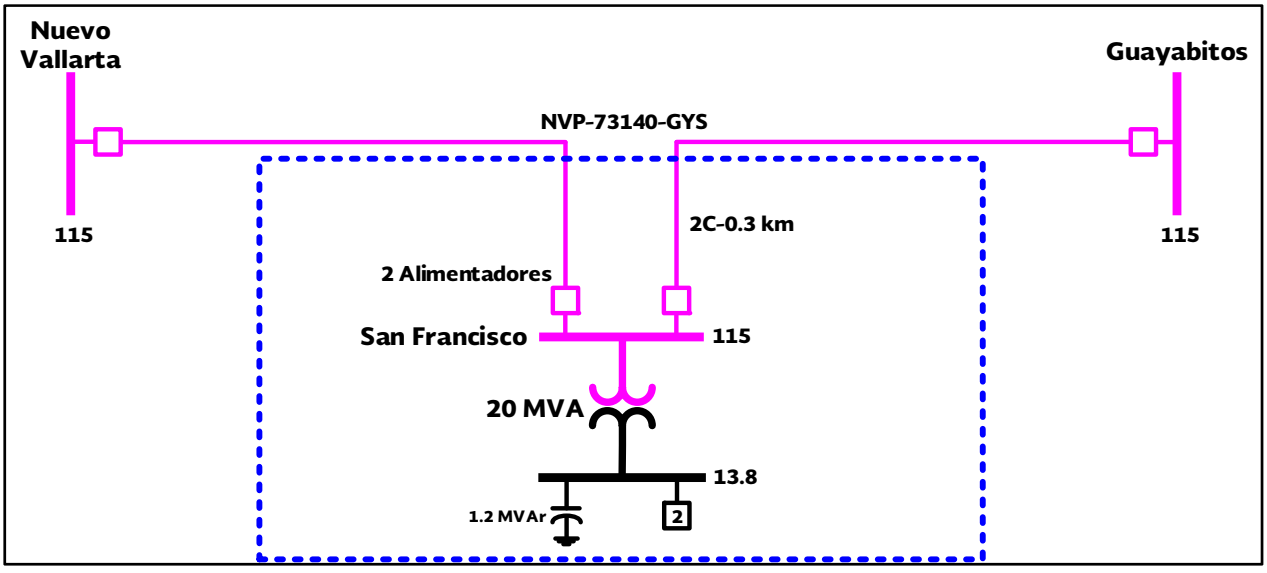
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto San Francisco Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Francisco MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar del proyecto San Francisco Banco 1



D18-OC5 Bajío Banco 1

Diagnóstico

En el área poniente de la zona metropolitana de Guadalajara, en el municipio de Zapopan, se tienen proyectados fraccionamientos y parques industriales como: El Bajío, Ayamonte, Av. del Bosque, Los Sueños, Intel, Parque Nogales, West Park, Corporativo 301, entre otros. Estas condiciones hacen necesario contar con capacidad adicional a la actual para atender el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicho polo de desarrollo. Por lo anterior, se contempla la necesidad de construir una nueva subestación en un punto óptimo que satisfaga dicha demanda incremental.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo fraccionamientos, zonas comerciales y complejos industriales aledaños al área denominada del Bajío, en Zapopan, con una carga proyectada de 30 MVA aproximadamente para los próximos años, mismos que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de las subestaciones eléctricas Pinar, Sol y Zapopan. Se pronostica que para el año 2019 rebasarán su capacidad instalada.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 4.8 km-c de línea de transmisión subterránea en 230 kV.

Transformación: Instalación de un nuevo transformador con 60 MVA de capacidad y relación de transformación 230/23 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 3.6 MVAr en 23 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se logrará contar con mayor capacidad de distribución del servicio de suministro de energía eléctrica. Buscando corregir las condiciones críticas de operación y dotar al sistema de mayor flexibilidad y eficiencia, para garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de la zona Metropolitana de Guadalajara, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del Centro Nacional de Control de Energía.

Adicionalmente, de no realizarse este proyecto en el corto plazo, se tendrá que racionar el suministro de energía al área poniente de la zona conurbada de Guadalajara. Por otra parte, impactara en la confiabilidad y flexibilidad operativa, reduciéndose la calidad en el servicio. Se presentarán altos índices de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de distribución y no se estará en condiciones de atender nuevas solicitudes de servicio, repercutiendo desfavorablemente en el crecimiento económico de dicha región.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la creación de una nueva subestación, se analizó una opción alterna consistente en el incremento en capacidad de transformación de la subestación Pinar, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 69/23 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 23 kV.

Sin embargo, **Bajío 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	230	2	4.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**4.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Bajío Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío Banco 1 / 2	1	T	60.0	230/23	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

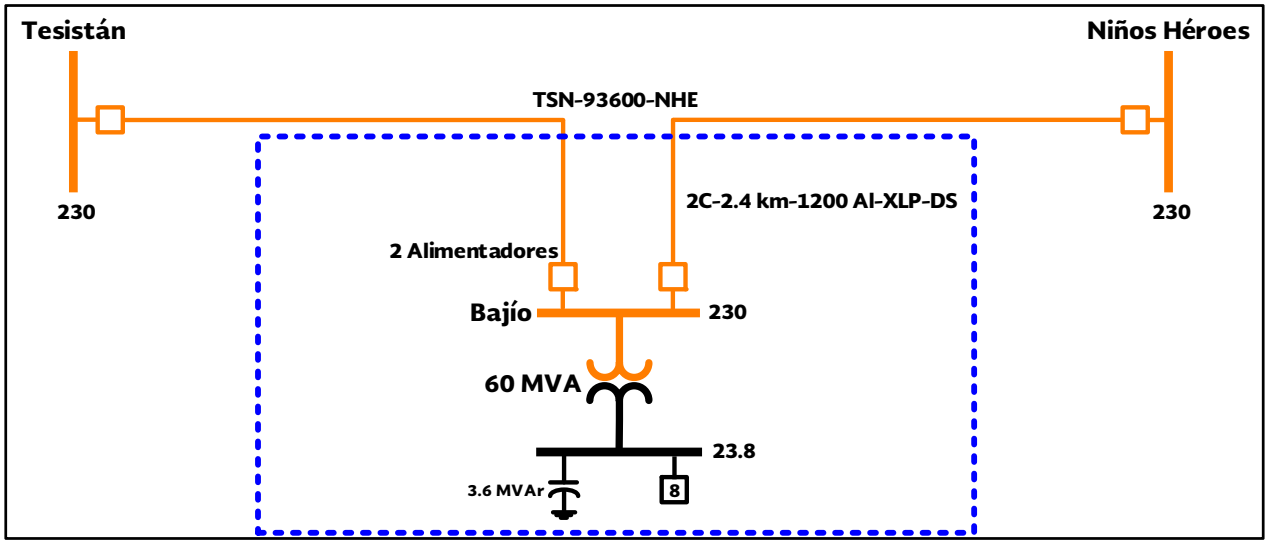
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Bajío Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bajío MVAr / 2	Capacitor	23	3.6	abr-19	abr-20	Occidental
Total			**3.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Bajío Banco 1



D18-OC6 Campos Banco 1 (SF6)

Diagnóstico

El suministro de la Zona de Distribución Manzanillo en el área de cobertura sureste de la ciudad de Manzanillo, depende de la transformación instalada en la subestación Colomos Distribución, conectando con la Terminal de Gas Manzanillo y Colomos Potencia (ambas de Gerencia de Control Regional Occidental).

Dicha zona presenta, en los últimos años, un crecimiento importante en desarrollos de tipo Industrial, mineras, bombeo de gas natural licuado y combustibles, debido a la actividad de tipo comercial que hay en el puerto.

Particularmente se tienen solicitudes de usuarios spot futuros en algunos de los circuitos de la subestación antes mencionada, como lo son el CDI4045-Minera Latinoamericana 500 KW, CDI4045-Zijun Cheng 650 KW y el CDI4065-Bombas Synergia 2500 KW.

Problemática a resolver

Actualmente el área de influencia de la subestación Colomos es atendida por 6 circuitos: CDI4015 (Norte), CDI04025 (Sur), CDI04035 (Termoeléctrica), CDI04045 (Colomos), CDI04055 (Rompeolas) y CDI04065 (KMS), Atendidos por un banco de transformación de 20 MVA de capacidad nominal que presentó una demanda de 13.5 MW al cierre 2016.

Para 2019 se espera tener, de acuerdo con el pronóstico de la demanda por subestaciones, una demanda de 25.2 MW, lo que equivaldría a tener el banco de la subestación a un 132.6% de su capacidad, y en esta condición no sería posible contar con transferencias en caso de contingencias ni proporcionar el servicio de demanda incremental que se presente en el área de cobertura de dicha subestación eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: octubre de 2020

Fecha factible de entrada en operación octubre de 2020

Transmisión: Construcción de línea de transmisión subterránea en 115 kV de 0.1 km.

Transformación: Transformador trifásico de 20 MVA 115/13.8 kV, en subestación encapsulada (SF6) con cuatro alimentadores en media tensión.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

El principal beneficio será contar con la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda incremental, así como contar con disponibilidad para nuevos usuarios.

Otro beneficio esperado es la reducción de pérdidas, ya que con la construcción de subestación eléctrica Campos, alimentadores y circuitos en media tensión tendrá como resultado capacidad disponible para balancear la carga entre circuitos de las subestaciones eléctricas Campos y Colomos. Se espera una reducción de pérdidas de 1,230,860.6 KWh/Año.

Otro aspecto muy importante es la capacidad disponible con la que se contará para la atención de nuevas solicitudes.

Alternativas analizadas

Para resolver la problemática de saturación en la subestación Colomos, se analizó una segunda alternativa que consiste en la construcción de una nueva subestación 115/13.8 kV con de 20 MVA de transformación, ubicada a 2 km de la subestación eléctrica Colomos Distribución.

Sin embargo, la opción de menor costo total a largo plazo y la de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática es **Campos Banco 1**.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	1	0.1	oct-20	oct-20	Occidental
Total			**0.1**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Campos Banco 1 (SF6)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos Banco 1 (SF6) / 2	1	T	20.0	115/13.8	oct-20	oct-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

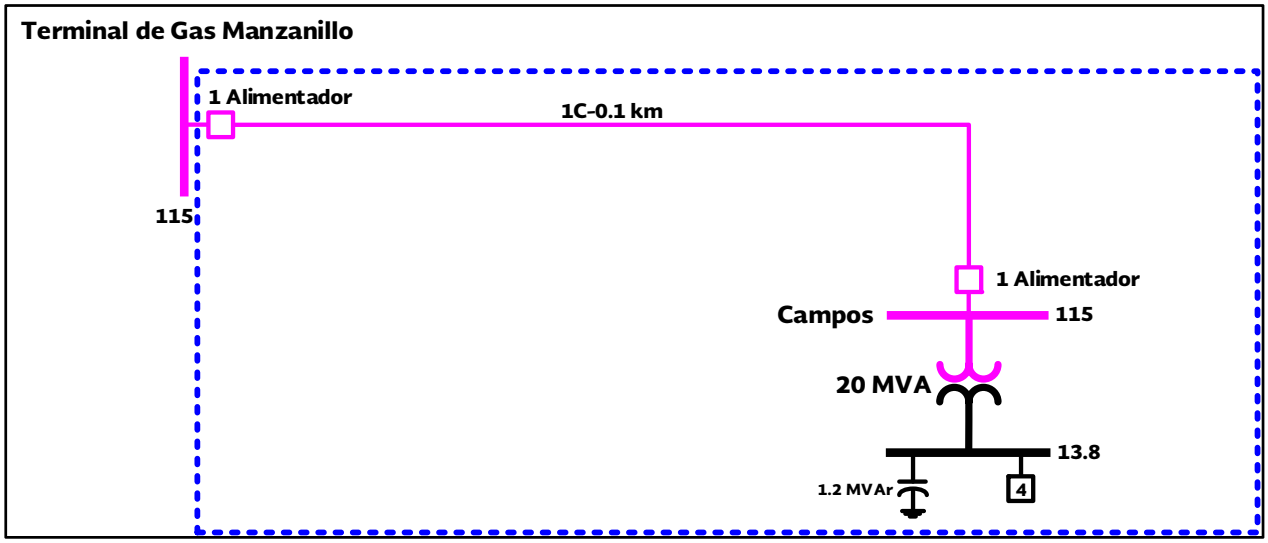
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Campos Banco 1 (SF6)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campos MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	oct-20	oct-20	Occidental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Campos Banco 1 (SF6)



D18-OC7 San Cristóbal Banco 1

Diagnóstico

El área rural de la parte sur del municipio de León es atendida por la subestación eléctrica Jesús de Monte y, en menor escala, por León Sur. Actualmente, Jesús del Monte tiene instalado un transformador de 20 MVA, con cuatro circuitos de distribución en 13.8 kV y de acuerdo con el estudio de Mercado Eléctrico, en dicha subestación eléctrica ya se tiene problemas de saturación.

Problemática a resolver

Es necesario contar con mayor infraestructura para atender el crecimiento de demanda que se presenta en el área mencionada.

El objetivo del proyecto es contar con infraestructura más distribuida y no concentrada, la ubicación resulta muy estratégica, ya que este punto es intermedio entre dos subestaciones actuales, en un área de potencial crecimiento de demanda mejorando la calidad de la energía en el suministro.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 2.6 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con referencia a la tendencia de la demanda de mercado eléctrico y a los estudios de flujos de media tensión, se observa que los beneficios se presentan en reducir el Número de usuarios Afectados, reducción de pérdidas y mejora en la calidad de la energía.

Alternativas analizadas

Se realizó el estudio de otra alternativa para resolver la problemática de esta zona, la cual consiste en ampliar la subestación eléctrica Jesús del Monte. El alcance de esta opción contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV y 20 MVA de capacidad.

Esta opción ofrece una solución de la capacidad, sin embargo, se tienen que construir los circuitos con mayor longitud de línea para llegar a las cargas. Por lo que, la construcción de la subestación eléctrica **San Cristóbal** es la de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico resolviendo la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto San Cristóbal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal entronque Jesús del Monte - Reyma / 2	115	2	2.6	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**2.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto San Cristóbal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

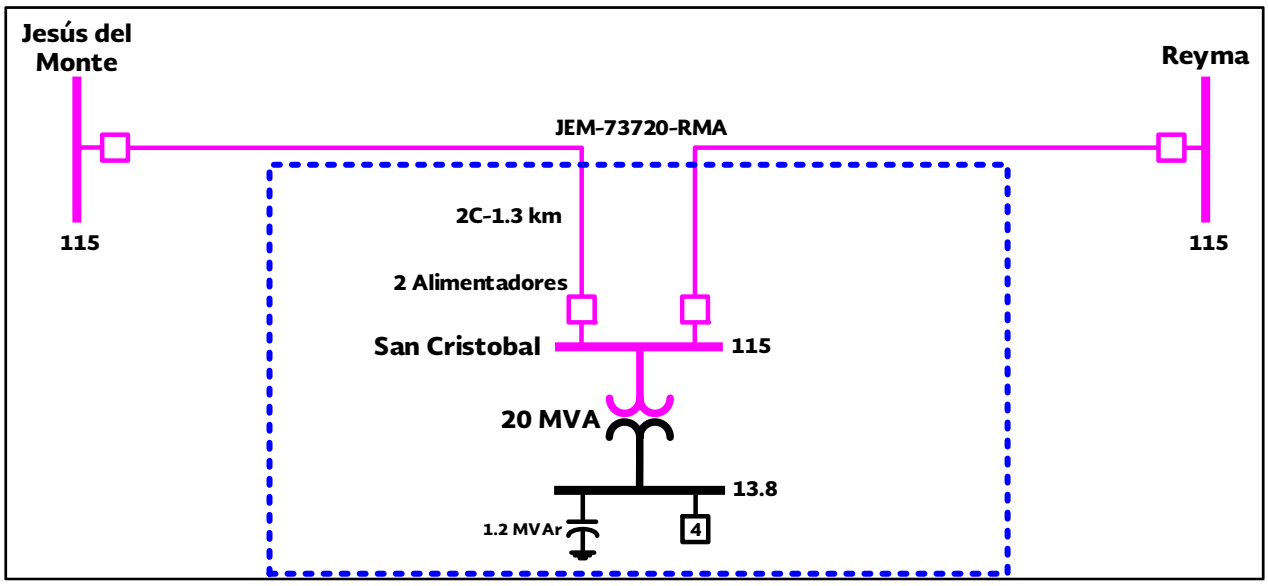
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto San Cristóbal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-21	Occidental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar del proyecto San Cristóbal Banco 1



D18-OC8 Pedregal Banco 1

Diagnóstico

De acuerdo con el pronóstico de crecimiento de la demanda de la Zona Querétaro, la subestación eléctrica Querétaro Norte presentará una demanda de 35.5 MW en 2020, que en relación con los 40 MVA que tiene actualmente instalados, representan una cargabilidad del 93%.

En los últimos años el crecimiento de fraccionamientos, centros comerciales, industriales se ha incrementado de manera explosiva y con ello se presenta un incremento significativo de la demanda, teniendo la necesidad de adicionar capacidad de transformación para poder atender los crecimientos al corto y mediano plazos.

Actualmente, se tienen compromisos ya convenidos con fraccionamientos tales como Paseos del Pedregal, Altozano, San José, entre otros, que alcanzan más de 6 MW.

Problemática a resolver

Es necesario la construcción de una nueva subestación eléctrica debido a que la actual ya cuenta con dos transformadores y operativamente no es factible una ampliación de la misma, con la adición del nuevo banco de transformación se podrá hacer frente a la demanda incremental, siendo área de oportunidad la mejora en el indicador de saturación.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2020

Transmisión: Construcción de línea de transmisión en doble circuito de 115 kV de aproximadamente 18 km-c.

Transformación: Nueva subestación eléctrica con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de 4 alimentadores en 115 kV, dos para cada extremo de la línea de doble circuito entre Antea y Pedregal. Así mismo incluye la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de saturación en la red eléctrica y se podrá satisfacer la demanda incremental de energía, brindando el suministro de energía a usuarios actuales y futuros en los términos de confiabilidad que marca el Código de Red.

Alternativas analizadas

Con la finalidad de atender la problemática de satisfacer la demanda incremental en el área de influencia, otra alternativa que se consideró fue la construcción de una nueva subestación eléctrica llamada Peñuelas, instalando un banco de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV en una ubicación cercana al desarrollo de la demanda.

Sin embargo, la opción que considera a la subestación eléctrica **Pedregal** es la 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Pedregal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal - Antea / 2	115	2	19.6	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**19.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Pedregal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

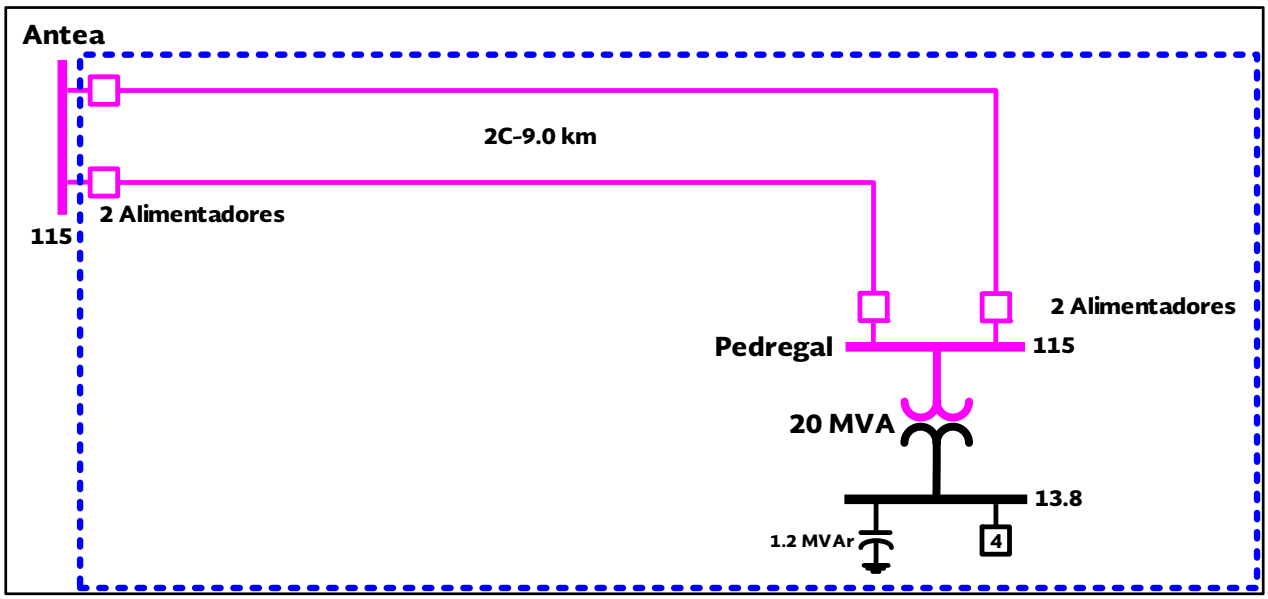
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Pedregal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedregal MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Nueva Subestación Pedregal Banco 1



D18-OC9 Valle de Aguascalientes Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para los municipios de San Francisco, Aguascalientes y poblaciones aledañas se realiza por medio de la subestación eléctrica Margaritas en 115 kV, que se encuentra dentro del ámbito de operación de la Gerencia de Control Regional Occidental.

Debido al crecimiento normal de esta región se espera que para este año la demanda de la subestación eléctrica Margaritas sobrepase su capacidad nominal.

Problemática a resolver

En el entendido que la demanda de la subestación eléctrica Margaritas superará la capacidad de los bancos actualmente instalados, se esperan periodos de saturación en bancos de transformación.

Además, debido a los calibres delgados de los conductores y la gran longitud de los circuitos en media tensión que atienden esta parte de la zona de distribución Aguascalientes, se prevén restricciones en la capacidad de los alimentadores para atender nuevos servicios, así como un incremento considerable en pérdidas de energía y severas caídas de tensión en los puntos más alejados de los circuitos eléctricos de distribución.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transmisión: Construcción de 12 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Aguascalientes, que atiende parte del municipio de San Francisco y Jesús María, así como parte del Parque Industrial Valle de Aguascalientes, esto ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.

Adicionalmente, se mejorarán las condiciones de los circuitos de distribución que alimentan la zona de influencia del proyecto, ya que la nueva subestación se encuentra ubicada en los extremos de los circuitos que emanan de las subestaciones eléctricas existentes.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó otra alternativa que consiste en ampliar la subestación eléctrica Asunción. El alcance de esta opción contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV y 20 MVA de capacidad.

Sin embargo, la opción del transformador en **Valle de Aguascalientes** es la 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	12.0	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**12.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Valle de Aguascalientes Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

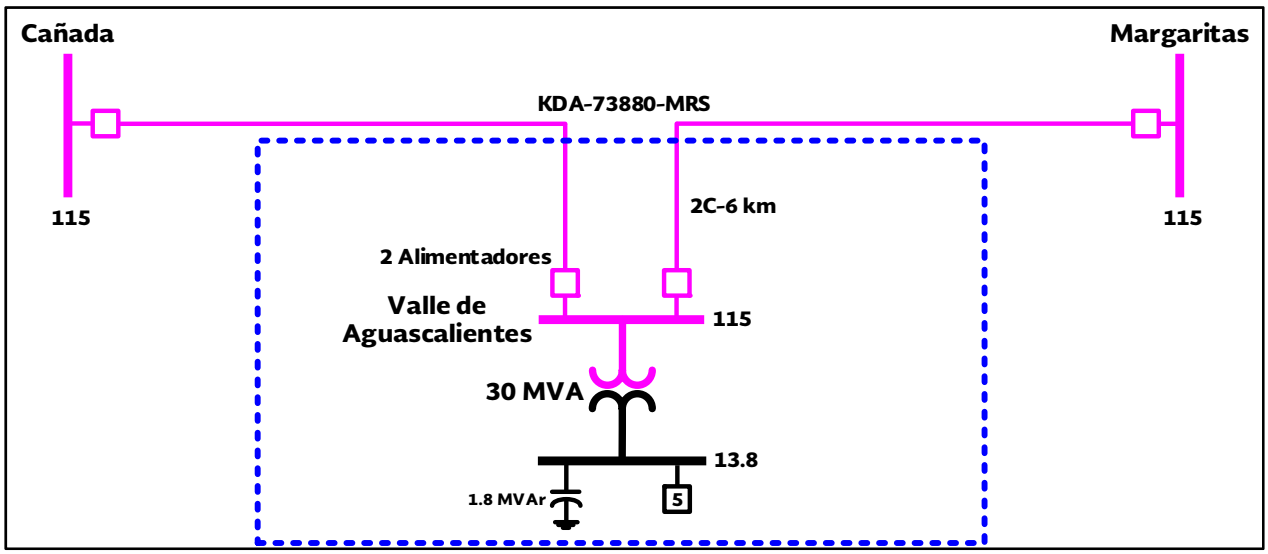
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Valle de Aguascalientes Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Aguascalientes MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Valle de Aguascalientes Banco 1



D18-OC10 Vergeles Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para los Municipios de Encarnación de Díaz, Jalisco y Aguascalientes, Aguascalientes, y poblaciones aledañas, se realiza por medio de las subestaciones eléctricas Encarnación y Taray en 115 kV, que forman parte de la red eléctrica a cargo de la Gerencia de Control Regional Occidental. A su vez, se espera que para el año 2019 estas subestaciones sobrepasen sus capacidades de trasformación. Por tal razón se esperan altas pérdidas de potencia en ambas subestaciones, debido al crecimiento del normal de la zona de influencia.

Problemática a resolver

En el entendido que la demanda en la subestación eléctrica Encarnación superará la capacidad de los bancos actualmente en servicio, se espera la saturación de los mismos durante los periodos de demanda máxima de la zona. Además, debido a los calibres delgados de los circuitos de distribución que atienden parte de la zona de distribución Aguascalientes, así como a su gran longitud, existen restricciones de capacidad para atender nuevos servicios, generan pérdidas de energía considerables y ocasionan severas caídas de tensión en los puntos más alejados de la subestación eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transmisión: Construcción de 30 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 12.5 MVA de capacidad de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la zona de distribución Aguascalientes, que atiende parte de las poblaciones Belén del Refugio, Los Aguilar, Las Flores, entre otras, así como parte del municipio de Teocaltiche, en el estado de Jalisco. Con la obra propuesta no se tendrán problemas de suministro de energía ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.

Adicionalmente, se mejorarán las condiciones de los circuitos de las subestaciones existentes ya que la nueva subestación se encuentra ubicada donde están los extremos de los circuitos de las existentes.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó otra opción que consiste en ampliar la subestación eléctrica Encarnación, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV y 9.375 MVA de capacidad.

Sin embargo, **Vergeles 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Vergeles Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles entronque Peñuelas - Encarnación / 2	115	2	30.0	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**30.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Vergeles Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles Banco 1 / 2	1	T	12.5	115/13.8	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**12.5**				

T. Transformador

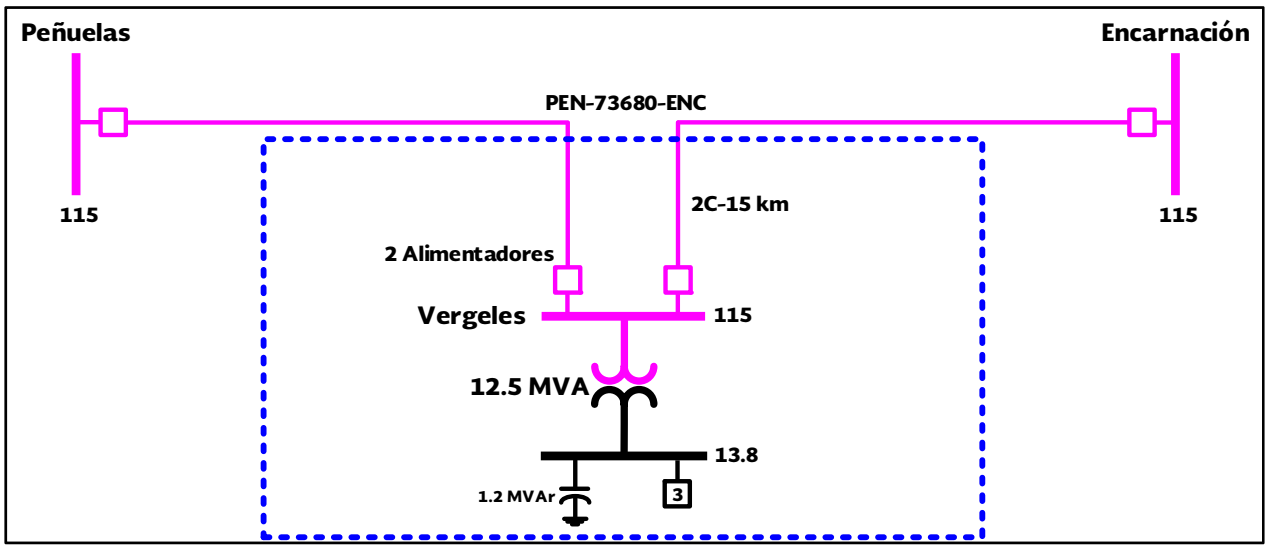
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Vergeles Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Vergeles Banco 1



D18-OC11 Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

La ciudad de Fresnillo es alimentada principalmente por la subestación eléctrica Fresnillo Sur, la cual tiene un transformador 115/13.8 kV de 20 MVA de capacidad y 6 circuitos de distribución en 13.8 kV. Derivado del crecimiento que está teniendo la ciudad, con los nuevos desarrollos de fraccionamientos y tiendas comerciales, se espera que para el año 2020 la subestación eléctrica Frenillo Sur de 20 MVA de capacidad presente una cargabilidad de 96%.

Problemática a resolver

La demanda incremental en llevó a saturar el banco a 95.58% de su capacidad Para atender el crecimiento en la ciudad de Fresnillo es necesaria la sustitución del banco de 20 MVA por uno de 30 MVA, para contar con capacidad disponible para seguir brindando la atención a los nuevos desarrollos que representan el crecimiento normal de la ciudad, mayormente del tipo urbano.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transformación: Sustitución del Banco 1 de Fresnillo Sur con una capacidad de 20 MVA y de relación 115/13.8 kV por uno de 30 MVA.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con este proyecto de sustitución de transformador por mayor capacidad y con cambiador de derivación bajo carga, se logrará atenuar el porcentaje de variación de voltaje ya que, actualmente, cuando aumenta el voltaje por poca carga en la subestación eléctrica se desconectan los bancos de capacitores para regular el voltaje y no es posible utilizar el cambiador de derivaciones porque no funciona si tiene carga conectada.

Alternativas analizadas.

La alternativa que se analizó para resolver la problemática de saturación en Fresnillo Sur consiste en realizar una ampliación de la transformación en la misma subestación eléctrica Fresnillo Sur, mediante la adición de un nuevo transformador 115/13.8 kV de 12.5 MVA de capacidad.

Sin embargo, la **sustitución del 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, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

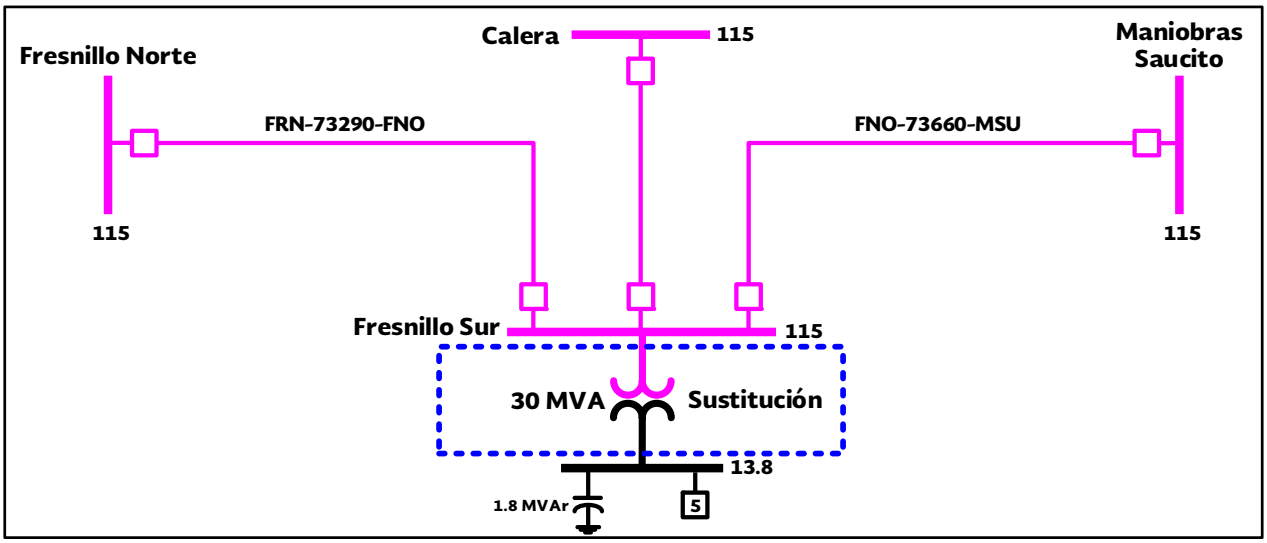
Obras de transformación del proyecto Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución) / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	dic-20	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)



D18-NO1 El Llano Banco 1

Diagnóstico

Con base al estudio mercado eléctrico de la zona Nogales y dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el área rural ubicadas al sur de la ciudad de Santa Ana colindante a la carretera Federal México 15 Santa Ana–Hermosillo, se requiere capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Santa Ana mediante un banco de transformación de 20 MVA de capacidad, con una demanda máxima registrada de 19.6 MW en el 2017.

Se instaló temporalmente un transformador de 40 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Santa Ana motivado por una falla en el transformador existente y a que la demanda que suministra rebasa la capacidad del transformador instalado, por tanto, cuando el proyecto El Llano entre en operación se instalará el banco rehabilitado en la subestación eléctrica Santa Ana y el transformador temporal quedará disponible para atender situaciones de emergencia en el sistema.

Dicha zona adquirió en la última década una importancia sobresaliente en el servicio de minería, teniendo un impacto en el crecimiento en usuarios tipo domestico rural.

Los servicios mineros sobresalientes, se ubican dentro del área de influencia de la subestación de distribución "Santa Ana" y las condiciones técnicas y operativas del circuito no hacen posible una mayor expansión de la misma, es decir que este circuito ya está operando fuera de los rangos operativos de pérdidas y regulación de tensión por alimentar cargas a una distancia considerable, por lo cual es necesario programar la construcción de una nueva subestación en un nuevo centro de carga.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo servicios mineros, además de nuevas solicitudes de servicio colindantes a la carretera Federal México 15 Santa Ana–Hermosillo con 15 MVA, mismos que impactarán significativamente los próximos años a la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de la subestación Santa Ana, se pronostica que en 2020 rebasará su capacidad instalada.

La única subestación cercana al área de influencia es la subestación eléctrica Luis Donaldo Colosio, que tiene 30 MVA de capacidad instalada y se encuentra aún más alejada de la subestación eléctrica Santa Ana. Sin embargo, con esta subestación no es posible respaldar o tomar carga con los circuitos de mediana tensión existentes ya que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área de influencia.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: construcción 0.6 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva transformación con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender los requerimientos en el suministro en la Zona de Distribución Nogales que atiende el área rural al sur de la ciudad de Santa Ana, en estado estable y ante contingencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en ubicar una nueva transformación en la misma subestación Santa Ana, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad y los circuitos en media tensión para atender la demanda.

Sin embargo, **El Llano Banco 1** es la que presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 - Oasis / 2	115	2	0.6	abr-18	abr-20	Noroeste
Total			**0.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto El Llano Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-20	Noroeste
Total			**20.0**				

T. Transformador

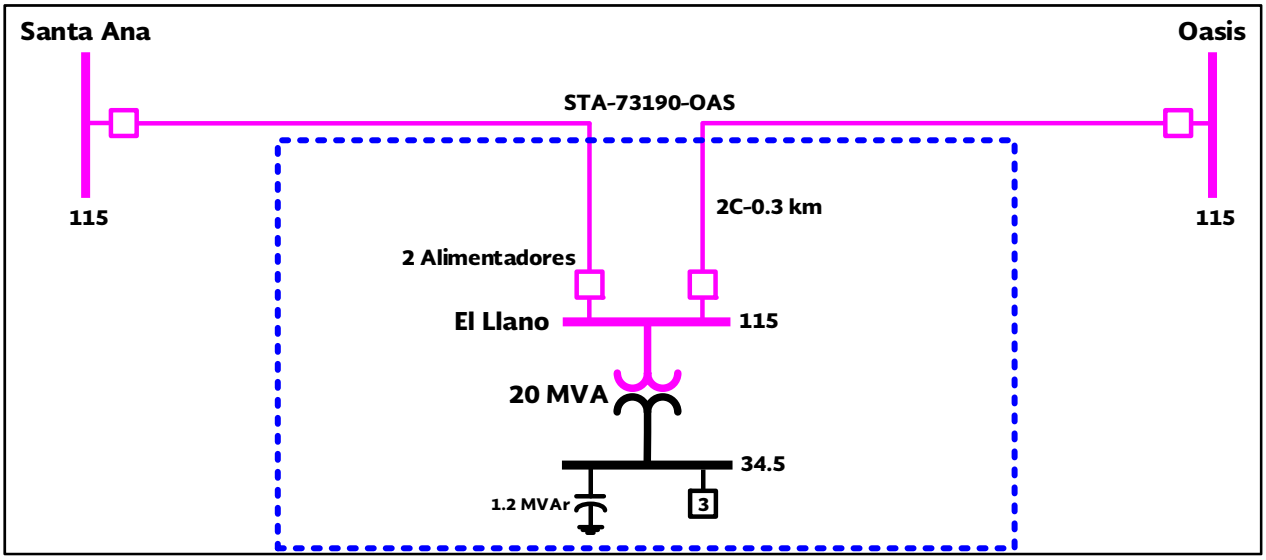
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto El Llano Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Llano MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-20	Noroeste
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto El Llano Banco 1



D18-NO2 Río Sonora Banco 2

Diagnóstico

Con base al pronóstico del mercado eléctrico de la zona Hermosillo, se estiman crecimientos de tipo residencial y comercial colindantes al boulevard "Paseo Río Sonora", el boulevard "Camino del Seri y boulevard Quiroga", por tanto, se observa la necesidad de incrementar la capacidad de suministro al suroeste de la ciudad de Hermosillo.

La demanda del área de influencia es suministrada por la subestación Río Sonora y la subestación Hermosillo Nueve. La demanda máxima registrada en la subestación eléctrica Río Sonora fue de 35 MW en 2017, se cuenta con un banco de transformación de 40 MVA, la demanda registrada en los bancos de transformación de la subestación eléctrica Hermosillo Nueve fue de 22 MW y 26 MW y cuenta con dos bancos de 30 MVA respectivamente.

La zona ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para los desarrolladores inmobiliarios, propiciada por la necesidad de vivienda que requiere la población, propiciando la construcción de centros comerciales de pequeña y mediana escala.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo fraccionamientos y zonas comerciales aledaños al boulevard "Paseo Río Sonora", así como por el boulevard "Camino del Seri y Boulevard Quiroga", con altas expectativas de carga para los próximos años que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica.

Al cierre del año 2017 la subestación Rio Sonora registró una demanda de 35 MW, y la subestación Hermosillo Nueve registró una demanda de 48 MW, dando un total de 83 MW para una capacidad de transformación instalada en el área de influencia de 100 MVA (95 MW) lo que representa un porcentaje de utilización de 87%. Según el pronóstico de demanda en el año 2021, se estima la saturación de la capacidad instalada en el área de influencia al saturar la subestación eléctrica Río Sonora.

La subestación eléctrica cercana al área de influencia es la Hermosillo Uno, con 80 MVA de capacidad instalada, no se considera dentro del área de influencia ya que se el área que suministra atenderá el crecimiento de la zona sur y suroriente de la ciudad de Hermosillo, aunado a que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión, siendo imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de media tensión existentes.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: No se requiere línea de transmisión en alta tensión.

Alimentador: Se requiere un alimentador SF6 115 kV y arreglo de barras en 115 kV para mantener en forma de anillo la subestación y 8 alimentadores en media tensión.

Transformación: Un nuevo banco con 40 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto se podrá satisfacer el suministro en la zona de Distribución Hermosillo, particularmente al sur-poniente de la ciudad de Hermosillo, en estado estable y ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica denominada Olivos, su alcance contempla la instalación de un banco de 40 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV una línea de transmisión entre las subestaciones eléctricas Río Sonora y Olivos y la red asociada en media tensión.

Sin embargo, la opción **Río Sonora Banco 2** presenta mejores índices de rentabilidad económica y mejor comportamiento eléctrico para resolver la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Río Sonora Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora Banco 2 / 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

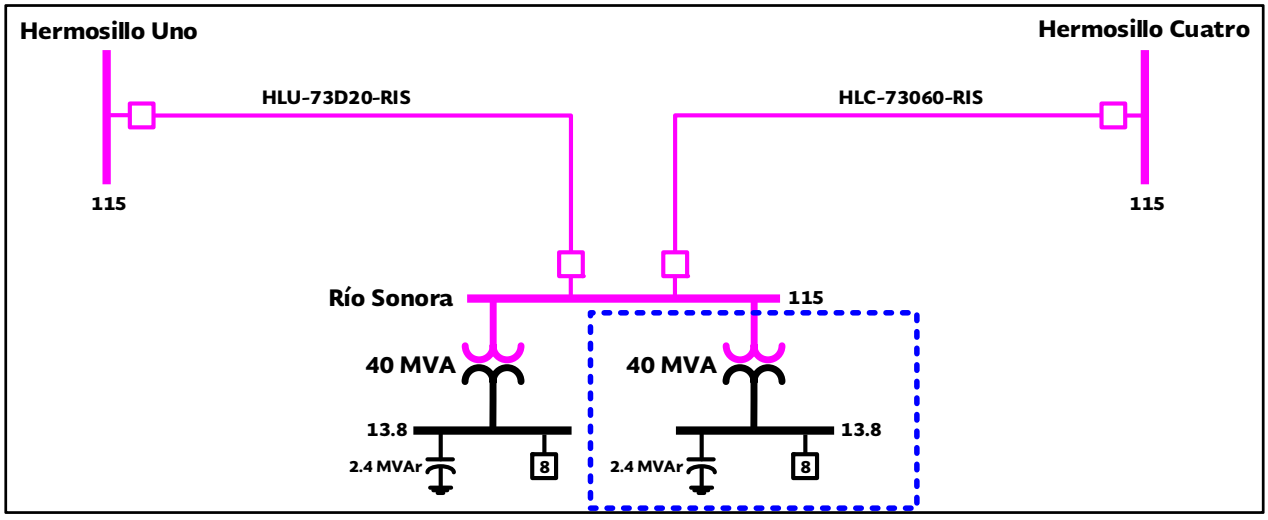
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Río Sonora Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Sonora MVAr / 2	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Noroeste
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Río Sonora Banco 2



D18-NO3 Compuertas Banco 1

Diagnóstico

Con base al estudio del Mercado Eléctrico de la zona Los Mochis, dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo norte en la ciudad de Los Mochis colindante al Boulevard Independencia hacia la carretera a Ahome, se requiere contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por las subestaciones eléctricas Mochis Centro (con capacidad de 30 MVA y máxima registrada de 28.5 MW), Los Mochis Tres (capacidad de 60 MVA y máxima registrada de 54.9 MW) y Centenario con (30 MVA y máxima registrada de 30 MW.), dando un total de capacidad instalada de 120 MVA y una demanda registrada de 113 MW.

Dicha zona adquirió en los últimos 10 años una importancia sobresaliente en el desarrollo de fraccionamientos de interés social, así como comercios de pequeña y mediana escala que han propiciado la necesidad de vivienda para la población.

Por lo anterior, es necesario programar la construcción de la nueva subestación eléctrica Compuertas, debido a que es el punto óptimo para atender el crecimiento del polo de desarrollo mencionado.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo fraccionamientos y zonas comerciales aledaños al Boulevard Independencia con una carga de 20 MVA para los próximos años que impactará significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área de influencia, provocando la saturación de las subestaciones Mochis Centro, Los Mochis III y Centenario. Se pronostica una demanda de 154 MW, para el año 2020, que resulta en la saturación de la capacidad instalada en el área de influencia del 108%.

La subestación más cercana al área de influencia es la subestación eléctrica Mochis Centenario que suministrará el crecimiento de demanda en la zona centro y norponiente de la ciudad de Los Mochis, no será posible respaldar o tomar carga con los circuitos de mediana tensión existentes.

Con la nueva infraestructura, se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: 1.04 km-c de línea subterránea en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 30 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento de la demanda en la zona de distribución Los Mochis, que atiende el norponiente de la ciudad de Los Mochis, Sinaloa, en estado estable y ante contingencia sencilla.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en ubicar una nueva transformación en la subestación eléctrica Centenario, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación con relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad y los circuitos en media tensión.

Sin embargo, **Compuertas Banco 1** es la que presenta mejores índices de rentabilidad económicos y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Compuertas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas entronque Centenario - Los Mochis III / 2, 12	115	2	1.0	abr-20	abr-20	Noroeste
Total			**1.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Obras de transformación del proyecto Compuertas Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

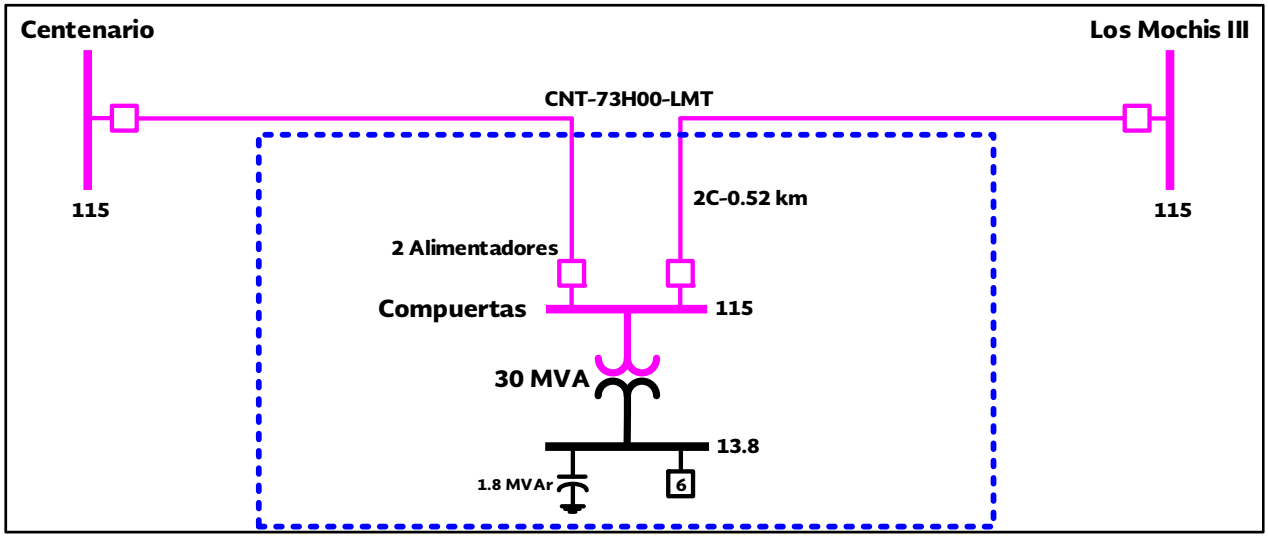
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación reactiva del proyecto Compuertas Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Compuertas MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noroeste
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Compuertas Banco 1



D18-NO4 Mazatlán Oriente Banco 2

Diagnóstico

Con base al estudio del mercado eléctrico de la zona Mazatlán y dado el reordenamiento requerido por el crecimiento y a la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el área nororiente de la ciudad de Mazatlán colindante a la Avenida Libramiento No. 2 y Santa Rosa, es necesario contar con capacidad adicional a la existente, misma que es atendida por las subestaciones Mazatlán Oriente, Marina y Mazatlán Tecnológico.

La zona adquirió en la última década, importancia sobresaliente por la construcción de vivienda residencial de nivel medio, así como la edificación de centros comerciales y plazas de mediana y pequeña escala.

Por lo anterior, es necesario programar la construcción de una nueva transformación adicional en la subestación eléctrica Mazatlán Oriente debido a las expectativas de crecimiento y desarrollo pronosticado en el área de influencia.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo fraccionamientos residenciales con una carga proyectada de 20 MVA para los próximos años en el área de influencia que incrementarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica, provocando la saturación de las subestaciones eléctricas.

En 2017, las subestaciones eléctricas del área de influencia registraron las siguientes demandas máximas: Mazatlán Oriente Banco 1 con 36.2 MW (40 MVA), Marina con 28.8 MW (30 MVA) y Mazatlán Tecnológico con 28 MW (30 MVA). Mientras tanto, las subestaciones eléctricas colindantes al área de influencia como Mazatlán Norte Banco 1 registró 35.7 MW (40 MVA), y Mazatlán I Banco 2 con 27.8 MW (30 MVA).

Las subestaciones eléctricas que intervienen directamente al área de influencia de la subestación Mazatlán Oriente son las anteriormente mencionadas con 100 MVA de capacidad instalada, que suministra el crecimiento de demanda en la zona nororiente de la ciudad de Mazatlán. Se pronostica que para el año 2021 la subestación eléctrica Mazatlán Oriente registe la saturación en su capacidad instalada y requiera de una ampliación en su capacidad de suministro.

La capacidad y la distribución de la red de media tensión dentro del área de influencia están limitadas para realizar alguna optimización que ayude a disminuir el flujo de potencia a través de la subestación Mazatlán Oriente, por tanto, se requiere de un proyecto que solucione la problemática.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: No se requiere línea de transmisión en alta tensión.

Transformación: Un nuevo banco de transformación con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 2.4 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con dicha obra se tendrá mayor capacidad disponible para atender el crecimiento del mercado eléctrico en el área noreste de la ciudad de Mazatlán, será posible reducir las pérdidas eléctricas y se incrementará la confiabilidad en el sistema de media tensión al contar con otro banco de transformación y operar con ocho circuitos adicionales en media tensión, logrando reducir la cantidad de clientes por circuito y aislar posibles fallas al tener más enlaces en circuitos de media tensión.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en

ubicar una nueva transformación en la subestación eléctrica Mazatlán Tecnológico, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación con 40 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV y los requerimientos en media tensión.

Sin embargo, la opción **Mazatlán Oriente Banco 2,** presenta mejores índices de rentabilidad económica y mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Mazatlán Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente Banco 2 / 2	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noroeste
Total			**40.0**				

T. Transformador

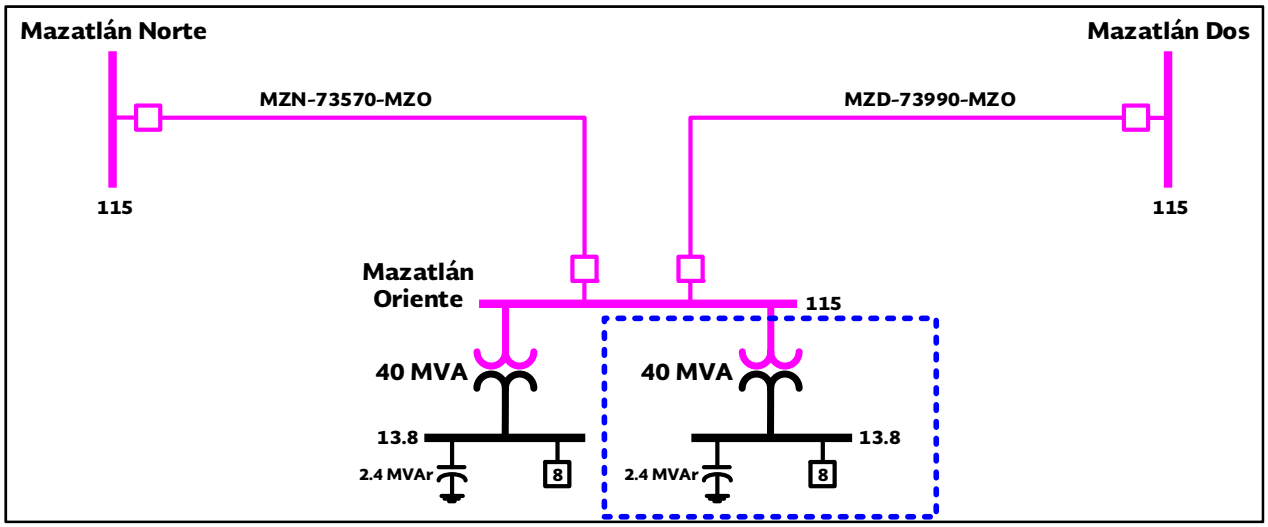
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Mazatlán Oriente Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazatlán Oriente MVAr / 2	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Noroeste
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Mazatlán Oriente Banco 2



D18-NT1 Campo Setenta y Tres Banco 1

Diagnóstico

La región sureste del municipio de Namiquipa, estado de Chihuahua, es atendida por la subestación eléctrica Menonita. Este municipio es considerado como una de las mayores regiones agrícolas del estado en la que se encuentran asentamientos de colonias menonitas. En los últimos años se ha tenido un gran crecimiento de la demanda debido a la instalación de colonias agrícolas en la región menonita, así como nuevos desarrollos que se han conformado a través de diferentes Comités Pro-electrificación que, agrupados todos, representan una demanda que no será posible atender con la subestación Menonita.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región sureste del municipio de Namiquipa, Chihuahua, y en caso de llevarse a cabo la expansión de las colonias agrícolas menonitas que se agrupan como Comités Pro-electrificación, para el año 2019 se tendrán problemas de capacidad en la subestación de distribución Menonita, la cual presentará una carga del 115.3%. Además, se cuenta con circuitos de distribución en el nivel de voltaje de 34.5 kV que presentan altas pérdidas de energía y problemas de regulación de voltaje, lo que repercute en el deterioro del servicio de energía eléctrica ofrecido a los clientes del sureste del municipio de Namiquipa.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 28.0 km-c de línea de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación de distribución con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.8 MVAr.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un alimentador en 115 kV en la subestación eléctrica Menonita, así como la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible ofrecer el servicio de energía eléctrica a los clientes de la región sureste del municipio de Namiquipa, con niveles de tensión adecuados, además de atender los nuevos desarrollos agrícolas que se presentarán en la región, lo cual no es posible atenderlo con la subestación eléctrica Menonita.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental que presenta la región sureste del municipio de Namiquipa, Chihuahua, se revisó una solución alterna que consiste en instalar un tercer banco de transformación de 30 MVA en la subestación eléctrica Menonita, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **Campo Setenta y Tres Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	1	28.0	abr-19	abr-20	Norte
Total			**28.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Campo Setenta y Tres Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

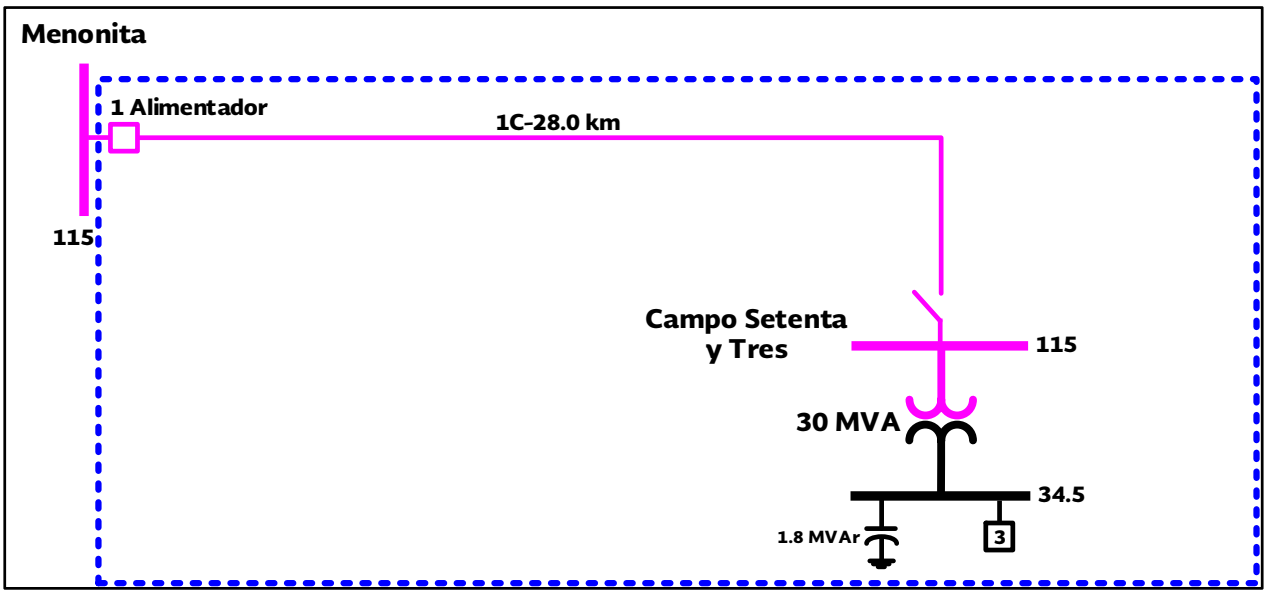
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Campo Setenta y Tres Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campo Setenta y Tres MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Campo Setenta y Tres Banco 1



D18-NT2 Sauzal Banco 1

Diagnóstico

El este de Ciudad Juárez, Chihuahua, es uno de los sectores que ha presentado mayor crecimiento en los últimos años, principalmente, por la llegada de desarrollos habitacionales y comerciales en el Valle de Juárez. Actualmente, este sector es atendido por la subestación eléctrica Salvarcar la cual presentará problemas de falta de capacidad en los próximos años.

Problemática a resolver

Considerando la expectativa de crecimiento en el sector este de Ciudad Juárez, para el año 2020 la subestación eléctrica Salvarcar tendrá una cargabilidad del 100%, por lo que no será posible atender los desarrollos esperados. Este sector de la ciudad es de los que presentará mayor crecimiento en los próximos años, por lo que es necesario contar con capacidad de transmisión y transformación suficiente para estar en posibilidades de atender los crecimientos esperados.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 2.4 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado del sector este de Ciudad Juárez, que no sería posible atender por la subestación eléctrica Salvarcar ya que no contará con la capacidad de transformación suficiente.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de falta capacidad en la subestación de distribución Salvarcar, se revisó otra opción que consiste en ampliar la capacidad de la subestación San Isidro con un segundo transformador de capacidad de 30 MVA, con relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Sauzal Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	2.4	abr-18	abr-20	Norte
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Sauzal Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

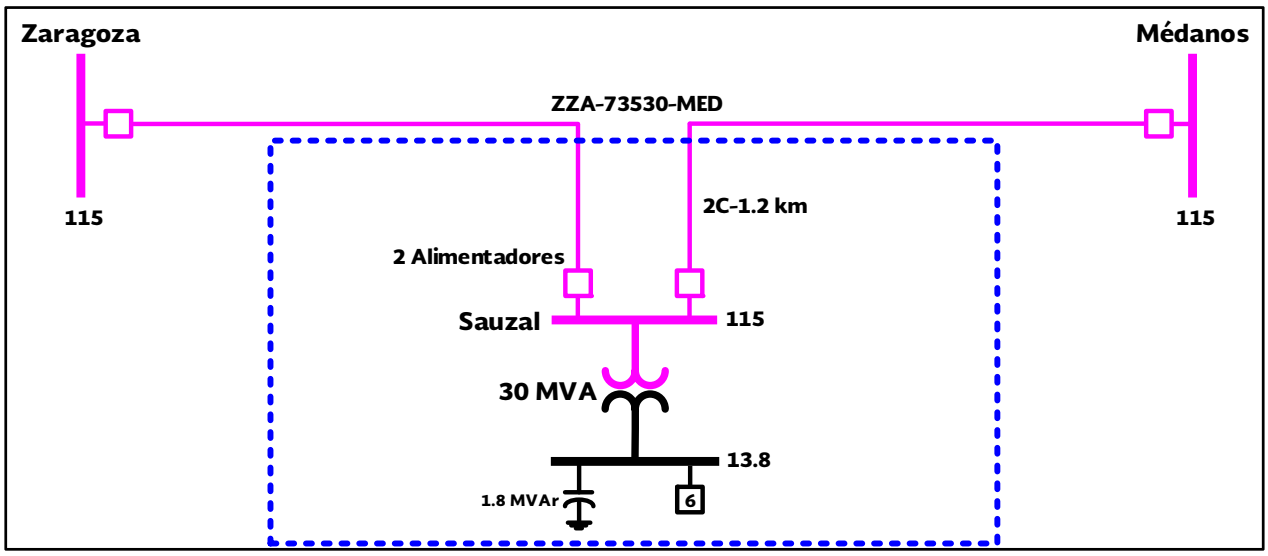
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Sauzal Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sauzal MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Sauzal Banco 1



D18-NT3 El Capulín Banco 1

Diagnóstico

La región agrícola que se ubica en la convergencia de los municipios de Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes y Janos, en el estado de Chihuahua, ha presentado un alto crecimiento en los últimos años por la llegada de desarrollos agrícolas. Esta región es atendida por las subestaciones eléctricas Casas Grandes y Janos en 115 kV. Esta región presenta un alto incremento de la demanda de energía eléctrica por los crecimientos de la colonia agrícola El Capulín, lo que agotará la capacidad disponible para el año 2018 en las subestaciones eléctricas mencionadas.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región agrícola comentada, y en caso de llevarse a cabo la expansión de la colonia agrícola El Capulín, para el año 2018 se tendrán problemas de capacidad en las subestaciones eléctricas Casas Grandes y Janos, ya que presentarán una cargabilidad de 112.0%. Además, por la alta demanda de energía eléctrica que conducen los circuitos de distribución por más de 25 km, provenientes de estas subestaciones eléctricas, se tienen problemas de regulación de voltaje en los puntos de carga de los servicios agrícolas, así como altas pérdidas de energía eléctrica, por lo que no podrá proporcionarse el servicio manera adecuada.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 18.6 km-c de línea de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región agrícola que se ubica entre los municipios de Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes y Janos, con un nivel adecuado de tensión que no podría proporcionarse actualmente desde las subestaciones de distribución Casas Grandes y Janos por estar a más de 25 km de distancia de la colonia agrícola El Capulín.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental, deficiente regulación de voltaje en los centros de carga y las altas pérdidas de energía que presenta la región agrícola que se ubica entre los municipios de Casas Grandes, Nuevo Casas Grandes y Janos, se revisó una opción que consiste en instalar un segundo banco de transformación de 30 MVA en la subestación de distribución Casas Grandes, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **El Capulín Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores de Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	18.6	abr-18	abr-21	Norte
Total			**18.6**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto El Capulín Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

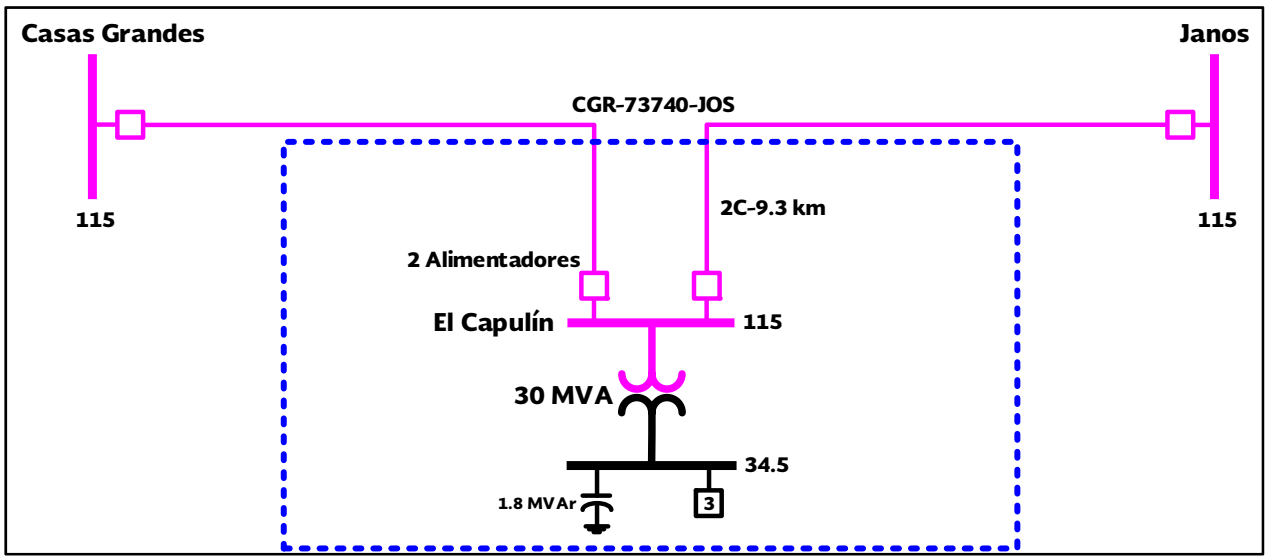
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto El Capulín Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Capulín MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto El Capulín Banco 1



D18-NT4 Buenos Aires Banco 1

Diagnóstico

La región noreste del municipio de Janos en el estado de Chihuahua, es atendida principalmente por la subestación eléctrica Janos y en menor medida por Monteverde. Esta región presenta un alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica debido a colonias agrícolas como Buenos Aires, lo que se espera agotará la capacidad disponible para este 2018 en la subestación eléctrica Janos.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región noreste del municipio de Janos y con la expansión de las colonias agrícolas Buenos Aires y El Coyote, para el presente año se tendrán problemas de capacidad en la subestación eléctrica Janos. A pesar de tener capacidad disponible en Monteverde, existe el inconveniente de su lejanía, ya que se encuentra aproximadamente a 50 km del sector central de la colonia agrícola, por lo que el servicio de energía eléctrica no podría proporcionarse con la calidad y confiabilidad adecuada.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 26.5 km-c de línea de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un alimentador en 115 kV en la subestación eléctrica Janos, así como la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región noreste del municipio de Janos, Chihuahua, con un nivel adecuado de tensión que no podría proporcionarse desde la subestación eléctrica Janos por no tener capacidad disponible, mientras que por la subestación eléctrica Monteverde no podría proporcionarse el servicio de energía eléctrica de manera adecuada por estar a más de 50 km de distancia de las principales colonias agrícolas de Buenos Aires y El Coyote.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental, deficiente regulación de voltaje y altas pérdidas de potencia en la red de media tensión en la región noreste del municipio de Janos, se revisó otra opción que consiste en instalar un tercer banco de transformación de 30 MVA en la subestación eléctrica Janos, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **Buenos Aires Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Buenos Aires Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenos Aires - Janos / 2	115	1	26.5	abr-18	abr-21	Norte
Total			**26.5**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Buenos Aires Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenos Aires Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

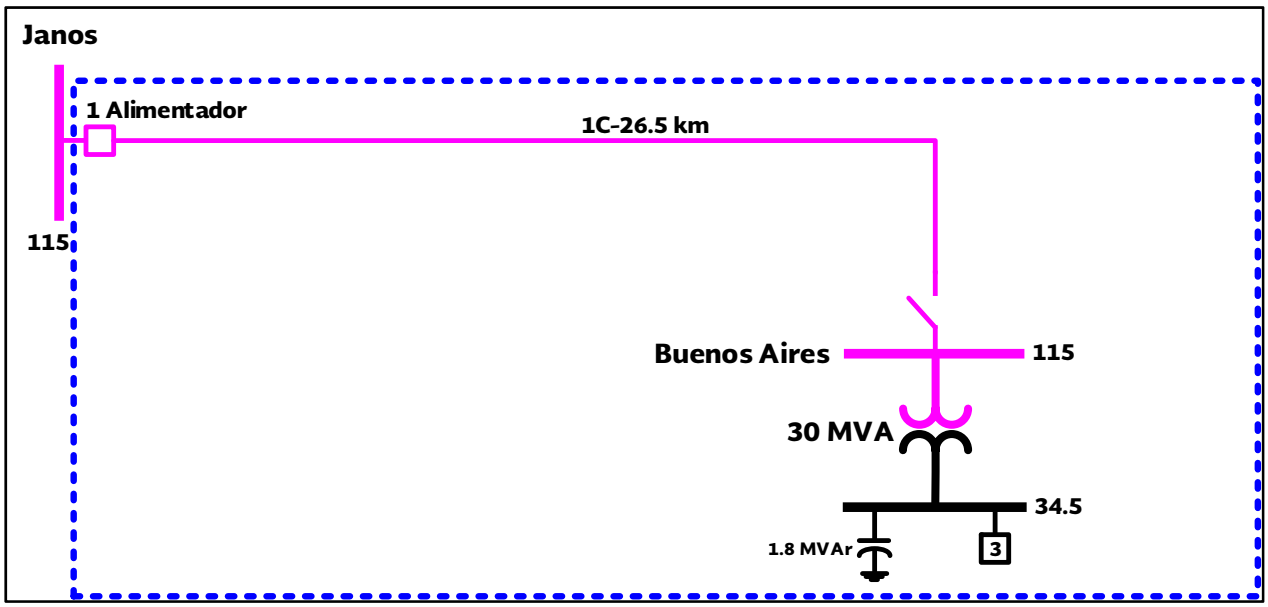
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Buenos Aires Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenos Aires MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Buenos Aires Banco 1



D18-NT5 La Salada Banco 2

Diagnóstico

La región noreste del municipio de Ascensión, en el estado de Chihuahua, es atendida principalmente por las subestaciones eléctricas Ascensión, La Salada y, en menor medida, por Palomas. Esta región presenta un alto crecimiento de demanda de energía eléctrica, principalmente por la instalación de desarrollos agrícolas en las colonias El Camello y La Salada, lo que agotará la capacidad disponible en los próximos años en las subestaciones antes mencionadas.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región noreste del municipio de Ascensión y en caso de llevarse a cabo la expansión de las colonias agrícolas El Camello y La Salada, para el año 2018 se tendrán problemas de capacidad de transformación en las subestaciones eléctricas Ascensión y La Salada, en particular esta última estaría operando al 118% de su capacidad. A pesar de que la subestación eléctrica Palomas cuenta con un 29% de capacidad disponible, se tiene el inconveniente de que se encuentra, aproximadamente, a 60 km de los desarrollos agrícolas, por lo que no sería factible proporcionar el servicio de energía eléctrica en términos adecuados de calidad y confiabilidad.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transformación: Una nueva subestación de distribución con 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región noreste del municipio de Ascensión, en particular de los desarrollos agrícolas El Camello y La Salada con un nivel adecuado de tensión que no podría proporcionarse desde la subestación de distribución Ascensión por estar a más de 30 km de distancia de las colonias agrícolas, además de que la subestación de distribución La Salada no tiene capacidad disponible.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental que presenta la región noreste del municipio de Ascensión, se revisó una alternativa adicional que consiste en construir una nueva subestación eléctrica, denominada El Camello, con un banco de 20 MVA y relación de transformación de 115/34.5 kV y en una ubicación cercana a la carga.

Sin embargo, **La Salada Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto La Salada Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

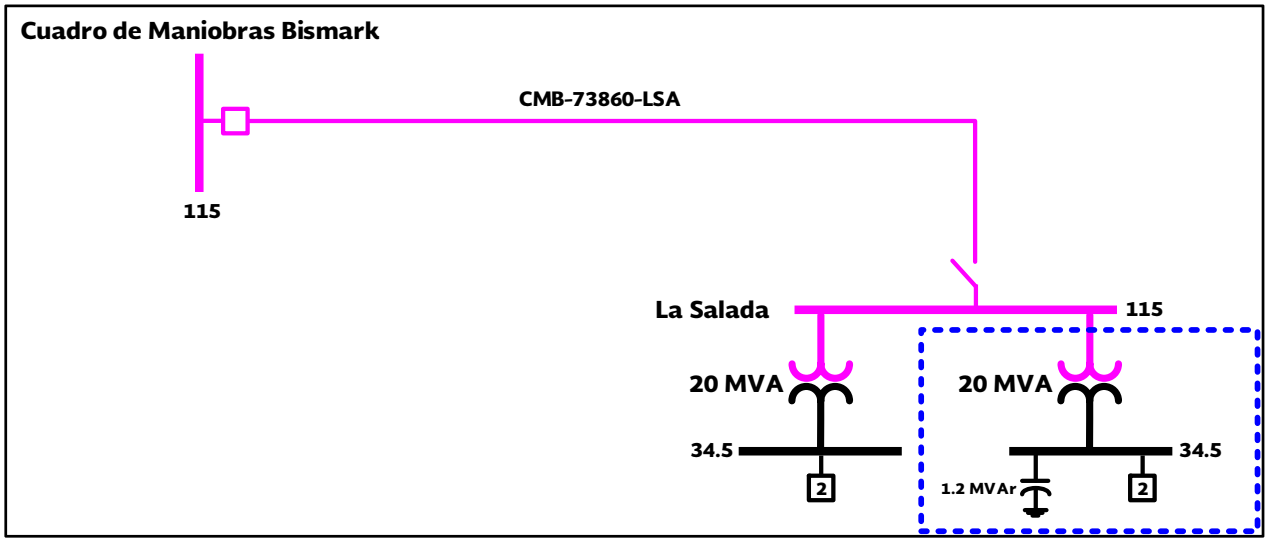
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto La Salada Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Salada MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto La Salada Banco 2



D18-NT6 Buenavista Banco 1

Diagnóstico

La región noreste del municipio de Ascensión en el estado de Chihuahua es atendida principalmente por la subestación eléctrica Ascensión y en menor parte por Janos. Esta región presenta un alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica por instalación de desarrollos agrícolas en la colonia Buenavista. De acuerdo con el pronóstico de la demanda, se agotará la capacidad disponible en las subestaciones eléctricas Ascensión y Janos para el año 2020.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región noreste del municipio de Ascensión y previendo la expansión de la colonia agrícola Buenavista, para el año 2020 se tendrán problemas de capacidad en la subestación eléctrica Ascensión. Actualmente se tiene un 7% de capacidad disponible en la subestación eléctrica Janos, con el inconveniente que esta subestación se encuentra aproximadamente a 45 km del sector central de la colonia agrícola, por lo que no podría proporcionarse el servicio de energía eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 25.0 km-c de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación de distribución con 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un alimentador en 115 kV en la subestación eléctrica Ascensión, así como la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región noreste del municipio de Ascensión, con un nivel adecuado de tensión ya que actualmente se tienen problemas de caída de tensión y altas pérdidas de energía en los circuitos de la subestación eléctrica Ascensión que atienden a la colonia agrícola Buenavista.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental que presenta la región noreste del municipio de Ascensión, se revisó otra opción que consiste en instalar un tercer banco de transformación de 20 MVA en la subestación eléctrica Ascensión, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **Buenavista Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Buenavista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista - Ascensión / 2	115	1	25.0	abr-19	abr-20	Norte
Total			**25.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Buenavista Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-19	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

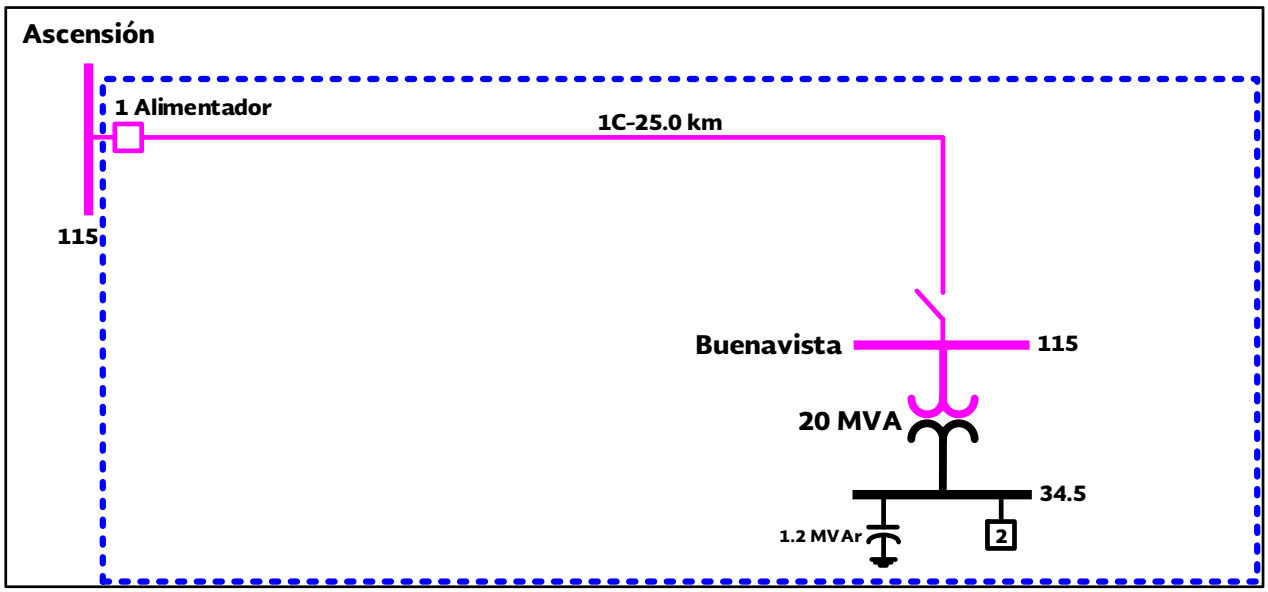
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Buenavista Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-19	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Buenavista Banco 1



D18-NT7 Lebarón Banco 1

Diagnóstico

La región sur del municipio de Buenaventura, Chihuahua, es atendida por la subestación eléctrica Galeana. Esta región presenta un alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica por crecimiento de la colonia agrícola Lebarón y el poblado Buenaventura, lo que agotará la capacidad de transformación disponible en Galeana para el año 2019.

Problemática a resolver

Por el alto crecimiento que presenta la región sur del municipio de Buenaventura y en caso de llevarse a cabo la expansión de la colonia agrícola Lebarón, para 2019, se tendrán problemas de capacidad en la subestación eléctrica Galeana, ya que presentará una cargabilidad de 115.3%. Por la ubicación del desarrollo agrícola Lebarón, que está al sur de municipio de Buenaventura, y debido a las distancias que hay con las fuentes de suministro más cercanas, no es factible atender la demanda a través de las subestaciones eléctricas existentes, por lo que no podrá proporcionarse el servicio de energía eléctrica.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 33.5 km-c de línea de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un alimentador en 115 kV en la subestación eléctrica Galeana, así como la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región sur del municipio de Buenaventura, con un nivel adecuado de tensión ya que actualmente se tienen problemas de caída de tensión y altas pérdidas de energía en los circuitos de la subestación eléctrica Galeana, que atienden a la colonia agrícola Lebarón.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental que presenta la región sur del municipio de Buenaventura, se consideró la alternativa de instalar un tercer banco de transformación de 30 MVA en la subestación de distribución Galeana, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **Lebarón Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Lebarón Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón - Galeana / 2	115	1	33.5	abr-19	abr-21	Norte
Total			**33.5**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Lebarón Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

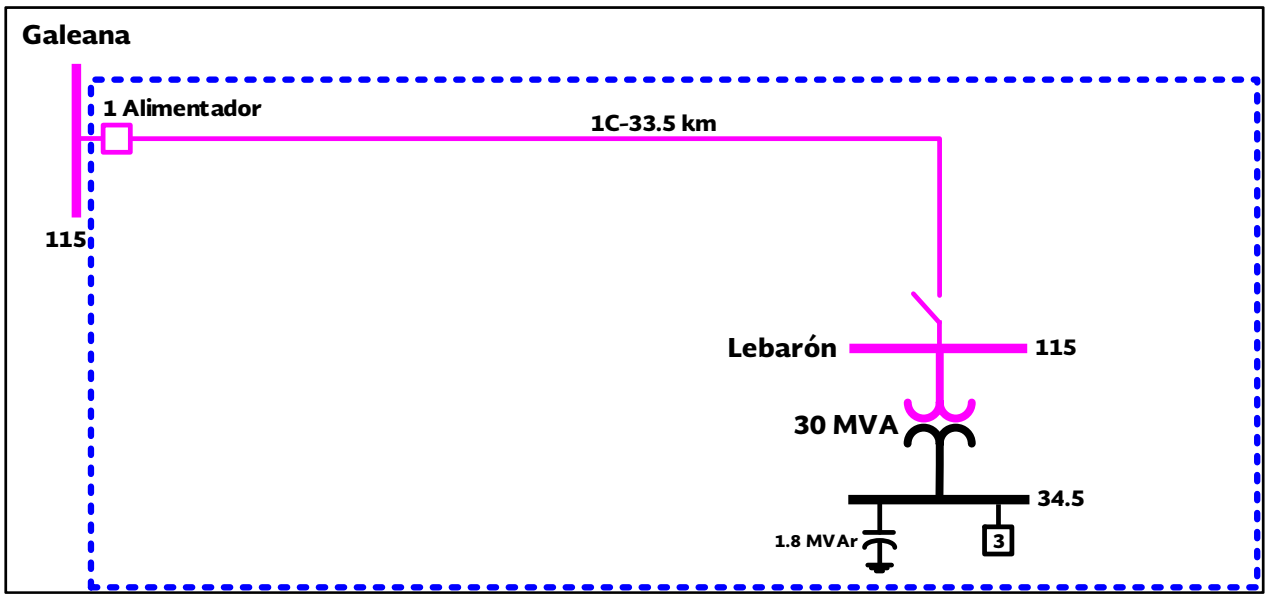
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Lebarón Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lebarón MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Lebarón Banco 1



D18-NT8 La Unión Banco 1

Diagnóstico

La parte norte de la ciudad de Torreón es uno de los sectores que ha presentado mayor crecimiento en los últimos años en la región Lagunera de Coahuila. Este sector se considera como uno de los de mayor plusvalía de la ciudad al encontrarse desarrollos habitacionales de nivel medio a alto, universidades, centros de entretenimiento y plazas comerciales. Actualmente, es atendido por la subestación eléctrica Allende y por dos circuitos de distribución, uno proveniente de la subestación eléctrica Paso del Águila y el otro de Francke, que tiene como origen la ciudad colindante de Gómez Palacio, Durango.

Problemática a resolver

Considerando la expectativa de crecimiento para el sector norte de la ciudad de Torreón, para el año 2020 la subestación de distribución Allende tendrá una cargabilidad del 120.2%, por lo que no será posible atender el desarrollo esperado, inclusive cuando se tiene capacidad en las subestaciones eléctricas Francke y Allende, pero debido a su lejanía con el centro de la carga no es posible aprovecharlas. Por lo que es necesario contar con capacidad adicional que se ubique cerca del polo de desarrollo para estar en posibilidades de atender el crecimiento esperado.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 2.4 km-c de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado del sector norte de la ciudad de Torreón, Coahuila, que no sería posible atender con la subestación eléctrica Allende, ya que no cuenta con la capacidad de transformación suficiente.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de falta capacidad en la subestación de distribución Allende, se revisó otra opción que consiste en ampliar la capacidad de la subestación Paso del Águila con un segundo transformador de capacidad de 30 MVA, con relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **La Unión Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto La Unión Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión entronque Philips - Allende / 2	115	2	2.4	abr-20	abr-20	Norte
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto La Unión Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

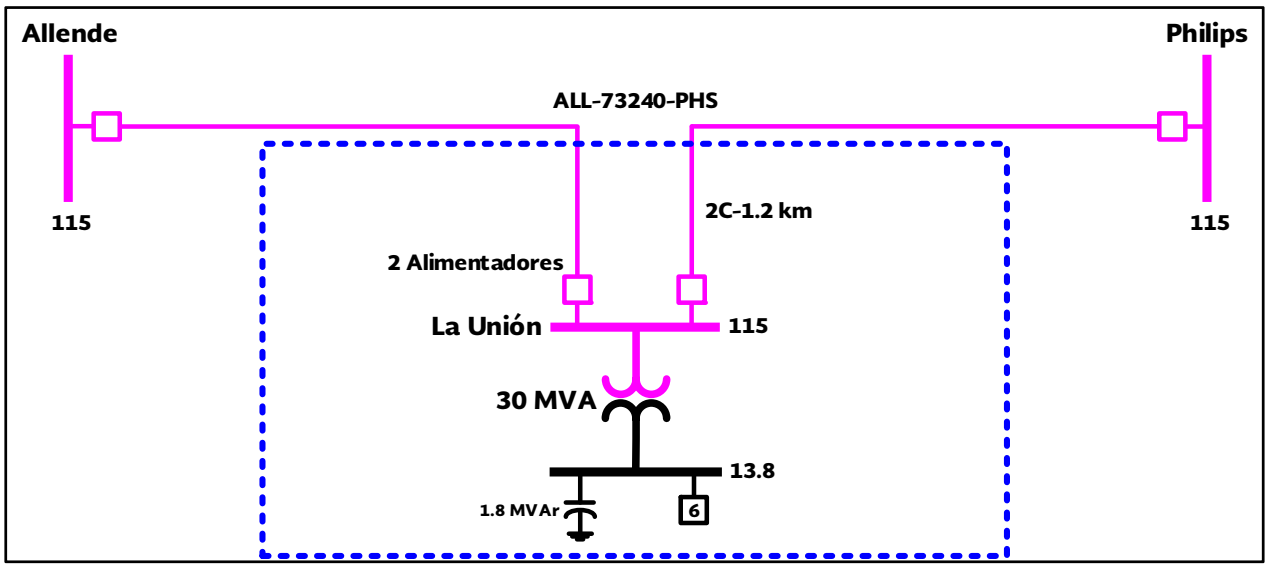
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto La Unión Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Unión MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto La Unión Banco 1



D18-NT9 Viñedos Banco 1

Diagnóstico

El sector noreste de la ciudad de Torreón, Coahuila, es uno de los sectores que ha presentado mayor crecimiento en los últimos años en la Región Lagunera de Coahuila. Se considera como uno de los de mayor plusvalía de la ciudad al encontrarse desarrollos habitacionales de nivel medio a alto, escuelas y plazas comerciales. Actualmente, este sector es atendido por la subestación eléctrica Allende y que no podrá atender el crecimiento esperado por no contar con capacidad disponible.

Problemática a resolver

Considerando la expectativa de crecimiento para el sector noreste de la ciudad de Torreón, Coahuila, para el año 2020 la subestación eléctrica Allende tendrá una cargabilidad del 120.2%, por lo que no será posible atender el desarrollo esperado. Este sector de la ciudad es el que presentará un mayor crecimiento en los próximos años, con la instalación de nuevos desarrollos habitacionales, escuelas y plazas comerciales, entre otros, por lo que es necesario contar con capacidad suficiente en este sector para estar en posibilidades de atender el crecimiento esperado.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 1.0 km-c de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado del sector noreste de la ciudad de Torreón, que no será posible atender por la subestación de distribución Allende ya que no contará con la capacidad de transformación suficiente.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de falta capacidad en la subestación de distribución Allende, se revisó una opción adicional que consiste en ampliar la capacidad de la subestación eléctrica Paso del Águila con un segundo transformador de capacidad de 30 MVA, con relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Viñedos Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	1.0	abr-20	abr-21	Norte
Total			**1.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Viñedos Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

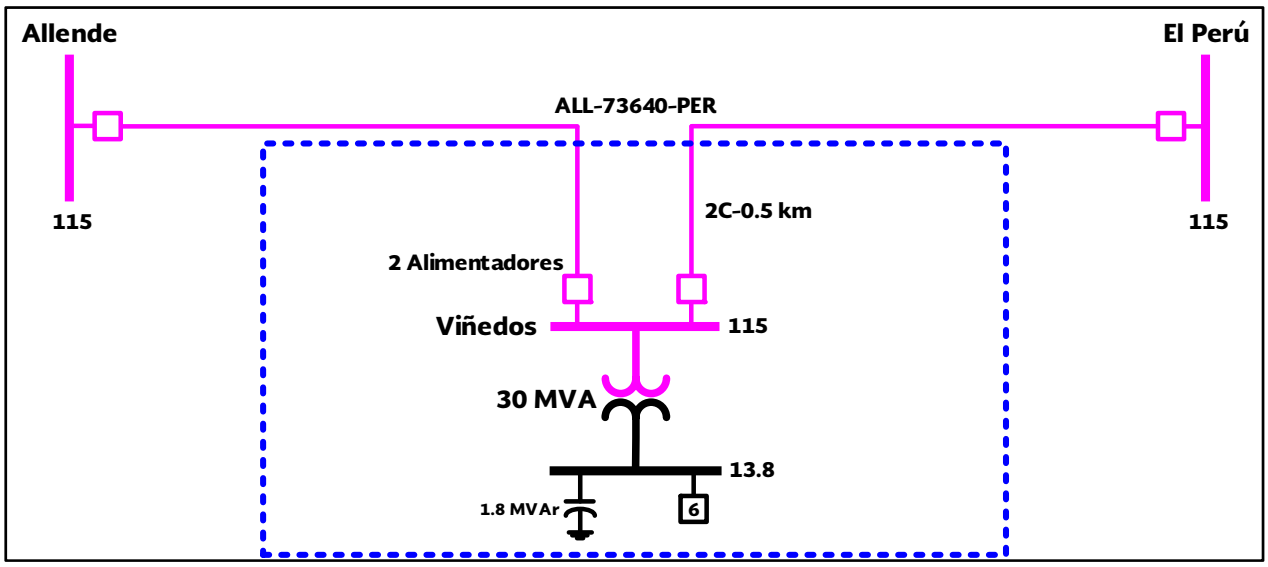
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Viñedos Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Viñedos MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Viñedos Banco 1



D18-NT10 Guanaceví Banco 1

Diagnóstico

La región noreste del municipio de Santiago Papasquiaro, en el estado de Durango, es atendida en su totalidad por la subestación eléctrica Santiago Papasquiaro. Esta región presenta una demanda incremental por usuarios existente, además de tener nuevas solicitudes de proyectos mineros, por lo que agotará la capacidad disponible, desde el presente año, en la subestación mencionada.

Problemática a resolver

Por la demanda incremental que presenta la región noreste del municipio de Guanaceví, principalmente por proyectos mineros, para el año 2018 se tendrán problemas de saturación en la transformación 115/34.5 kV de la subestación eléctrica Santiago Papasquiaro. Además, el circuito de distribución que alimenta la región cuenta con una longitud mayor a 100 km, lo que dificulta proporcionar el servicio de energía eléctrica con las condiciones actuales.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 0.4 km-c en doble circuito de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación de eléctrica con 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado en la región noreste del municipio de Guanaceví, Durango, con un nivel adecuado de tensión que no podría proporcionarse desde la subestación eléctrica Santiago Papasquiaro con el circuito de distribución que actualmente atiende a la región.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental, deficiente regulación de voltaje y altas pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución que presenta la región noreste del municipio de Guanaceví, se revisó una opción más que consiste en instalar un segundo banco de transformación de 20 MVA en la subestación de distribución Santiago Papasquiaro, con relación de transformación de 115/34.5 kV.

Sin embargo, **Guanaceví banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Guanaceví Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví entronque Ref. de Plata Guanaceví - Santa María del Oro / 2	115	2	0.4	abr-18	abr-20	Norte
Total			**0.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Guanaceví Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

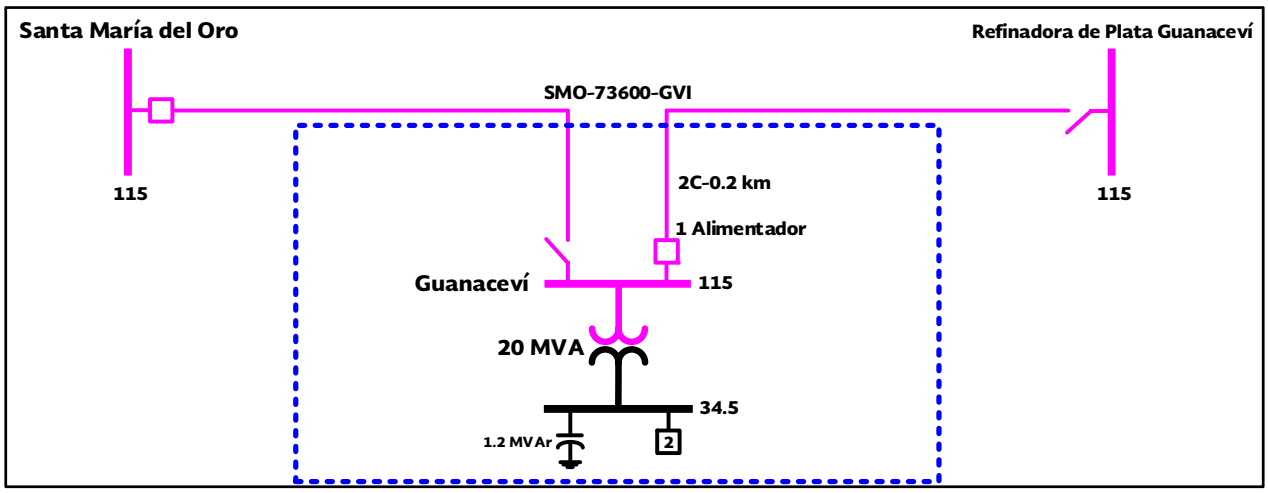
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Guanaceví Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Guanaceví Banco 1



D18-NT11 Cuatro Siglos Banco 1

Diagnóstico

El sector noreste de Ciudad Juárez, en el estado de Chihuahua, es uno de los sectores que ha presentado mayor crecimiento en los últimos años por la llegada de centros comerciales y servicios industriales, principalmente. En la actualidad, este sector de la ciudad es atendido por la subestación eléctrica Parque, y en menor medida por las subestaciones Fuentes y Rivereña. Sin embargo, la tendencia de acuerdo con el desarrollo del mercado eléctrico es que la transformación en Parque presente problemas de falta de capacidad en el corto plazo.

Problemática a resolver

Considerando la expectativa de crecimiento para el sector noreste de Ciudad Juárez, para el presente año la subestación eléctrica Parque tendrá una cargabilidad del 95% y de continuar esta tendencia, no será posible atender el desarrollo esperado para los próximos años. Este sector de la ciudad es de los que tendrá mayor crecimiento por las altas expectativas de crecimiento y la atención de nuevas solicitudes. Esto ocasionará una alta demanda incremental de energía de desarrollos habitacionales, industriales y comerciales, por lo que es necesario contar con capacidad suficiente en el sector para estar en posibilidades de atender los crecimientos esperados.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transmisión: Construcción de 2.0 km-c de línea de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación eléctrica con 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento esperado del sector noreste de Ciudad Juárez, que no será posible atender por la subestación de distribución Parque ya que no contará con la capacidad de transformación suficiente. Se tiene capacidad en las subestaciones eléctricas cercanas de Fuentes y Rivereña, pero por la demanda que actualmente presentan y la ubicación de los circuitos, el suministro de energía eléctrica a través de estas no podría ser proporcionado dentro de los límites de caída de tensión y pérdidas de energía.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de falta capacidad en la subestación eléctrica Parque, se revisó otra opción que consiste en ampliar la capacidad de las subestaciones Parque y Fuentes, reemplazando uno de los transformadores de estas subestaciones por equipos de 30 MVA, con relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Cuatro Siglos Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática de la región.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	2.0	abr-18	abr-20	Norte
Total			**2.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Cuatro Siglos Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

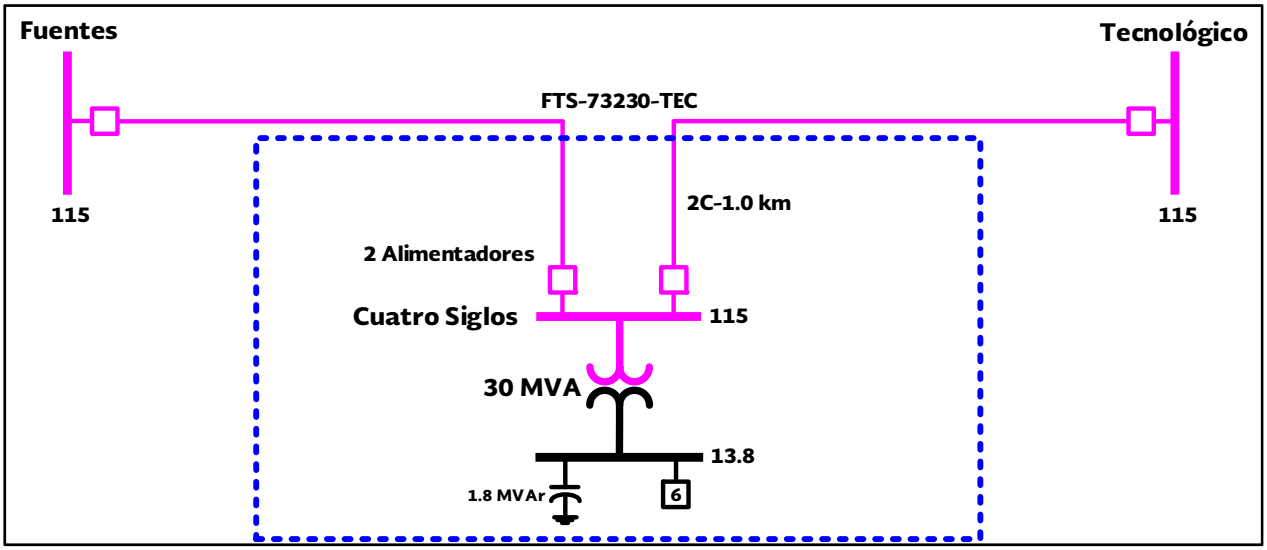
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Cuatro Siglos Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Cuatro Siglos Banco 1



D18-NE1 Huejutla II Banco 2 (sustitución)

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para la cabecera municipal de Huejutla de Reyes y localidades aledañas del estado de Hidalgo es proporcionado por la subestación eléctrica Huejutla II. De acuerdo con el cierre del mercado eléctrico del año 2016 se tuvo una demanda máxima del Banco 2 de Huejutla II del 94.9% de su capacidad actualmente instalada (9.375 MVA).

Problemática a resolver

Los problemas de alta carga que presenta el Banco 2 de la subestación eléctrica Huejutla II derivan en que no se podrán atender las necesidades de demanda de energía eléctrica en la región de Huejutla, la cual está presentando crecimientos habitacionales y de tipo comercial.

Como consecuencia de la saturación de los circuitos que alimentan esta área, las posibilidades de realizar transferencias necesarias durante contingencias de cualquiera de estos elementos son prácticamente nulas, afectando severamente la confiabilidad de esta zona.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018

Fecha factible de entrada en operación: julio de 2020

Transformación: Instalación de un nuevo transformador de 20 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV, en sustitución del de 9.375 MVA actualmente en operación.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en la cabecera Municipal de Huejutla de Reyes en el estado de Hidalgo. En esta región y localidades aledañas se podrá atender sin ningún problema los crecimientos que se prevén, tanto de desarrollo habitacional como del tipo comercial, sin ninguna restricción de calidad de energía.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en Huejutla II, se revisó una opción adicional que consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV con 20 MVA de capacidad, así como la construcción de 3.2 km de línea de transmisión en 115kV.

Sin embargo, la **sustitución del Banco 2 de Huejutla II** resulta el mejor proyecto económicamente viable 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Huejutla II Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II Banco 2 (sustitución) / 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	jul-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

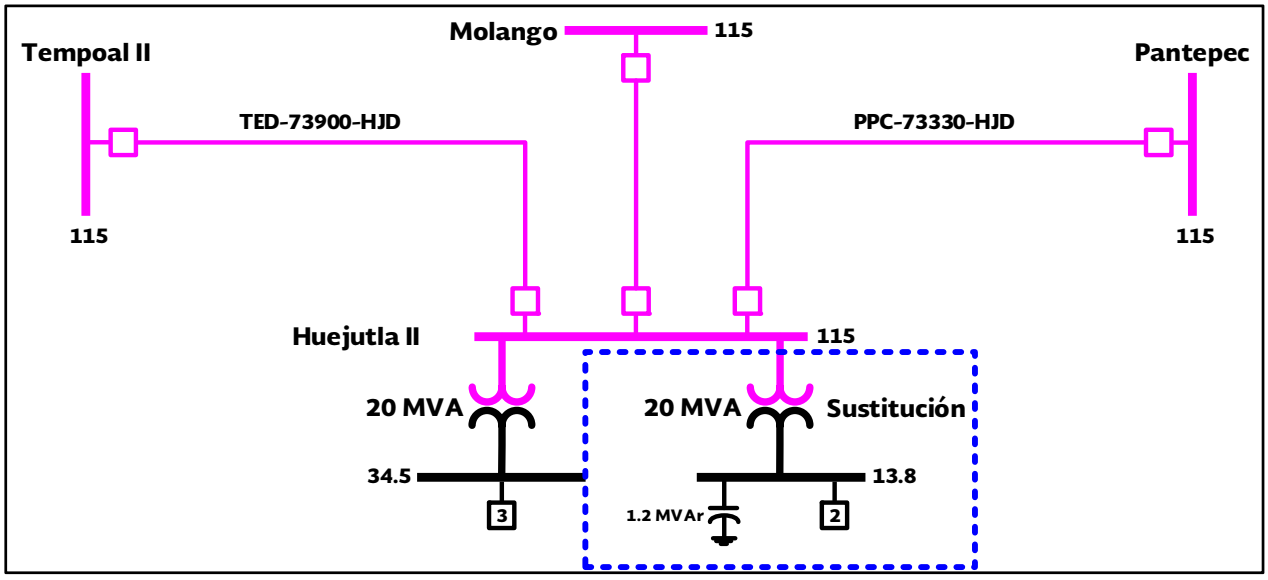
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Huejutla II Banco 2 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	jul-20	Noreste
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Huejutla II Banco 2 (sustitución)



D18-NE2 Tempoal II Banco 2

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica para los municipios de Tempoal y Tantoyuca en el estado de Veracruz son alimentadas por el Banco 1 115/34.5 kV de la subestación eléctrica Tempoal II y, de acuerdo al cierre de la demanda máxima del mercado eléctrico de 2016, tuvo una demanda máxima que llevo a operar el banco al 94.3% de su capacidad nominal (20 MVA).

Problemática a resolver

Los problemas de saturación que presenta el Banco 1 de la subestación eléctrica Tempoal II ocasionarán que no sea posible atender las necesidades de demanda de energía eléctrica ya que esta región del estado de Veracruz está presentando notables crecimientos tanto habitacional como comercial.

Como consecuencia de la saturación de los circuitos que alimentan esta área, las posibilidades de hacer transferencias durante contingencias de cualquiera de estos elementos son prácticamente nulas, afectando sensiblemente la confiabilidad de esta región.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: julio de 2019

Fecha factible de entrada en operación: julio de 2020

Transformación: Nuevo banco de transformación de 20 MVA de capacidad con relación de transformación 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía eléctrica en los municipios de Tempoal y Tantoyuca en el estado de Veracruz, con obra de ampliación también se podrá atender sin ningún problema el crecimiento que se presenta en la región tanto habitacional como comercial sin ninguna restricción de calidad de energía.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la subestación eléctrica Tempoal II, se revisó una opción alterna que consiste en aumento de capacidad en la misma subestación eléctrica Tempoal II, sólo que el alcance de esta propuesta contempla la sustitución del Banco 1 de transformación existente 115/34.5 kV de 20 MVA por uno de 30 MVA.

Sin embargo, la ampliación de la subestación con el proyecto Tempoal **II Banco 2** se considera el mejor proyecto económicamente viable 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Tempoal II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tempoal II Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/34.5	jul-19	jul-20	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

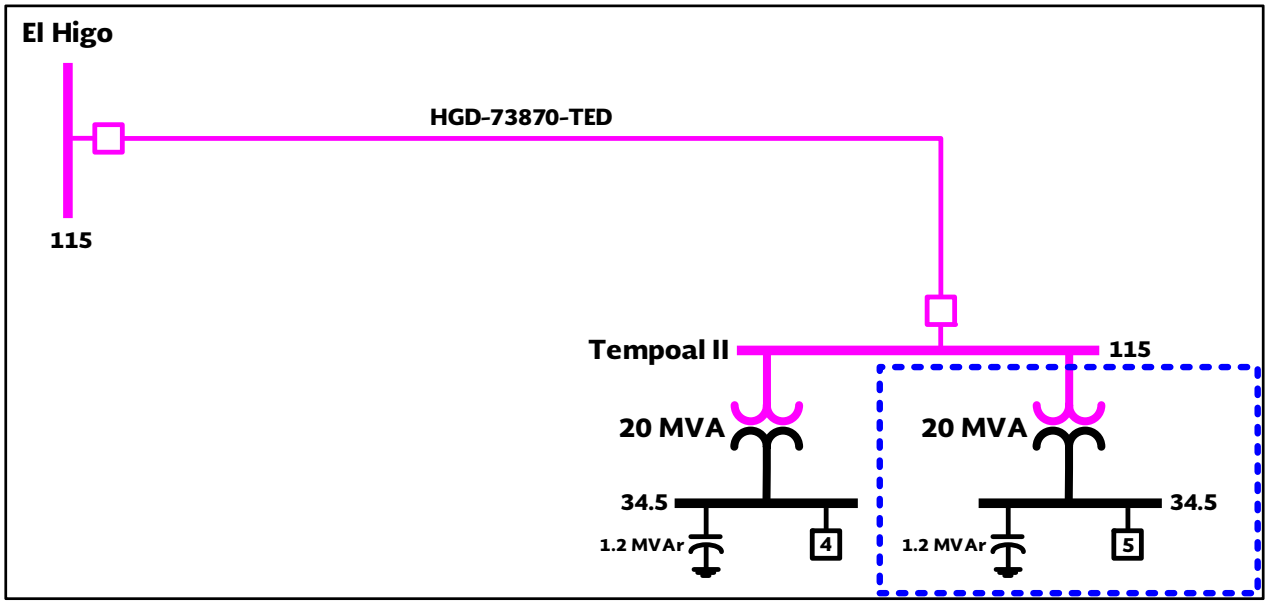
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Tempoal II Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tempoal II MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	jul-19	jul-20	Noreste
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Tempoal II Banco 2



D18-NE3 Laguna de Miralta Banco 1

Diagnóstico

El suministro de energía eléctrica de la parte norte de Tampico, Tamaulipas, es alimentado por las subestaciones eléctricas Tampico y Tancol. Esta última presentó una demanda máxima de 26.9 MW al cierre 2017 y se pronostica que a 2020 tenga una demanda de 27.9 MW. Por otro lado, la subestación eléctrica Tampico presentó una demanda máxima de 26.4 MW al cierre del 2017 y se esperan valores de demanda de 27.9 MW al año 2020.

El crecimiento de la demanda en esta región del norte de Tampico es en su mayoría de carga residencia y comercial medio.

Problemática a resolver

De acuerdo con el diagnóstico, se presentarán problemas de saturación en los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas Tancol y Tampico hacia el año 2020, lo cual deriva en no poder satisfacer la demanda incremental de los usuarios actuales y futuros.

Como consecuencia de la saturación de los circuitos que alimentan esta área, la posibilidad de realizar transferencias durante contingencias de cualquiera de estos elementos es prácticamente nula, afectando de manera considerable la confiabilidad de esta región, demeritando los parámetros de calidad de suministro requeridos por los usuarios.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: enero de 2021

Fecha factible de entrada en operación: enero de 2021

Transmisión: Construcción de 1 km-c de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía en la parte norte de Tampico, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de las subestaciones eléctricas Tampico y Tancol. Con la entrada en operación de este proyecto se dispondrá de capacidad suficiente para poder transferir carga entre las subestaciones en casos de contingencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en instalar un segundo banco de transformación en la subestación eléctrica Tancol, con relación de transformación de 115/13.8 kV y 20 MVA de capacidad nominal, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, la subestación eléctrica **Laguna de Miralta Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática ya que esta se encontrara al centro de la carga.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Laguna de Miralta Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna de Miralta entronque Tampico - Chairel / 2	115	2	1.0	ene-21	ene-21	Noreste
Total			**1.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Laguna de Miralta Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna de Miralta Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	ene-21	ene-21	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

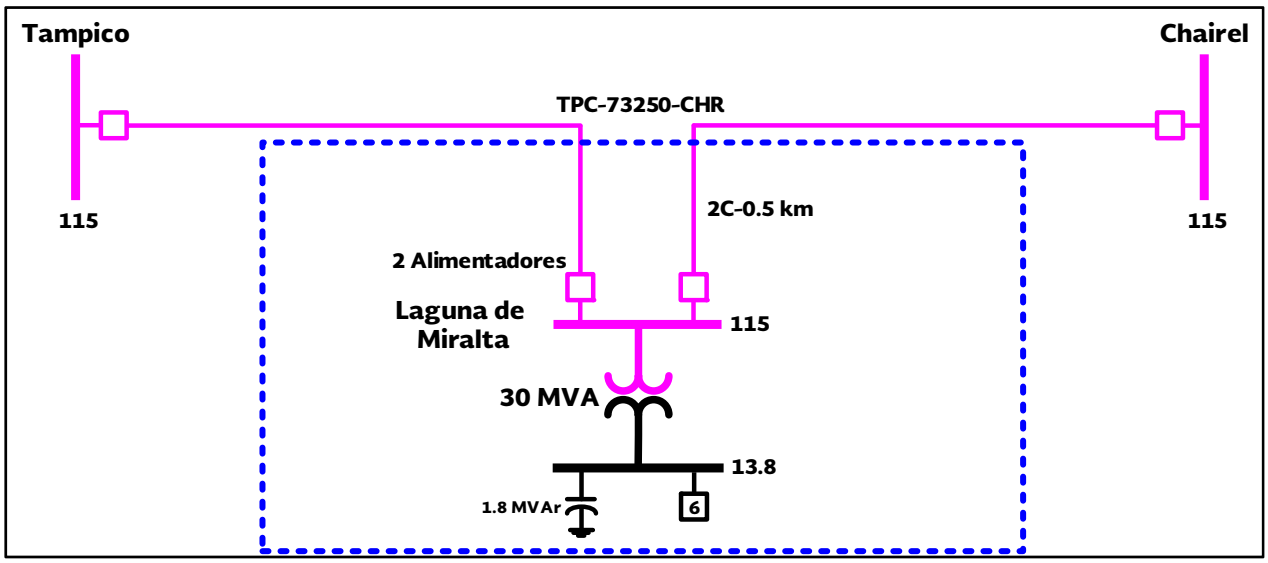
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Laguna de Miralta Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna de Miralta MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	ene-21	ene-21	Noreste
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Laguna de Miralta Banco 1



D18-NE4 Morelos Banco 2

Diagnóstico

El área ubicada en el oriente de la ciudad de Saltillo, incluyendo la cabecera municipal de Arteaga en el estado de Coahuila, presenta un crecimiento considerable el cual está identificado en el Plan Rector como uno de los principales polos de desarrollo de la ciudad. Tras efectuar la optimización de los circuitos de distribución involucrados, resulta necesaria una ampliación en la transformación de la zona en cuestión.

En el área de estudio se cuenta con la subestación eléctrica Arteaga, cuya relación de transformación es 34.5/13.8 kV y tiene capacidad de 5 MVA. Su alimentación es por medio de un circuito proveniente de la subestación eléctrica Parque Industrial Amistad Aeropuerto, ubicada a 20 km de distancia, sirviendo a dos circuitos en 13.8 kV de características rurales, uno de ellos con más de 50 km de longitud desde el valle conocido como la carbonera.

Problemática a resolver

La capacidad de la subestación eléctrica Arteaga se satura para el año 2018 y, realizando transferencias a los circuitos de distribución que enlazan con esta, es factible soportar el incremento de la demanda por un año más. Sin embargo, ante la falta de capacidad del sistema, en el año 2020 se presenta la necesidad de proyectar obras de infraestructura eléctrica para satisfacer la demanda incremental del área de estudio.

Siendo el área de estudio un polo de crecimiento importante de la ciudad, actualmente se tienen solicitudes para nuevos servicios para desarrollos tipo habitacional, con grandes usos de suelo de interés social y medio, así como parques industriales con gran extensión de terreno, lo que da pie a la instalación de industria media y pesada, del ramo automotriz en su mayoría.

En los últimos dos años se han presentado solicitudes por el orden de los 20 MW, con sus respectivos convenios formalizados y actualmente se encuentran en etapa de maduración, en su mayoría proyectos habitacionales y desarrollos industriales.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019

Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2020

Transformación: Un nuevo transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr de capacidad en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

El objetivo principal es desarrollar la infraestructura necesaria en los límites de los municipios de Saltillo y Arteaga, para garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica de la zona, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del Centro Nacional de Control de Energía. Debido a que la carga de la subestación eléctrica Arteaga será absorbida con la ampliación de Morelos (retirando el transformador de 34.5/13.8 kV), se logrará reducir las pérdidas de energía, activos, gastos de mantenimiento y optimización del área de influencia de las subestaciones eléctricas mencionadas.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a los problemas de atención de demanda incremental que presenta la región oriente de Saltillo, se revisó una opción que consiste en adicionar 30 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Alpes.

Siendo este proyecto menos rentable que la opción que considera la ampliación de la subestación eléctrica Morelos, debido a que presenta mayor cantidad de pérdidas por estar más alejada del centro de carga.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1,

Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Morelos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 2 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	nov-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

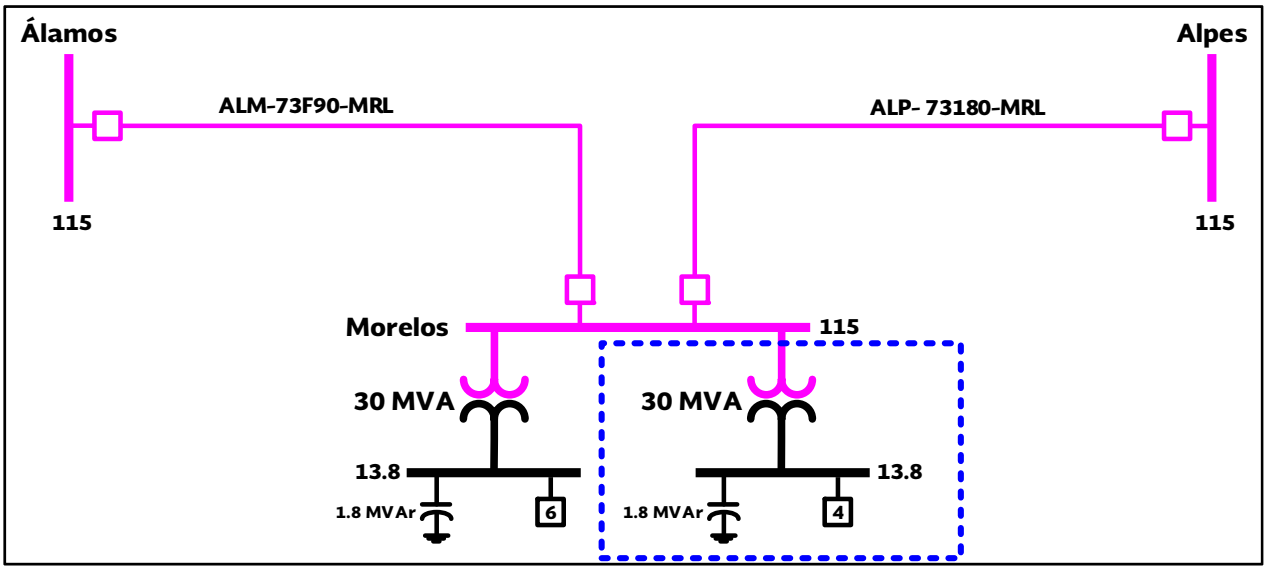
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Morelos Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	nov-20	Noreste
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Morelos Banco 2



D18-PE1 Gobernadores Banco 1

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Campeche y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo en la ciudad de Campeche, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Gobernadores en un nivel de tensión de 13.8 kV. Dicha zona cuenta en este momento con problemas de capacidad en la red de media tensión para satisfacer la necesidad de vivienda y desarrollos habitacionales y crecimiento normal que requiere la población.

La ciudad de San Francisco de Campeche ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para los desarrolladores inmobiliarios, propiciada por la necesidad de vivienda que requiere la población y aunado a la construcción de centros comerciales de pequeña y mediana escala.

Problemática a resolver

Actualmente se encuentra la ciudad de Campeche en un proceso de modernización y crecimiento de infraestructura que requieren de flexibilidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico de las RGD, siendo alimentada por 4 subestaciones con una capacidad instalada de 150 MVA y demanda al cierre 2017 de 107.4 MW, con un porcentaje de saturación de 75.4 %. De forma individual, los bancos en las Subestaciones Eléctricas Kalá, Ah-Kim-Pech y Samulá II tuvieron una carga máxima superior al 88 % en este año.

Según el pronóstico de demanda en el año 2020 los bancos de transformación previamente mencionados tendrían una carga de 94.4 %, 102.7 % y 95.6 %, respectivamente. También, las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión y violan su capacidad de conducción siendo imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de media tensión existentes. La propuesta de la nueva infraestructura eléctrica busca la optimización de las RGD que atienden el área de estudio, además de cumplir con los distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2020

Transmisión: Construcción de aproximadamente 6.4 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Campeche, que atiende a la ciudad de Campeche, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde a la construcción de una nueva subestación de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica denominada Centro, su alcance contempla la instalación de un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Gobernadores 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto Gobernadores Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Gobernadores entronque Samulá - Kalá / 2, 12	115	2	6.4	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**6.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Obras de transformación del proyecto Gobernadores Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Gobernadores Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

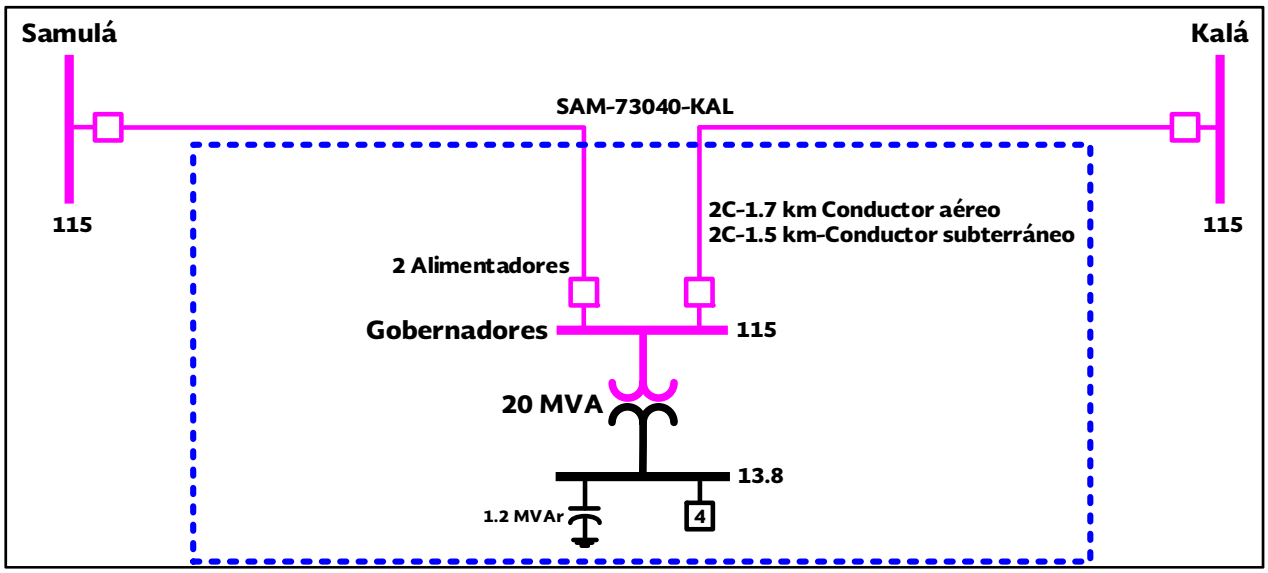
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Gobernadores Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Gobernadores MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Gobernadores Banco 1



D18-PE2 Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Chetumal y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo en los municipios de Bacalar y Felipe Carrillo Puerto, pertenecientes al Estado de Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Lázaro Cárdenas con una capacidad de transformación de 9.375 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV. Dicha zona ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para el sector del Campo, y desarrollos inmobiliarios propiciado por la necesidad de actividades relacionadas con la agricultura y vivienda que requiere la población.

La sustitución del transformador de la subestación eléctrica Lázaro Cárdenas permitirá atender el suministro de estas poblaciones. El proyecto consiste en la instalación de un transformador de 20 MVA y relación de transformación de 115/34.5 kV.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presenta en el área de estudio es saturación al 100 % de la capacidad del transformador actual en la subestación eléctrica Lázaro Cárdenas, lo cual provocaría un incremento en las pérdidas técnicas de la red debido a que las subestaciones eléctricas adyacentes Polyuc y Xul Ha cubrirían el incremento de la demanda en esta zona.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 34.5 kV.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Chetumal, que atiende a los municipios de Bacalar y Felipe Carrillo Puerto, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona y las subestaciones eléctricas adyacentes Polyuc y Xul Ha no se vislumbran como segunda opción, se revisó una opción alterna que consiste en la sustitución del transformador existente en la subestación eléctrica Lázaro Cárdenas de 9.375 MVA por uno de capacidad 30 MVA.

Sin embargo, **Lázaro Cárdenas 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución) / 2	1	T	20.0	115/34.5	dic-20	dic-21	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

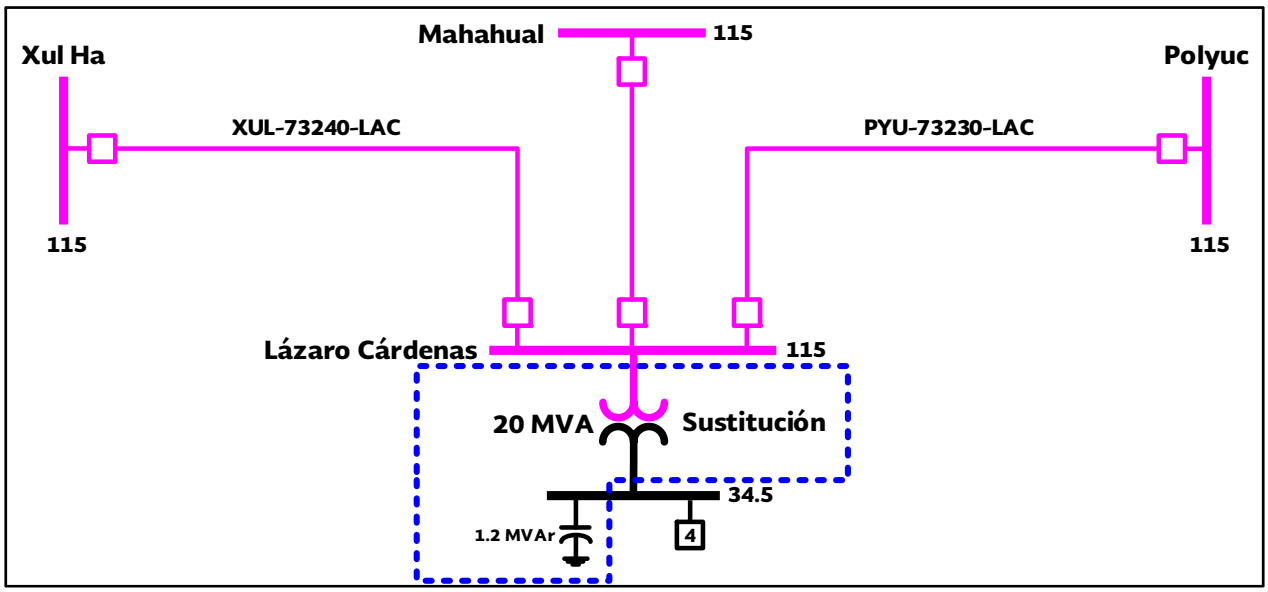
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lázaro Cárdenas MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	dic-20	dic-21	Peninsular
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)



D18-PE3 Oxtankah Banco 1

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la Demanda de la Zona Chetumal y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo en la ciudad de Chetumal, capital del Estado de Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por las subestaciones eléctricas Insurgentes y Chetumal Norte. Actualmente se encuentran en construcción nuevos desarrollos comerciales e inmobiliarios en la zona norte de la ciudad.

La subestación eléctrica Oxtankah será construida cercana al centro de la ciudad de Chetumal. El proyecto consiste en la instalación de un transformador de 20 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presenta en el área de estudio es saturación de la transformación en las subestaciones eléctricas Chetumal Norte e Insurgentes. La primera, debido al crecimiento en el norte de la ciudad y la segunda debido al crecimiento en el centro de la misma. Adicionalmente, las trayectorias de los circuitos actuales no son colindantes, por lo que es imposible respaldar ante contingencia la demanda de la otra subestación eléctrica.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2020

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2021

Transmisión: Construcción de aproximadamente 3.9 km-c de una línea de transmisión subterránea en 115 kV, y adición de un alimentador 115 kV en la SE Chetumal Norte.

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Chetumal, que atiende a la ciudad de Chetumal, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna factible que consiste en ampliar la capacidad en la subestación eléctrica Chetumal Norte al reemplazar un banco de 20 MVA por uno de 30 MVA y la construcción de tres nuevos circuitos de media tensión para la redistribución de carga en el área de influencia lo cual permite atender la carga requerida.

Sin embargo, **Oxtankah 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2, 12	115	1	4.0	dic-20	dic-21	Peninsular
Total			**4.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Obras de transformación del proyecto Oxtankah Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-21	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

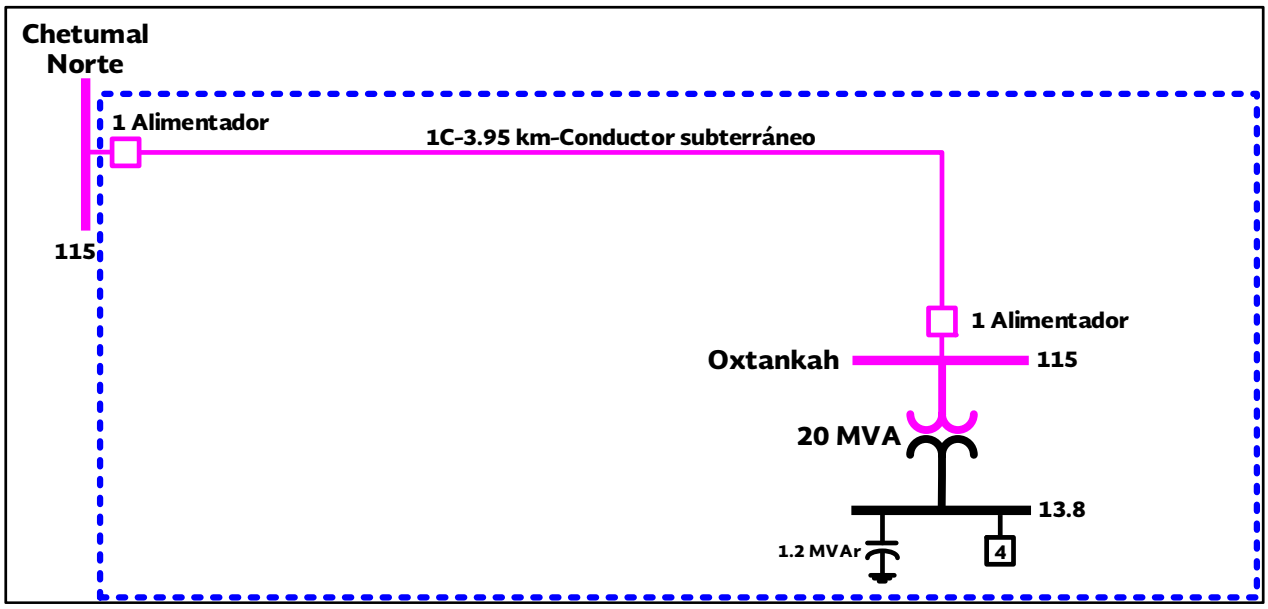
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Oxtankah Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oxtankah MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-21	Peninsular
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Oxtankah Banco 1



D18-PE4 Hunxectamán Banco 1

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Mérida y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros debido a la construcción de nuevos desarrollos habitacionales y comerciales hacia el sur de la ciudad de Mérida.

La subestación eléctrica Hunxectamán será construida cercana a la carretera Mérida-Umán, al sur de la ciudad de Mérida, capital del Estado de Yucatán. El proyecto consiste en la instalación de un transformador de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

Al cierre del 2017, el trasformador 5 de la subestación Mérida presentó una demanda de 38.8 MW, es decir operó al 102 % de su capacidad. Por tanto, en el futuro se presentarán problemas de sobrecarga y un aumento en las pérdidas de energía en los circuitos de media tensión. Sin embargo, la opción de reconfigurar los circuitos del área de estudio nos es viable debido a que estos se encuentran con demandas mayores a los 5 MVA.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación, como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de aproximadamente 1.0 km-c de línea de transmisión en 115 kV.

Transformación: Instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión, que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Mérida, que atiende el suministro de la zona noreste del corredor industrial Mérida-Umán, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en instalar un banco adicional en la subestación eléctrica Mérida, su alcance contempla la instalación de un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Hunxectamán 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	1.0	abr-17	abr-21	Peninsular
Total			**1.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Hunxectamán Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán Banco 1 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-17	abr-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

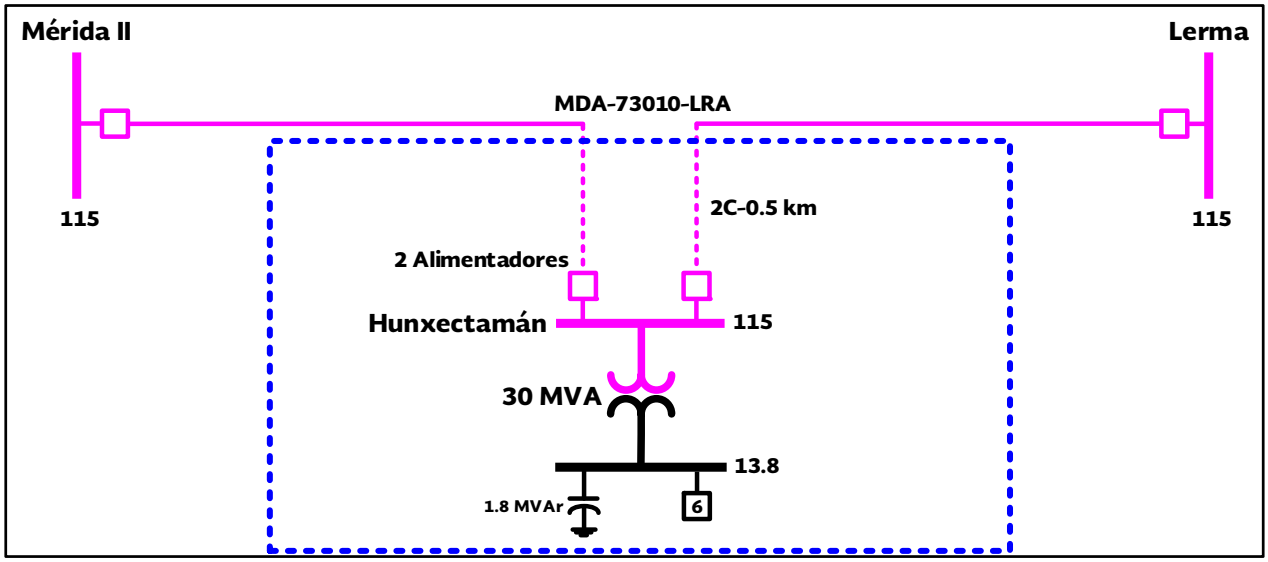
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Hunxectamán Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hunxectamán MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-17	abr-21	Peninsular
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Hunxectamán Banco 1



D18-PE5 Alom Banco 2

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Mérida y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo de Ciudad Caucel en el poniente de la ciudad de Mérida, capital del Estado de Yucatán, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación Alom. Actualmente se encuentran en construcción nuevos desarrollos habitacionales y comerciales en el poniente de la ciudad de Mérida.

La ampliación de la subestación eléctrica Alom consiste en la instalación de un transformador de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

Las subestaciones eléctricas Alom y Poniente se encuentran ubicadas al poniente de la ciudad de Mérida, las cuales suministran energía eléctrica a los desarrollos de ciudad Caucel, fraccionamientos Juan Pablo II, Opichen, Mulsay y al corredor industrial en formación a lo largo del anillo periférico de la ciudad de Mérida, en la parte ubicada frente a los fraccionamientos de ciudad Caucel y Opichen. Los desarrollos anteriormente mencionados presentan un gran crecimiento en la parte de vivienda y desarrollo industrial por lo que las subestaciones Alom y Poniente operaron en 2017 al 100.5 % y 88.4 % de su capacidad, respectivamente.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Mérida, que atiende al crecimiento de Ciudad Caucel y el corredor industrial al poniente de Mérida, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en crear una nueva subestación Chac-Mool. Su alcance contempla la instalación de un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV, la cual estaría ubicada entre las subestaciones Alom y Poniente.

Sin embargo, **Alom 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Alom Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom Banco 2 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

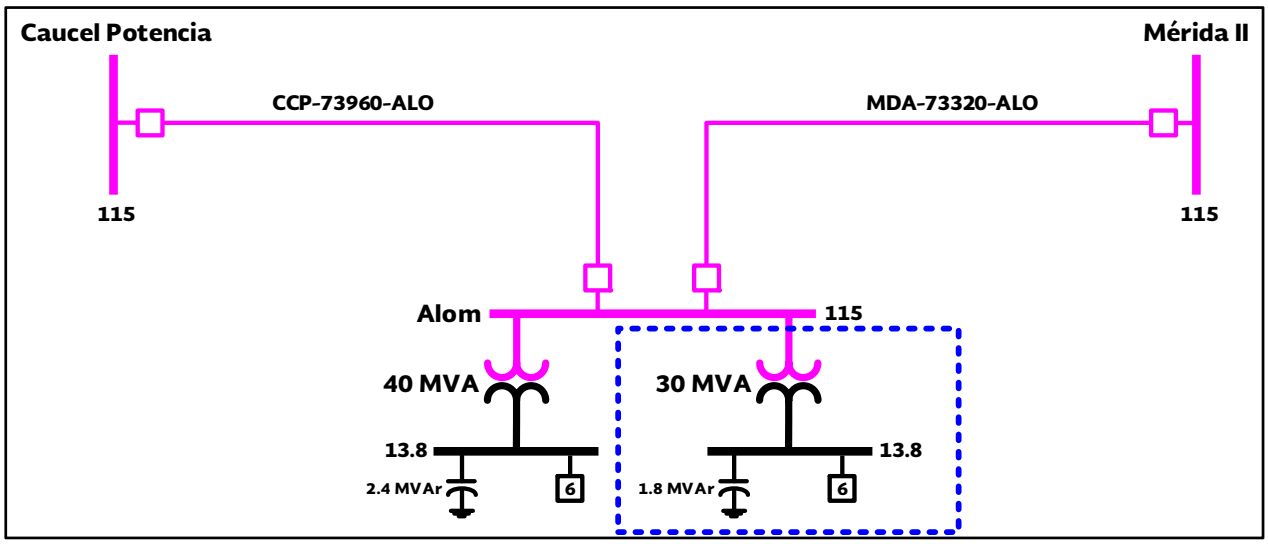
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Alom Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alom MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Peninsular
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Alom Banco 2



D18-PE6 Umán Banco 2

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Mérida y dado al reordenamiento requerido por el crecimiento y la necesidad de suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo en el suroeste del corredor industrial Mérida-Umán y las poblaciones de Umán, Samahil, Chochola y Xtepen, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Umán Banco 1.

La ampliación de la subestación eléctrica Umán consiste en la instalación de un transformador de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

Al cierre de 2017 el transformador 1 de la subestación eléctrica Umán presentó una demanda de 29.4 MW, es decir, operó al 103.2 % con respecto su capacidad nominal. Por tanto, en años futuros se presentarán mayores problemas de sobrecarga y pérdidas de energía en los circuitos de media tensión. Sin embargo, la opción de reconfigurar los circuitos del área de estudio nos es viable debido a que estos se encuentran con demandas mayores a los 5 MVA.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2017

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla circuitos en media tensión, que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales y futuros. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Mérida, que atiende al suroeste del corredor industrial Mérida-Umán y poblaciones aledañas, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó la opción alterna que consiste en ubicar una nueva subestación eléctrica denominada Tanil, su alcance contempla la instalación de un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Umán 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Umán Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán Banco 2 / 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-17	abr-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

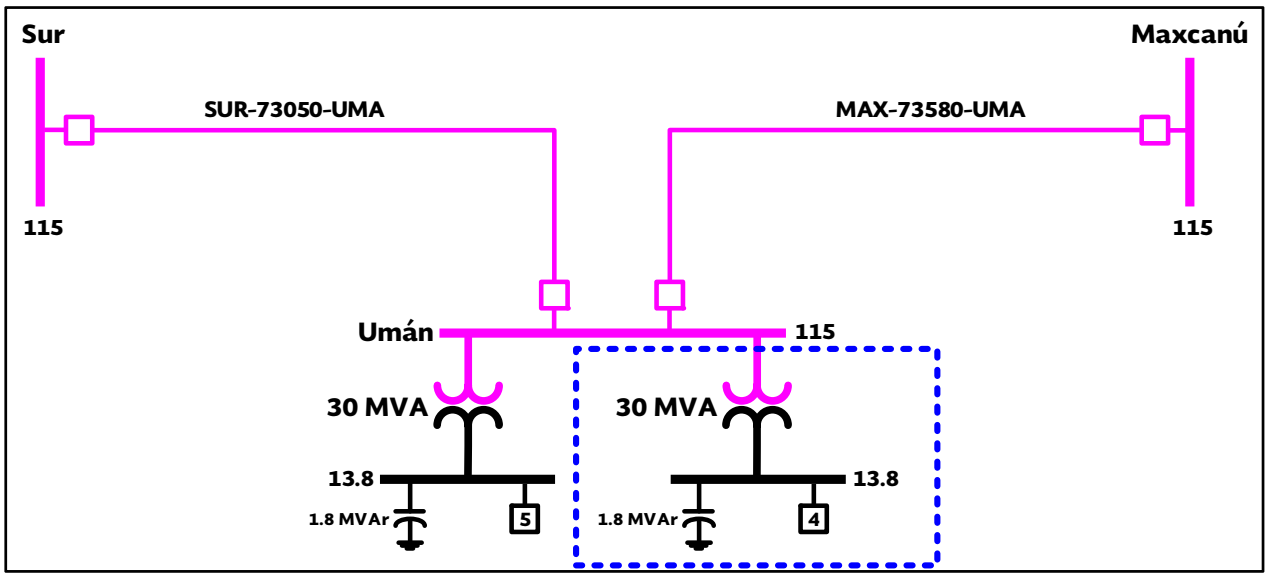
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Umán Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	abr-17	abr-21	Peninsular
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Umán Banco 2



D18-PE7 Xcalacoco Banco 2

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de Crecimiento de la demanda de la Zona Riviera Maya, y dado que esta región es una de las que han presentado mayor crecimiento en los últimos años en el corredor turístico norte de la ciudad de Playa del Carmen, Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Xcalacoco. Esta subestación alimenta complejos hoteleros y turísticos como lo son: Mayan Palace, Eco Turismo Tres Ríos, Valentín Playa del Secreto entre otros. De acuerdo con el crecimiento pronosticado de Playa del Carmen, se requiere aumentar la capacidad de transformación en la zona.

La ampliación de la subestación eléctrica Xcalacoco consiste en la instalación de un transformador de 20 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presenta en el área de estudio consiste en que no es posible transferir carga a los circuitos de distribución colindantes ante una contingencia. Llevar a cabo una reconfiguración de red podría permitir transferir la carga, pero como resultado se aumentarían las pérdidas técnicas en los circuitos. También, el número de usuarios en la zona es alto, pero con una densidad de carga baja, lo que ocasiona elevados valores en el Tiempo de Interrupción por Usuarios (TIU).

Adicionalmente, en 2017 el banco de transformación instalado en la subestación eléctrica Xcalacoco alcanzó una demanda de 17.8 MW, es decir un 93.7 % con respecto a su capacidad nominal.

Considerando la expectativa de crecimiento lo largo del corredor turístico norte de la ciudad de Playa del Carmen, para el año 2020, no será posible atender el desarrollo esperado.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: enero de 2020

Fecha factible de entrada en operación: enero de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla circuitos en media tensión que servirán para atender nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Riviera Maya, que atiende al corredor turístico norte de la ciudad de Playa del Carmen, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en la sustitución del transformador existente en la subestación eléctrica Xcalacoco de 20 MVA por uno de capacidad 30 MVA.

Sin embargo, **Xcalacoco 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Xcalacoco Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco Banco 2 / 2	1	T	20.0	115/13.8	ene-20	ene-21	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

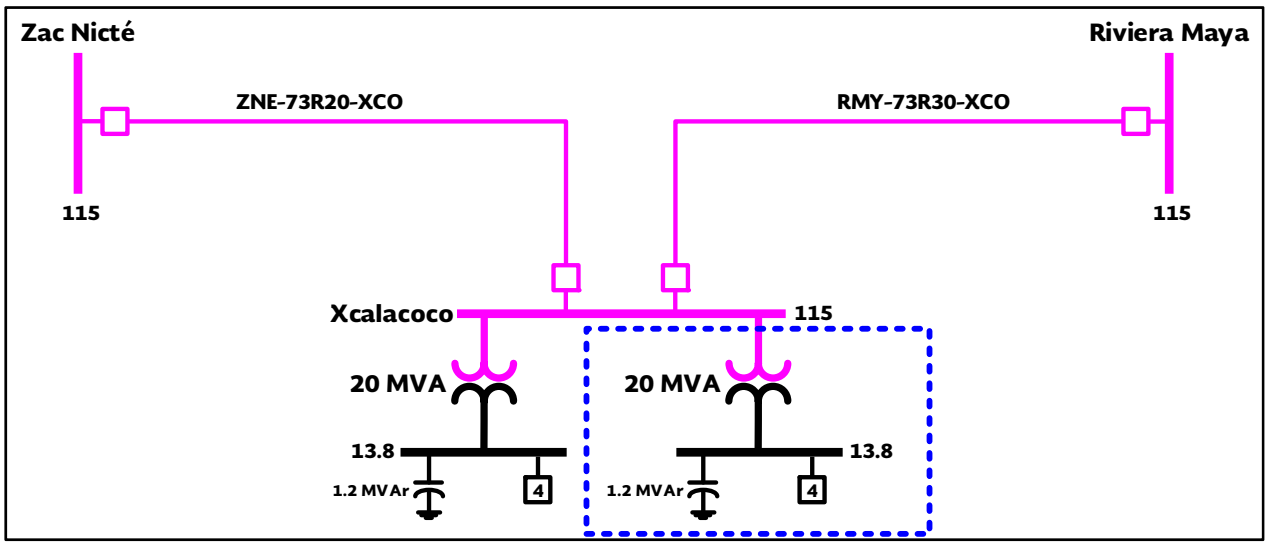
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Xcalacoco Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.2	ene-20	ene-21	Peninsular
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Xcalacoco Banco 2



D18-PE8 Zac Nicté Banco 2

Diagnóstico

Con base en el Pronóstico de crecimiento de la demanda de la Zona Riviera Maya, y dado que esta región es una de las que han presentado mayor crecimiento en los últimos años, principalmente por la construcción de desarrollos comerciales, habitacionales, residenciales y vivienda de tipo económica y social en el área poniente de la ciudad de Playa del Carmen, Quintana Roo, se hace necesario contar con capacidad adicional a la que se cuenta actualmente, misma que es atendida por la subestación eléctrica Zac Nicté. Esta subestación eléctrica atiende a desarrollos residenciales como lo son: Villas del Sol, Palmas II y III, Arrecifes entre otros. De acuerdo con el crecimiento pronosticado de Playa del Carmen, se requiere aumentar la capacidad de transformación en la zona.

La ampliación de la subestación eléctrica Zac - Nicté consiste en la instalación de un transformador de 30 MVA y relación de transformación de 115/13.8 kV.

Problemática a resolver

La problemática principal que se presenta en el área de estudio consiste en atender el crecimiento atípico del área poniente de la ciudad de Playa del Carmen como lo indica la tasa de crecimiento media anual de la poblacional del 9.27% de acuerdo al INEGI (El Mayor del País para el Municipio de Solidaridad); así mismo en el área de estudio las subestaciones colaterales operan con valores de saturación mayores al 95 % de su capacidad por lo que no es factible transferir carga a los circuitos de distribución colindantes ante una contingencia.

Adicionalmente, en 2017 el banco de transformación instalado en la subestación eléctrica Zac Nicté alcanzó una demanda de 25.8 MW, es decir un 90.5 % con respecto a su capacidad nominal.

El nuevo banco de transformación atenderá el crecimiento de la zona Riviera Maya, suministrando energía eléctrica a los desarrollos comerciales, habitacionales y residenciales, así como a la vivienda de tipo económica y social, lo anterior para el cumplimiento en la atención de los compromisos de demanda existente y pronosticada.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: enero de 2021

Fecha factible de entrada en operación: enero de 2021

Transformación: Instalación de un transformador de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, con cambiador automático de derivaciones.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales. En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Riviera Maya, que atiende al corredor turístico de la ciudad de Playa del Carmen, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en la sustitución del transformador existente en la subestación eléctrica Zac - Nicté de 30 MVA por uno de capacidad 40 MVA.

Sin embargo, **Zac Nicté 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 los siguientes indicadores: Beneficio/Costo mayor a 1, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Zac Nicté Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté Banco 2 / 2	1	T	30.0	115/13.8	ene-21	ene-21	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

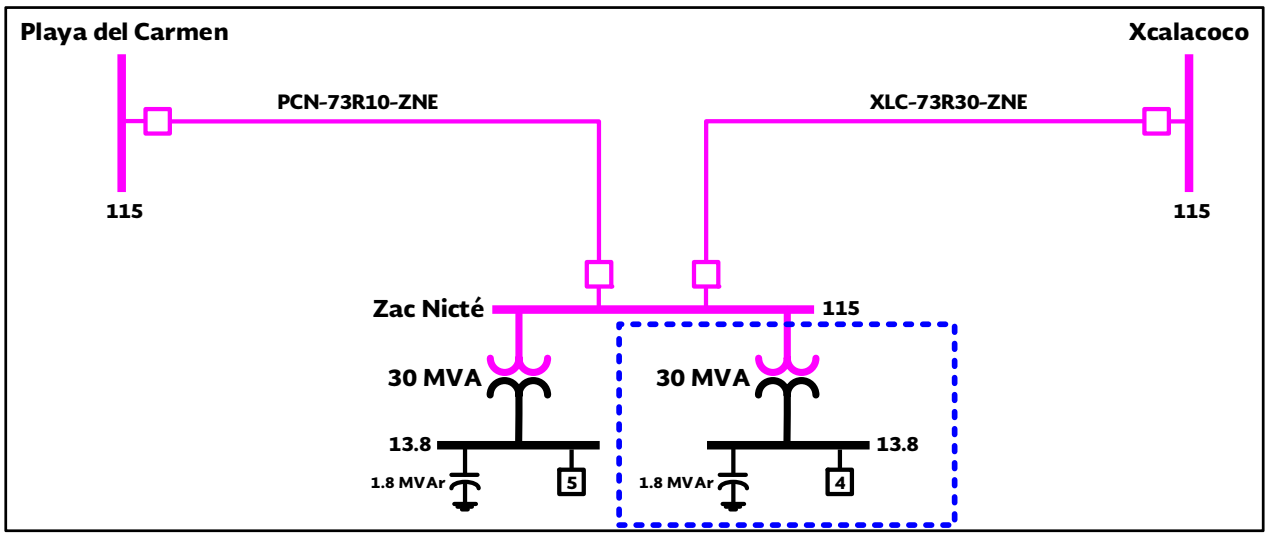
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Zac Nicté Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	ene-21	ene-21	Peninsular
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama con el proyecto Zac Nicté Banco 2



D18-BC1 Carranza Banco 2

Diagnóstico

En base al estudio del mercado eléctrico de la zona Mexicali, así como al reordenamiento requerido por el crecimiento de la ciudad y la necesidad de suministrar energía eléctrica a los clientes actuales y futuros en el polo de desarrollo hacia el oriente de la ciudad de Mexicali, donde se registran altos crecimientos, los cuales, actualmente son atendidos por la subestación eléctrica Carranza,

La subestación eléctrica Carranza cuenta con 35 MVA de capacidad y registró una demanda en 2017 de 32.36 MW.

Dicha zona ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente para los desarrolladores inmobiliarios, propiciado por la necesidad de vivienda que requiere la población, lo que ha propiciado un fenómeno de urbanización y desarrollo en el área de influencia.

Problemática a resolver

El alto crecimiento de la demanda al oriente de la ciudad de Mexicali produce la saturación de la capacidad instalada en la subestación eléctrica Carranza y requiere de incrementar la capacidad de suministro mediante un banco de trasformación en la misma subestación.

Por otro lado, con la entrada en operación de los nuevos alimentadores, se reducirán las pérdidas eléctricas en el nivel de distribución de la energía.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020

Transformación: Ampliación de la subestación eléctrica con un nuevo banco de transformación de 40 MVA y relación de transformación 161/13.8 kV.

Compensación: Banco de capacitores de media tensión 13.8 kV, 2.4 MVAr.

Transmisión: No aplica, e incluye la construcción de línea media tensión (salidas) de 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento del desarrollo residencial y de servicios al oriente de la ciudad de Mexicali, capital del estado de Baja California, adicionalmente, ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación se mantendrá el suministro en esta área de influencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de transformación mediante un banco nuevo a instalar en la subestación eléctrica Mexicali Oriente, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y los circuitos en media tensión para atender el suministro de la demanda.

Sin embargo, el proyecto **Carranza Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y presenta un 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transformación del proyecto Carranza Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza Banco 2 / 2	1	T	40.0	161/13.8	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

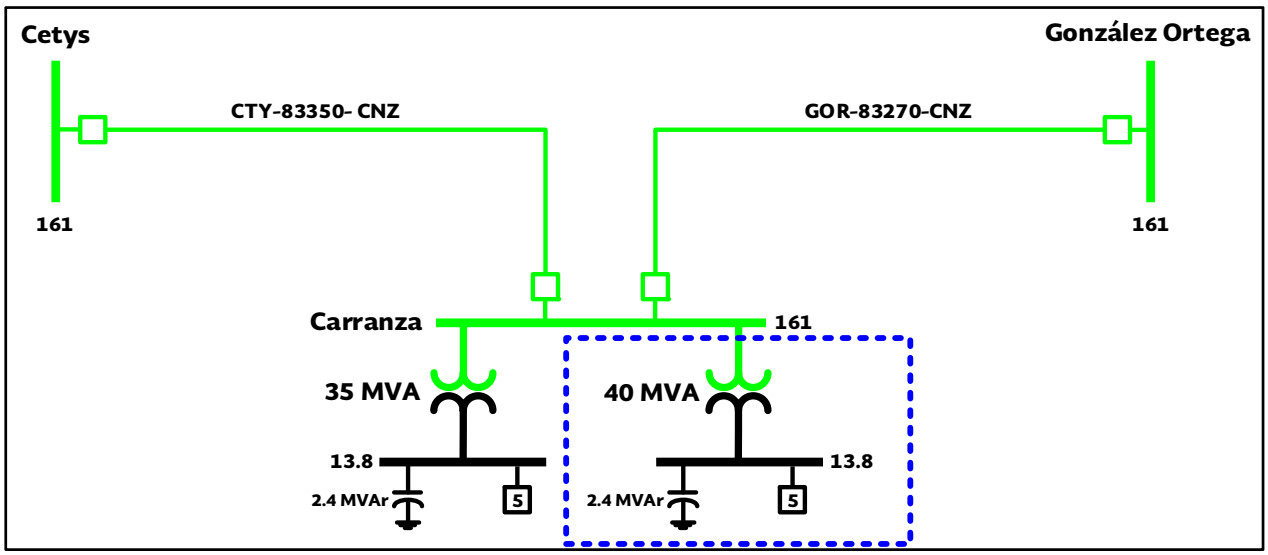
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Carranza Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAr / 2	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Carranza Banco 2



D18-BC2 Pacífico Banco 2

Diagnóstico

En la ciudad de Tijuana se encuentra un área industrial formada por los parques industriales Morelos, Pacífico y Nórdica, los cuales están conformados en su mayoría por servicios industriales en media tensión. Para suministrar el servicio de energía eléctrica a esta parte de la ciudad, así como a una gran área habitacional contigua a los parques industriales, se cuenta con la subestación eléctrica Pacífico con una capacidad instalada de 30 MVA y 5 alimentadores de media tensión satisfaciendo una demanda de 26.8 MW registrada en el año 2016 y se estima su saturación en 2019.

Problemática a resolver

En base al estudio mercado eléctrico de la zona Tijuana, al sureste de la ciudad de Tijuana se espera

un importante crecimiento de medianas industrias, por lo que con la realización de este proyecto se podrá abastecer la demanda requerida en el área de influencia, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Se pronostica que la demanda de la subestación eléctrica Pacífico llegue a 29.5 MW para el año 2019, lo que representaría el 103% de su capacidad, en virtud de lo anterior se requiere la ampliación de la subestación eléctrica Pacífico.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2019

Fecha factible de entrada en operación: junio de 2020

Transformación: Un transformador de potencia con 30 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/69/13.8kV.

Transmisión: Por ser ampliación de subestación eléctrica Pacífico no requiere de obra de transmisión en alta tensión.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del banco 2 en la subestación eléctrica Pacífico, se podrá abastecer la demanda incremental de los parques industriales del área de influencia.

Alternativas analizadas

Como otra alternativa de solución se analizó ampliar la capacidad en la subestación eléctrica Panamericana Distribución, se adicionó un segundo banco de transformación con las siguientes características 1T-30 MVA-115/13.8 kV, y 5 alimentadores en media tensión, sin tener la necesidad de construir obra en alta tensión.

Sin embargo, el proyecto **Pacífico Banco 2** es la opción de menor costo a largo plazo y presenta un mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática en el área de influencia.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%

Obras de transformación del proyecto Pacífico Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pacífico Banco 2 / 2, 28	1	T	30.0	0	jun-19	jun-20	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

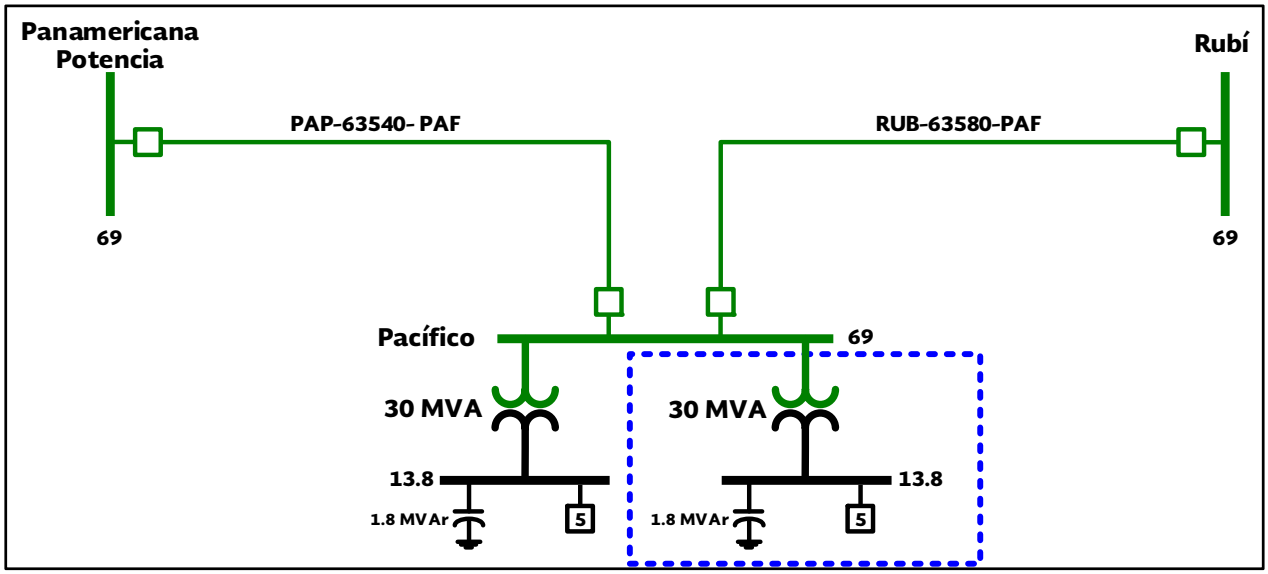
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Obras de compensación del proyecto Pacífico Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pacífico MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-20	Baja California
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Pacífico Banco 2



D18-BC3 Victoria Potencia Banco 1

Diagnóstico

La región sur del valle de Mexicali y de San Luís Río Colorado Sonora, reciben el suministro de energía a través de la subestación eléctrica Chapultepec Potencia, misma que abastece a poblaciones dispersas y alejadas entre sí, así como a usuarios industriales utilizando una red que opera en forma radial en 34.5 kV.

La subestación eléctrica Chapultepec cuenta con dos transformadores de 50 MVA y relación de transformación 230/34.5 kV. El Transformador T-10, suministra de energía en mediana tensión a las subestaciones eléctricas Kilómetro 43 con 40 MVA, Luis B. Sánchez con 14 MVA con relación de transformación 34.5 kV/13.8 kV. El Transformador T-20 suministra de energía en media tensión a las subestaciones eléctricas Chapultepec con 14 MVA, La Bolsa de 12.5 MVA, Golfo 9.38 MVA, Rodríguez 9.38 MVA, Santa Rosa 14 MVA que tienen una relación de transformación 34.5 kV/13.8 kV.

La demanda máxima registrada en el banco de transformación T-10 fue 43.53 MW (50 MVA) en 2017, mientras que el segundo transformador existente en registró una demanda máxima de 47.57 MW (50 MVA), fue un año atípico toda vez que las temperaturas en la región no se presentaron tan altas como en años anteriores.

Se presentan altas pérdidas eléctricas por el suministro a cargas muy distantes, adicionalmente, se presentará la saturación en la capacidad instalada en la subestación eléctrica Chapultepec con las expectativas de crecimiento futuros.

Problemática a resolver

En base al estudio del mercado eléctrico de la zona San Luis Río Colorado se registra un alto crecimiento de la demanda a suministrar en el área de influencia que actualmente se alimenta mediante la subestación eléctrica Chapultepec, lo que produce la saturación de la capacidad instalada en el mediano plazo, por tanto, requiere de incrementar la capacidad en la región que permita atender la demanda pronosticada en el mediano plazo,

Debido a que se tiene una red que opera de forma radial y distante de las subestaciones eléctricas Chapultepec y Parque Industrial San Luis, no es posible realizar transferencias de cargas entre subestaciones en periodos de verano, ya que la red de 34.5 kV hace la función de líneas de subtransmisión que alimentan subestaciones de 34.5/13.8 kV.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2022

Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2022

Transformación: Nuevo banco de 40 MVA de capacidad con relación de transformación 230/13.8 kV.

Compensación: Banco de capacitores de media tensión 13.8 kV, 2.4 MVAr.

Transmisión: Línea de transmisión aérea en 230 kV con una longitud de 11 km y calibre 1113 ACSR.

Adicionalmente, el proyecto considera alimentadores en 230 kV para la línea de transmisión en 230 kV y alimentadores en 13.8 kV para los circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias que permitirán respaldar los circuitos actuales.

En tablas resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto será posible atender el crecimiento al sur del valle de Mexicali y San Luis Río Colorado ante la saturación de los elementos de transformación en la subestación eléctrica Chapultepec.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en el área de influencia, se revisó una opción alterna que consiste en la ampliación de transformación mediante un banco nuevo a instalar en la subestación eléctrica Chapultepec, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de 50 MVA de capacidad y los circuitos en media tensión para atender el suministro de la demanda.

Sin embargo, la nueva subestación eléctrica **Victoria Potencia Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y presenta un mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática, con este proyecto es posible iniciar la expansión de la red de alta tensión hacia el sur del valle de Mexicali y San Luis Río Colorado.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de demanda incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	230	1	11.0	may-22	may-22	Baja California
Total			**11.0**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Victoria Potencia Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia Banco 1 / 2	1	T	40.0	230/13.8	may-22	may-22	Baja California
Total			**40.0**				

T. Transformador

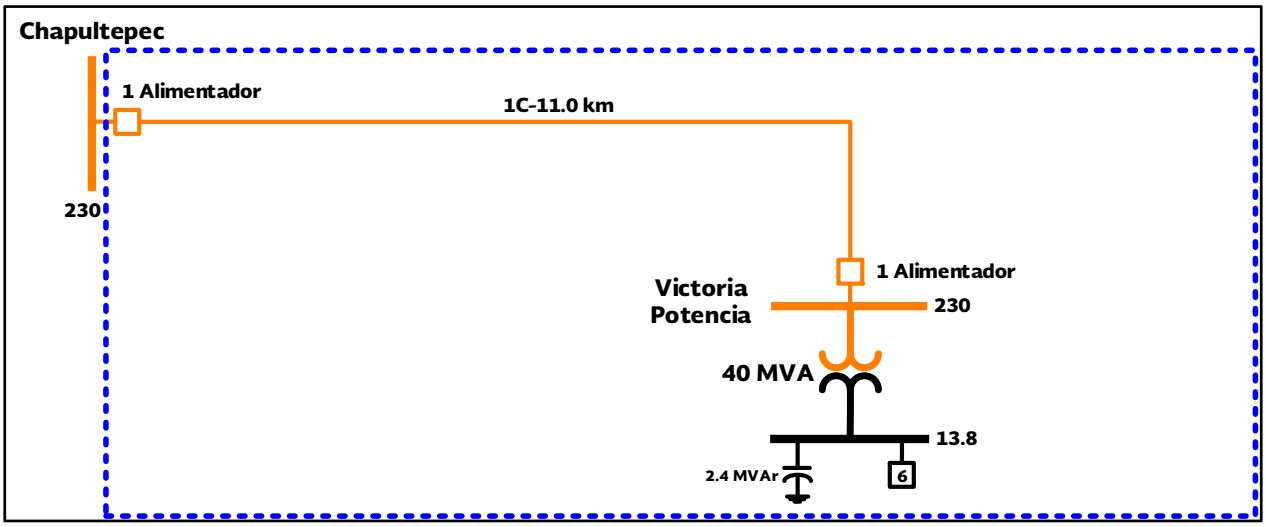
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Victoria Potencia Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Victoria Potencia MVAr / 2	Capacitor	13.8	2.4	may-22	may-22	Baja California
Total			**2.4**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Victoria Potencia Banco 1



D18-BC4 La Encantada Banco 1

Diagnóstico

Al este de la ciudad de Tijuana se encuentra un área industrial formada por los parques industriales Florido, Vesta Park y Valle Bonito, conformada en su mayoría por servicios industriales de fábricas y maquiladoras en media tensión. El suministro del servicio de energía eléctrica al sureste de la ciudad de Tijuana se realiza con la subestación eléctrica Metrópoli con capacidad instalada de 60 MVA y 11 alimentadores de media tensión cubriendo una demanda de 51.21 MW registrada en 2017. Considerando el crecimiento pronosticado en esta parte de la ciudad, se espera que la demanda de la subestación eléctrica Metrópoli rebase su capacidad en 2021.

Problemática a resolver

En base al estudio del mercado eléctrico de la zona Tijuana, motivado por el crecimiento en el desarrollo habitacional, comercial e industrial en el área de influencia, resulta en la saturación de la capacidad instalada en la subestación eléctrica Metrópoli, por tanto, requiere incrementar la capacidad de suministro mediante la subestación eléctrica La Encantada.

Con la realización de este proyecto se podrá abastecer la demanda incremental de las Redes Generales de Distribución, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2021

Fecha factible de entrada en operación: junio de 2021

Transformación: Un transformador con 30 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 115/69/13.8kV. Operación inicial 69/13.8 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAr en 13.8kV.

Transmisión: Construcción de 0.30 km-c de líneas de transmisión en 115 kV, operación inicial en 69 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación de la subestación La Encantada, se podrá abastecer la demanda incremental de los parques industriales, desarrollos habitacionales y centros comerciales del área de influencia.

Alternativas analizadas

La segunda alternativa de solución es ampliar la capacidad en la subestación eléctrica Seminario adicionando el banco 2 con las siguientes características: 1T-30MVA-115/69/13.8 kV, y 5 alimentadores en media tensión, sin tener necesidad de construir línea de alta tensión.

Sin embargo, la opción **La Encantada Banco 1,** presenta mejores índices de rentabilidad económicos y 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2, 14	115	2	0.3	jun-21	jun-21	Baja California
Total			**0.3**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

14/ Operación inicial en 69 kV

Obras de transformación del proyecto La Encantada Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Encantada Banco 1 / 2, 28	1	T	30.0	115/69/13.8	jun-21	jun-21	Baja California
Total			**30.0**				

T. Transformador

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

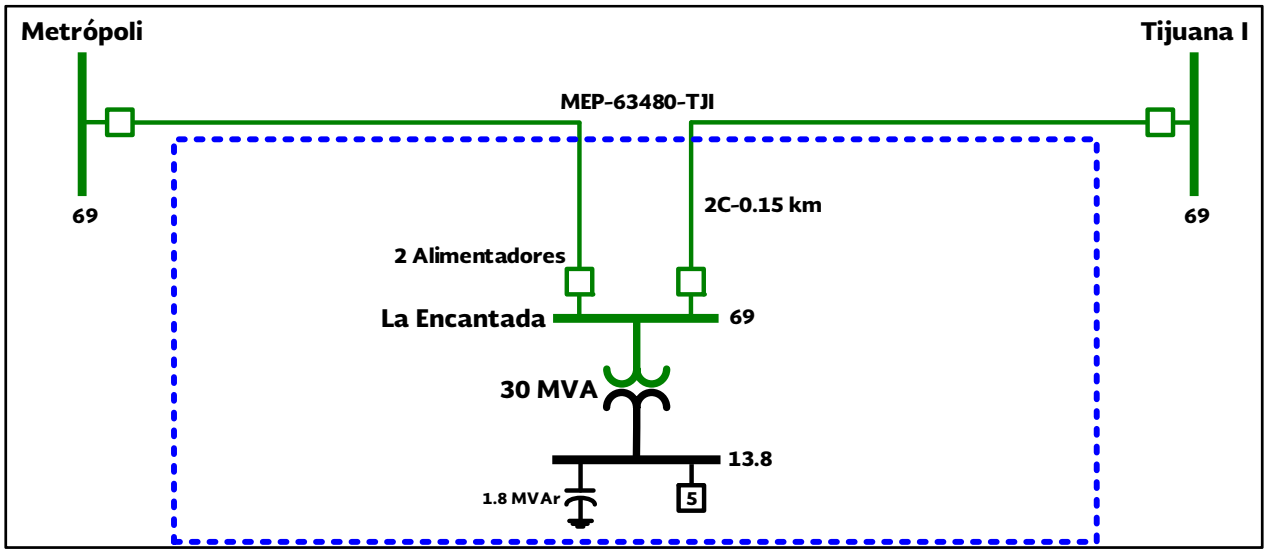
28/ Transformador con relación 115/69/13.8 kV, operación inicial en 69/13.8 kV

Obras de compensación del proyecto Encantada Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Encantada MVAr / 2	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	jun-21	Baja California
Total			**1.8**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto La Encantada Banco 1



D18-BS1 Buena Vista Banco 1

Diagnóstico

Al Noreste del Municipio de los Cabos se encuentra el área Cabo del Este, conformada por los poblados las Cuevas, la Ribera, Cabo Pulmo, Buena Vista, los Barriles, el Cardonal y San Bartolo, además de áreas turísticas de gran impacto para la economía del Municipio de Los Cabos y del estado de Baja California Sur.

Para suministrar el servicio de energía eléctrica, esta área actualmente cuenta con la subestación Santiago de 12.5 MVA y relación transformación 115/34.5 kV. En el año 2017, registró una demanda máxima de 11.47 MW, y para el año 2021 conforme al crecimiento histórico, se estima que la demanda a suministrar supere la capacidad instalada.

Problemática a resolver

Con base al estudio del mercado eléctrico de la zona los Cabos, se registran altas expectativas de crecimiento y nuevos desarrollos turístico en la parte media entre las ciudades de La Paz y San José del Cabo en Baja California Sur, cercana al poblado de Santiago.

El suministro de la demanda en esta región, actualmente se realiza mediante la subestación eléctrica Santiago, se estima un alto crecimiento en el área de influencia que producirá la saturación de la capacidad instalada en la subestación eléctrica Santiago, por tanto, requiere de incrementar la capacidad en la región que permita atender la demanda pronosticada en el mediano plazo.

Con la realización de este proyecto se podrá abastecer la demanda incremental de las Redes Generales de Distribución, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2020

Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021

Transmisión: Construcción de 0.2 km-c de líneas de transmisión en 115 kV.

Transformación: Una nueva subestación con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.

Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAr en 13.8kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la conexión y construcción de nuevas líneas y equipos en media tensión. En tabla resumen y diagrama unifilar simplificado se muestra el alcance del proyecto.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación de la subestación eléctrica Buena Vista, se podrá abastecer la demanda del desarrollo normal de tipo habitacional, turístico y comercial que se instalen en el área de influencia. Adicionalmente, ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación se mantendrá el suministro en esta área de influencia.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna de solución, considerando la ampliación de capacidad en la subestación eléctrica Santiago con 20 MVA y considerando la construcción de la línea de transmisión en media tensión y su red asociada.

Sin embargo, la opción **Buena Vista Banco 1,** presenta mejores índices de rentabilidad económicos y 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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Obras de transmisión del proyecto 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 / 2	115	2	0.2	abr-20	abr-21	Baja California Sur
Total			**0.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de transformación del proyecto Buena Vista Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista Banco 1 / 2	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	abr-21	Baja California Sur
Total			**20.0**				

T. Transformador

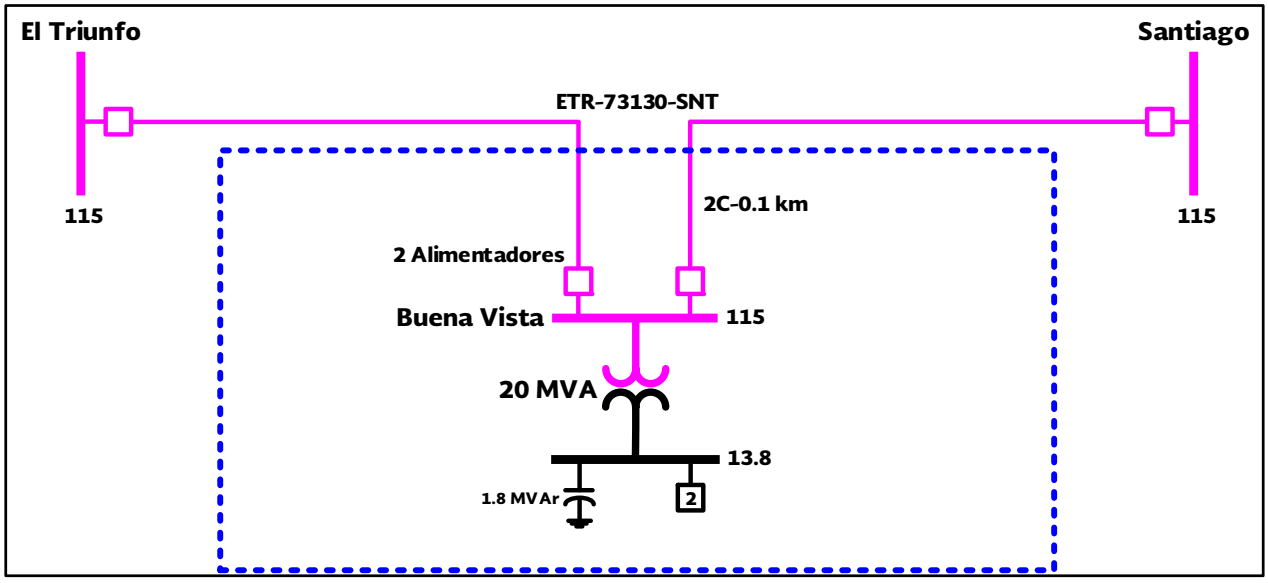
2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Obras de compensación del proyecto Buena Vista Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buena Vista MVAr / 2	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	abr-21	Baja California Sur
Total			**1.2**			

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

Diagrama unifilar simplificado del proyecto Buena Vista Banco 1



Obras de la Macro Red en proceso de análisis

Los proyectos de la Macro Red continúan en análisis con la finalidad de confirmar que técnica y económicamente constituyen la mejor alternativa de expansión de la Red Nacional de Transmisión, con lo que se ampliarán los estudios con la participación conjunta del CENACE, la SENER y la CRE.

La construcción de este proyecto magno permitirá atender el suministro de energía eléctrica, beneficiando a los estados de Aguascalientes, Campeche, Chihuahua, Ciudad de México, Coahuila, Durango, Estado de México, Guanajuato, Jalisco, Nuevo León, Querétaro, Quintana Roo, San Luis Potosí, Sinaloa, Sonora, Tabasco, Tamaulipas, Yucatán y Zacatecas.

Aunado a lo anterior, este proyecto permitirá la interconexión de grandes bloques de generación limpia y de ciclo combinado en gran parte del país ya que se minimizarán las congestiones de red. Por tanto, esta infraestructura permitirá que en 2024 se pueda alcanzar la meta establecida en la Ley de Transición Energética de un 35 % de generación proveniente de energías limpias.

En resumen, con esta infraestructura, se podrá preservar e incluso mejorar la confiabilidad de SEN y aumentará la eficiencia del MEM al permitir integrar fuentes renovables de energía y reducir los costos de congestión.

Por la magnitud de la obra y el impacto que tendrá en el sistema eléctrico, los detalles de su evaluación técnica y económica se presentan en una sección independiente a este capítulo, pero el listado de obras se muestra en los cuados 9.15 a 9.23.

CUADRO 9.15 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO INTERCONEXIÓN SURESTE – PENINSULAR

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	44.0	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	44.0	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace	115	2	22.0	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh entronque Yal-Kú - Aktun-Chen	115	2	22.0	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh - Playacar / 3, 12	115	2	13.5	abr-20	abr-22	Peninsular
Aventura Palace - Akumal II / 8	115	2	16.4	abr-22	abr-22	Peninsular
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Akumal II	115	2	0.2	abr-22	abr-22	Peninsular
Tecpatán entronque Malpaso II - Chicoasén II (A3050)	400	2	3.0	abr-22	abr-23	Oriental
Tecpatán entronque Manuel Moreno Torres - Juile (A3040)	400	2	3.0	abr-22	abr-23	Oriental
Kantenáh - Tecpatán / 6	± 500	2	1,620.0	abr-22	abr-23	Peninsular
Kantenáh - Leona Vicario / 3	400	2	71.0	abr-22	abr-23	Peninsular
Leona Vicario - Kekén / 3, 12	115	2	6.6	abr-22	abr-23	Peninsular
Leona Vicario - Yaxché / 3, 12	115	2	8.2	abr-22	abr-23	Peninsular
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	25.0	abr-22	abr-23	Peninsular
Bonampak - Ixchel / 4, 12	115	2	14.0	abr-22	abr-23	Peninsular
Puerto Juárez - Punta Sam / 4	115	2	0.6	abr-22	abr-23	Peninsular
Total			**1,913.5**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
6/ Corriente Directa
8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre
12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

CUADRO 9.16 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO INTERCONEXIÓN SURESTE - PENINSULAR

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-22	Peninsular
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-23	Peninsular
Tecpatán Estación Convertidora LCC (1er polo)	1	EC	900.0	± 500/400	abr-22	abr-23	Oriental
Kantenáh Estación Convertidora LCC (1er polo)	1	EC	900.0	± 500/400	abr-22	abr-23	Peninsular
Tecpatán Estación Convertidora LCC (2do Polo)	1	EC	900.0	± 500/400	abr-22	abr-24	Oriental
Kantenáh Estación Convertidora LCC (2do Polo)	1	EC	900.0	± 500/400	abr-22	abr-24	Peninsular
Total			**4,600.0**				

T. Transformador

EC. Estación Convertidora

CUADRO 9.17 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO INTERCONEXIÓN SURESTE - PENINSULAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Balam Condensador Síncrono	Condensador	115	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh MVAr (reactor de línea 1) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	abr-22	Peninsular
Kantenáh MVAr (reactor de línea 2) (traslado)	Reactor	400	50.0	abr-20	abr-22	Peninsular
Los Ríos CEV	CEV	115	0(Ind.) / 100(Cap.)	abr-22	abr-23	Oriental
Tecpatán MVAr (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-23	Oriental
Tabasquillo MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-23	Oriental
Tenosique MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-23	Oriental
Kantenáh Condensadores Síncronos	Condensador	115	750(Ind.) / 750(Cap.)	abr-22	abr-23	Peninsular
Total			**2,331.6**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CEV. Compensador Estático de VAr

CUADRO 9.18 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO MACRO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NOROESTE, NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - El Salero	400	2	7.2	abr-18	abr-21	Noreste
Cañada - Aguascalientes Potencia / 17	400	2	0.0	abr-18	abr-21	Occidental
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-18	abr-22	Noroeste
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	115	2	1.2	abr-18	abr-22	Noroeste
Seri - Hermosillo V	400	2	40.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Hermosillo V - Nacozari / 41	400	2	0.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Nacozari - Nuevo Casas Grandes / 41	400	2	0.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo entronque Agua Prieta II - Nacozari / 7	400	2	0.2	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo entronque El Fresnal - Nacozari / 7	400	2	0.2	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo entronque Nuevo Casas Grandes - Nacozari L1 / 37	400	2	0.2	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo entronque Nuevo Casas Grandes - Nacozari L2 / 37	400	2	0.2	abr-18	abr-22	Noroeste
Nuevo Casas Grandes - Moctezuma / 41	400	2	0.0	abr-18	abr-22	Norte
Moctezuma - El Encino / 42	400	2	0.0	abr-18	abr-22	Norte
La Pila entronque Anáhuac Potencia - El Potosí (A3400)	400	2	24.0	abr-22	abr-22	Occidental
La Pila entronque Anáhuac Potencia - El Potosí (A3900)	400	2	24.0	abr-22	abr-22	Occidental
La Pila - San Luis de la Paz II / 3	400	2	95.0	abr-22	abr-22	Occidental
San Luis de la Paz II - El Sauz / 3	400	2	127.0	abr-22	abr-22	Occidental
El Sauz entronque Querétaro Potencia Maniobras - Tula (A3020)	400	2	1.2	abr-22	abr-22	Occidental
El Sauz entronque Querétaro Potencia Maniobras - Tula (A3290)	400	2	0.6	abr-22	abr-22	Occidental
Aguascalientes Potencia - Maniobras Solem / 3, 7	400	2	30.0	abr-20	abr-22	Occidental

... Continuación

CUADRO 9.18 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO MACRO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NOROESTE, NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Solem - Maniobras Cerritos / 3, 7	400	2	64.0	abr-20	abr-22	Occidental
Maniobras Cerritos - Maniobras Santiago / 3, 7	400	2	16.0	abr-20	abr-22	Occidental
Maniobras Santiago - San Luis Potosí / 3, 7	400	2	45.0	abr-20	abr-22	Occidental
El Encino - Punto de Inflexión Francisco Villa	400	2	136.0	abr-22	abr-23	Norte
Punto de Inflexión Francisco Villa - Camargo II / 4	400	2	71.0	abr-22	abr-23	Norte
Camargo II - Lerdo	400	2	660.0	abr-22	abr-23	Norte
Lerdo - Torreón Sur	400	2	70.0	abr-22	abr-23	Norte
Torreón Sur - Derramadero / 3	400	2	258.0	abr-22	abr-23	Norte
Jerónimo Ortiz - Calera / 3	400	2	246.0	abr-23	abr-24	Norte
Calera - Ixtlahuacán / 3	400	2	269.0	abr-23	abr-24	Occidental
Ixtlahuacán entronque Tesistán - Zapotlanejo	400	2	0.6	abr-23	abr-24	Occidental
Total			**2,187.0**			

3/ Tendido del primer circuito
4/ Tendido del segundo circuito
7/ Operación Inicial en 230 kV
17/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1386 MVA
37/ Incluye amarre de las LT Hermosillo V – Nacozari y Nacozari Nuevo Casas Grandes
41 / Cambio de tensión de operación de 230 kV a 400 kV
42 / Cambio de tensión de operación de 230 kV a 400 kV del segundo circuito

CUADRO 9.19 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO MACRO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NOROESTE, NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo V Banco 3	4	AT	500.0	400/230	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo Bancos 1 y 2	7	AT	1,050.0	400/230	abr-18	abr-22	Noroeste
Nuevo Casas Grandes Banco 4	4	AT	500.0	400/230	abr-18	abr-22	Norte
Nuevo Casas Grandes Banco 5	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-22	Norte
Moctezuma Banco 7	3	AT	375.0	400/230	abr-18	abr-22	Norte
El Encino Bancos 1, 2 y 3 (sustitución)	10	AT	1,250.0	400/230	abr-18	abr-22	Norte
La Pila Banco 4	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-22	Occidental
La Pila Banco 5	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-22	Occidental
San Luis de la Paz II Banco 4	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-22	Occidental
El Sauz Banco 10	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-22	Occidental
El Sauz Banco 11	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-22	Occidental
Camargo II Banco 3	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-23	Norte
Lerdo Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-22	abr-23	Norte
Jerónimo Ortiz Banco 4	3	AT	375.0	400/230	abr-23	abr-24	Norte
Calera Banco 4	4	AT	500.0	400/230	abr-23	abr-24	Occidental
Total			**8,550.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador

CUADRO 9.20 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO MACRO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NOROESTE, NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Derramadero MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-18	abr-21	Noreste
Mazatlán II STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-21	abr-22	Noroeste
Hermosillo V MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Hermosillo V MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Castillo MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Nuevo Casas Grandes MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-18	abr-22	Norte
Nuevo Casas Grandes MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-18	abr-22	Norte
Moctezuma MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-18	abr-22	Norte
Industrial Caborca MVAr (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Puerto Libertad MVAr (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Santa Ana MVAr (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Seis de Abril MVAr (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-18	abr-22	Noroeste
La Pila MVAr (reactor de línea 1) (traslado)	Reactor	400	133.3	abr-22	abr-22	Occidental
La Pila MVAr (reactor de línea 2) (traslado)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-22	Occidental
San Luis de la Paz II MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-22	abr-22	Occidental
Camargo II MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	200.0	abr-22	abr-23	Norte
Camargo II MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	150.0	abr-22	abr-23	Norte
Lerdo MVAr (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-23	abr-23	Norte
Torreón Sur MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	133.3	abr-22	abr-23	Norte
Calera MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	133.3	abr-23	abr-24	Occidental
Ixtlahuacán MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	133.3	abr-23	abr-24	Occidental
Total			**2,429.8**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

CUADRO 9.21 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NORESTE Y CENTRO DEL PAÍS

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Regiomontano - El Sauz / 6, 43	± 500	2	689.0	abr-24	abr-24	Noreste
El Sauz - Atlacomulco Potencia	400	2	230.0	abr-24	abr-24	Central
Almoloya entronque Donato Guerra - Nopala	400	2	0.6	abr-24	abr-24	Central
Total			**919.6**			

6/ Corriente Directa

43/ Tendido del primer polo y retorno metálico

CUADRO 9.22 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROYECTO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NORESTE Y CENTRO DEL PAÍS

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Sauz Estación Convertidora LCC (1er Polo)	1	EC	1,800.0	± 500/400	abr-24	abr-24	Occidental
Regiomontano Estación Convertidora LCC (1er Polo)	1	EC	1,800.0	± 500/400	abr-24	abr-24	Noreste
Total			**3,600.0**				

EC. Estación Convertidora

CUADRO 9.23 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROYECTO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NORESTE Y CENTRO DEL PAÍS

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atlacomulco Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-24	abr-24	Central
Atlacomulco Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-24	abr-24	Central
Total			**116.6**			

Proyectos de Transmisión indicativos

Las siguientes tablas muestran los proyectos que se encuentran en proceso de estudio, a los cuales se les denomina como proyectos indicativos. En futuros PAM estos proyectos podrían ser identificados como necesarios para el SEN.

En general, son proyectos con fecha de entrada en operación posterior a 2022.

Entre otros, pueden estar sujetos a que se cumplan las expectativas de crecimiento o a proyectos de generación que se tengan contemplados en la zona de influencia, pero sin certeza de su construcción.

También se incluyen algunos proyectos que se justifican técnicamente, sin embargo, su evaluación económica no resulta positiva para ser considerado dentro del PAM como una obra identificada para su construcción.

Proyectos de Transmisión indicativos propuestos en PAM 2015-2029

P15-OR4 Línea de transmisión Veracruz II - Tamarindo II

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Veracruz II - Tamarindo II / 3	115	2	36.0	abr-15	abr-22	Oriental
Total			**36.0**			

3/ Tendido del primer circuito

M15-OR2 Cable subterráneo Veracruz I - Mocambo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Veracruz I - Mocambo / 12	115	1	4.3	abr-22	abr-22	Oriental
Total			**4.3**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Proyectos de Transmisión indicativos propuestos en PAM 2016-2030

P16-BS1 Monte Real MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Monte Real MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-23	abr-23	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P16-NO3 Caimanero Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Caimanero - Bamoa / 3	115	1	17.5	abr-23	abr-23	Noroeste
Caimanero - Guasave / 3	115	1	5.4	abr-23	abr-23	Noroeste
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II	230	2	31.4	abr-23	abr-23	Noroeste
Caimanero entronque Santa María - Guasave	115	2	10.6	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			**64.9**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Caimanero Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P16-NO4 Mar de Cortés Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Choya - Oriente / 12	115	1	9.3	abr-22	abr-22	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco L1	230	2	0.6	abr-22	abr-22	Noroeste
Total			**9.9**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-22	Noroeste
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mar de Cortés MVAr	Reactor	13.8	21.0	abr-22	abr-22	Noroeste
Total			**21.0**			

P16-OR3 Línea de transmisión Ayutla - Papagayo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ayutla - Papagayo	115	1	56.0	abr-16	abr-22	Oriental
Total			**56.0**			

P16-OR4 Manuel Moreno Torres – San Cristóbal Oriente

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 / 3	115	2	60.0	abr-16	abr-23	Oriental
Total			**60.0**			

3/ Tendido del primer circuito

P16-PE1 Compensación Capacitiva Mérida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida II MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	abr-23	Peninsular
Poniente MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	abr-23	Peninsular
Total			**60.0**			

Proyectos de Transmisión indicativos propuestos en PAM 2017-2031

P17-BC1 Interconexión Parque Industrial San Luis - IID

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial - Punto de Interconexión Frontera (Pilot Knob) / 3	230	2	5.0	abr-20	abr-20	Baja California
Total			**5.0**			

3/ Tendido del primer circuito

P17-BC12 Francisco Villa MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa MVAr	Capacitor	69	16.2	abr-25	abr-25	Baja California
Total			**16.2**			

P17-BC13 Rubí Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rubí Banco 2 / 28	4	AT	300.0	230/115/69	abr-26	abr-26	Baja California
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

28/ Operación Inicial 230/69 kV

P17-BC17 Carranza MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-27	abr-27	Baja California
Total			**21.0**			

P17-BC4 San Vicente - Cañón

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Vicente - Cañón / 3	115	2	14.0	abr-28	abr-28	Baja California
Total			**14.0**			

3/ Tendido del primer circuito

P17-BC5 Cañón CEV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañón CEV	CEV	115	15(Ind.) / 50(Cap.)	abr-21	abr-21	Baja California
Total			**65.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P17-BC7 Seminario MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seminario MVAr	Capacitor	69	16.2	abr-26	abr-26	Baja California
Total			**16.2**			

P17-BC8 La Joya MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Joya MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27	Baja California
Total			**15.0**			

P17-MU2 San Lucas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquital - San Lucas / 3	115	2	28.0	jun-24	jun-24	Mulegé
Total			**28.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lucas Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-24	jun-24	Mulegé
Total			**20.0**				

T. Transformador

P17-NO1 Quiroga - Hermosillo Misión

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quiroga - Hermosillo Misión / 12	115	1	7.5	abr-20	abr-20	Noroeste
Total			**7.5**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P17-NO2 Dynatech - Rolando García Urrea

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dynatech - Rolando García Urrea / 12	115	1	3.1	abr-18	abr-22	Noroeste
Total			**3.1**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P17-NO3 Bácum - Ciudad Obregón II

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bácum - Ciudad Obregón II / 12	115	1	4.3	abr-18	abr-22	Noroeste
Total			**4.3**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P17-NO6 Hermosillo Aeropuerto Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Aeropuerto - Bagotes	115	1	0.6	jun-24	jun-24	Noroeste
Hermosillo Aeropuerto - Hermosillo Loma	115	2	34.0	jun-24	jun-24	Noroeste
Total			**34.6**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Aeropuerto Banco 1	4	AT	300.0	230/115	jun-24	jun-24	Noroeste
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P17-NT3 Mesteñas Banco 3 (traslado)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mesteñas – Tres Hermanos	115	1	32.0	abr-19	oct-21	Norte
Tres Hermanos – Nueva Holanda	115	1	42.5	abr-19	oct-21	Norte
Total			**74.5**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mesteñas Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-19	oct-21	Norte
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mesteñas MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-19	oct-21	Norte
Tres Hermanos MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-19	oct-21	Norte
Total			**45.0**			

P17-NT4 Vicente Guerrero II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vicente Guerrero II - Vicente Guerrero	115	2	14.0	abr-24	abr-24	Norte
Vicente Guerrero II entronque Fresnillo - Jerónimo Ortiz	230	2	0.4	abr-24	abr-24	Norte
Total			**14.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vicente Guerrero II Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-24	abr-24	Norte
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P17-OC1 Valle de Guadalupe MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Guadalupe MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-23	abr-23	Occidental
Total			**30.0**			

P17-OC4 Guadalajara Oriente Banco 3

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Oriente - Zalatitlán	69	1	7.5	abr-24	abr-24	Occidental
Guadalajara Oriente entronque Puente Grande II - Guadalajara II	69	2	10.0	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**17.5**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Oriente Banco 3	4	T	300.0	230/69	abr-24	abr-24	Occidental
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-24	abr-24	Occidental
Total			**675.0**				

AT. Autotransformador

T. Transformador

P17-PE1 Reconstrucción del Tramo Marino de las Líneas de Transmisión Sabancuy - Carmen

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sabancuy - Carmen (Tramo Marino) / 36	230	2	6.6	ene-18	abr-20	Peninsular
Total			**6.6**			

36/ Reconstrucción de torres marinas con estructura de dos circuitos en 230 kV y dos circuitos en 34.5 kV

P17-PE3 Mérida Potencia Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ticul Potencia - Mérida Potencia / 3	400	2	70.0	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**70.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-24	abr-24	Peninsular
Total			**500.0**				

AT. Autotransformador

P17-MR1D Ojo de Agua Potencia STATCOM

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ojo de Agua Potencia STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25	Oriental
Total			**600.0**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

P17-MR2D Red Norte y Occidental

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañada - Potrerillos / 3	400	2	146.5	abr-25	abr-25	Occidental
Lerdo - Punto de Inflexión Torreón Sur / 3	400	2	25.0	abr-26	abr-26	Norte
Parras entronque Parque Solar Villanueva - Ramos Arizpe Potencia	400	2	2.0	abr-26	abr-26	Norte
Parras entronque Torreón Sur - Derramadero	400	2	2.0	abr-26	abr-26	Norte
Punto de Inflexión Torreón Sur - Jerónimo Ortiz / 4	400	2	200.0	abr-26	abr-26	Norte
Potrerillos - Salamanca II / 3	400	2	76.5	abr-26	abr-26	Occidental
Primero de Mayo - Cañada / 3	400	2	220.0	abr-26	abr-26	Occidental
Primero de Mayo - Parras / 3	400	2	210.0	abr-26	abr-26	Occidental
Jerónimo Ortiz - Calera / 4	400	2	245.0	abr-27	abr-27	Norte
Jerónimo Ortiz - Mazatlán II / 3	400	2	220.0	abr-27	abr-27	Norte
Calera - Ixtlahuacán / 4	400	2	260.0	abr-27	abr-27	Occidental
Total			**1,607.0**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Potrerillos MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	50.0	abr-25	abr-25	Occidental
Jerónimo Ortiz MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Norte
Lerdo STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-26	abr-26	Norte
Parras MVAr (reactor de línea 1) (traslado)	Reactor	400	133.3	abr-26	abr-26	Norte
Primero de Mayo MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Occidental
Primero de Mayo Condensador Síncrono	Condensador	400	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-26	abr-26	Occidental
Salamanca II MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-26	abr-26	Occidental
Mazatlán II MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	75.0	abr-27	abr-27	Noroeste
Calera Condensador Síncrono	Condensador	400	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-27	abr-27	Occidental
Calera MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	100.0	abr-27	abr-27	Occidental
Ixtlahuacán MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	100.0	abr-27	abr-27	Occidental
Total			**2,274.9**			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

P17-MR3D Red Oriental, Central y Noreste

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tlaltizapán Potencia - Volcán Gordo / 4	400	2	100.0	abr-26	abr-26	Oriental
El Sauz - Pachuca Potencia	400	2	316.0	abr-27	abr-27	Central
Pachuca Potencia - San Martín Potencia / 3	400	2	92.0	abr-27	abr-27	Central
Jacalitos - Regiomontano / 4	400	2	180.0	abr-27	abr-27	Noreste
Regiomontano - Ternium Maniobras / 4	400	2	35.0	abr-27	abr-27	Noreste
Tepetlixpa - Chalco / 3	230	2	26.0	abr-28	abr-28	Central
Tepetlixpa entronque Yautepec Potencia - Tecali	400	2	2.0	abr-28	abr-28	Central
Tepetlixpa entronque Yautepec Potencia - Topilejo	400	2	2.0	abr-28	abr-28	Central
San Martín Potencia - Tepetlixpa	400	2	166.0	abr-28	abr-28	Oriental
Tula - Pachuca Potencia / 3	400	2	61.0	abr-29	abr-29	Central
Pachuca Potencia - San Martín Potencia / 4	400	2	92.0	abr-30	abr-30	Central
Total			**1,072.0**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Regiomontano Estación Convertidora LCC (2do Polo)	1	EC	1800.0	± 500/400	abr-27	abr-27	Noreste
El Sauz Estación Convertidora LCC (2do Polo)	1	EC	1800.0	± 500/400	abr-27	abr-27	Occidental
Tepetlixpa Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-28	abr-28	Central
Total			**4,100.0**				

AT. Autotransformador
EC. Estación Convertidora

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcán Gordo MVAr (reactor de línea)	Reactor	400	50.0	abr-26	abr-26	Central
Pachuca Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-27	abr-27	Central
Pachuca Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-27	abr-27	Central
Jacalitos MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-27	abr-27	Noreste
San Martín Potencia MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-27	abr-27	Oriental
Tepetlixpa MVAr (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.6	abr-28	abr-28	Central
Tepetlixpa MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-28	abr-28	Central
Tula Condensadores Síncronos	Condensador	400	500(Ind.) / 500(Cap.)	abr-29	abr-29	Central
San Martín Potencia MVAr (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-30	abr-30	Oriental
Total			**1,949.8**			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Proyectos de Transmisión indicativos propuestos en PAM 2018-2032

P18-BC1 Ejidos Mexicali Bancos 1 y 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cucapah - Ejidos Mexicali	400	2	60.0	abr-26	abr-26	Baja California
Ejidos Mexicali - González Ortega	161	2	18.0	abr-26	abr-26	Baja California
Ejidos Mexicali - Maniobras Mexicali	230	2	60.0	abr-26	abr-26	Baja California
Ejidos Mexicali - Tecnológico	230	2	36.0	abr-26	abr-26	Baja California
Ejidos Mexicali entronque González Ortega - Ruiz Cortines	161	2	6.0	abr-26	abr-26	Baja California
Maniobras Mexicali entronque Aeropuerto II - Cerro Prieto III	230	2	0.2	abr-26	abr-26	Baja California
Maniobras Mexicali entronque Sánchez Taboada - Siderúrgica	230	2	0.2	abr-26	abr-26	Baja California
Total			**180.4**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cucapah Banco 3	3	AT	225.0	400/230	abr-26	abr-26	Baja California
Ejidos Mexicali Banco 2	4	T	500.0	400/161	abr-26	abr-26	Baja California
Tijuana I Banco 4	4	AT	300.0	400/230	abr-26	abr-26	Baja California
Total			**1,025.0**				

AT. Autotransformador
T. Transformador

P18-BC2 Tecate MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecate MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-22	Baja California
Total			**15.0**			

P18-BC3 Panamericana Fraccionamiento MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Fraccionamiento MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-23	Baja California
Total			**15.0**			

P18-BS1 Cabo Bello MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Bello MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P18-BS2 Cabo del Sol MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			**15.0**			

P18-BS4 Palmilla MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palmilla MVAr	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			**7.5**			

P18-BS5 Libramiento San José Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento San José - Monte Real	115	2	3.0	abr-27	abr-27	Baja California Sur
Libramiento San José entronque El Palmar - Olas Altas	230	2	4.0	abr-27	abr-27	Baja California Sur
Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo	115	2	20.0	abr-27	abr-27	Baja California Sur
Total			**27.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento San José Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-27	abr-27	Baja California Sur
Total			**133.3**				

AT. Autotransformador

P18-BS7 La Paz MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Paz MVAr	Capacitor	115	15.0	ene-21	abr-21	Baja California Sur
Total			**15.0**			

P18-BS8 El Manglito Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Manglito entronque Cabo Bello - Cabo San Lucas II	115	2	10.0	abr-24	abr-24	Baja California Sur
Total			**10.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Manglito Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-24	abr-24	Baja California Sur
Total			**300.0**				

AT. Autotransformador

P18-MU2 Ojo de Liebre Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ojo de Liebre Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-24	abr-24	Mulegé
Total			**30.0**				

T. Transformador

P18-NO2 Culiacán I ampliación

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Culiacán I - Derivación La Higuera - Culiacán I / 12	115	1	0.2	abr-21	abr-21	Noroeste
Total			**0.2**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P18-NO3 Red Noroeste

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui - La Higuera / 3	400	2	240.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Mazatlán II - La Higuera / 3	400	2	240.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Mazatlán II - Tepic II / 3	400	2	250.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**730.0**			

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVAr	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Noroeste
La Higuera MVAr	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Mazatlán II MVAr	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			**300.0**			

P18-NO4 Eliminar restricciones de LT Subterráneas en la GCR Noroeste

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bácum - Providencia / 12	115	1	0.3	abr-18	abr-22	Noroeste
Hermosillo V - Dynatech / 12	115	1	1.6	abr-18	abr-22	Noroeste
Hermosillo IV - Hermosillo VI / 12	115	1	2.5	abr-18	abr-22	Noroeste
Louisiana - Centenario / 12	115	1	4.0	abr-18	abr-22	Noroeste
Mazatlán I - Mazatlán Centro / 12	115	1	2.4	abr-18	abr-22	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Industrial San Carlos / 12	115	1	1.7	abr-18	abr-22	Noroeste
Total			**12.4**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

P18-OC6 Red Atequiza - Guadalajara II

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara II - El Salto	69	1	5.7	abr-18	abr-21	Occidental
Guadalajara II - Parque Industrial	69	1	3.2	abr-18	abr-21	Occidental
Total			**8.9**			

P18-OR3 Coapan MVAr

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coapan MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-21	Oriental
Total			**30.0**			

P18-OR4 El Castillo Banco 3 y Mazatepec Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Castillo Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-23	abr-23	Oriental
Mazatepec Banco 3	1	AT	100.0	230/115	abr-23	abr-23	Oriental
Total			**200.0**				

AT. Autotransformador

P18-PE3 Lerma Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lerma entronque Escárcega Potencia - Ticul Potencia (A3Q20)	400	2	68.0	abr-26	abr-26	Peninsular
Lerma entronque Escárcega Potencia - Ticul Potencia (A3Q30)	400	2	68.0	abr-26	abr-26	Peninsular
Total			**136.0**			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lerma Banco 2 / 24	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-26	Peninsular
Total			**500.0**				

T. Transformador

24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

P18-PE4 Kantenáh – Leona Vicario

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh - Leona Vicario / 4	400	2	71.0	abr-29	abr-29	Peninsular
Total			**71.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

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 PAM 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 PAM, 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 se cancelan. Con esta información se actualizan las fechas de entrada en operación factibles para considerarlos dentro de los estudios eléctricos del SEN.

Los siguientes cuadros muestran el alcance en metas físicas 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 el apartado anterior, las obras se agrupan por elementos de: transmisión, transformación y compensación.

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Transmisión

OPF-1116D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E4R	Regiomontano - Cadereyta / 3	115	2	7.6	may-16	jul-18	Noreste
E4R	Regiomontano - San Roque	115	2	40.8	may-16	jul-18	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3740)	400	2	27.4	may-16	jul-18	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Tecnológico	115	2	22.0	may-16	jul-18	Noreste
Total				**97.8**			

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	jul-18	Noreste
Total				**500.0**				

T. Transformador

OPF-1410

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
GG1	Mina - Central Diésel Santa Rosalía	34.5	2	3.2	oct-11	jun-18	Mulegé
Total				**3.2**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
GG1	Central Diésel Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	34.5/13.8	oct-11	jun-18	Mulegé
Total				**20.0**				

T. Transformador

OPF-1603

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L77	Lago entronque Madero - Esmeralda / 1, 12	230	2	45.6	nov-15	sep-18	Central
L77	Teotihuacán - Lago / 1	400	2	29.4	nov-15	sep-18	Central
Total				**75.0**			

1/ Obra instruida

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 / 1	2	AT	660.0	400/230	nov-15	sep-18	Central
Total				**660.0**				

AT. Autotransformador

1/ Obra instruida

RP-1653

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	dic-18	Baja California Sur
Total				**4.6**			

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	dic-18	Baja California Sur
Total				**30.0**				

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	dic-18	Baja California Sur
Total				**1.8**			

RP-1655

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L83	Huehuetoca - Punto de Inflexión Nochistongo / 39	85	2	16.6	dic-16	dic-19	Central
L83	Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16	dic-19	Central
Total				**83.8**			

39/ Dos conductores Por fase

OPF-1716

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G3A	El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L1	400	2	105.2	oct-17	feb-18	Noreste
G3A	El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L2 / 3	400	2	30.2	oct-17	feb-18	Noreste
G3A	El Fraile entronque Las Glorias - Villa de García	400	2	3.9	oct-17	feb-18	Noreste
Total				**139.3**			

3/ Tendido del primer circuito

RP-1718

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G38	Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso II	400	2	8.0	nov-17	jul-18	Oriental
Total				**8.0**			

OPF-1723

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
GD4	Cereso - Terranova / 3	230	2	12.9	abr-17	abr-18	Norte
GD4	Cereso entronque Samalayuca - Reforma (93150)	230	2	0.9	abr-17	abr-18	Norte
GD4	Cereso entronque Samalayuca - Reforma (93280)	230	2	1.2	abr-17	abr-18	Norte
GD4	Cereso entronque Samalayuca II - Paso del Norte	230	2	2.0	abr-17	abr-18	Norte
Total				**17.0**			

3/ Tendido del primer circuito

OPF-1805

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	ene-18	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano / 3	400	2	230.7	abr-16	ene-18	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	ene-18	Noreste
Total				**441.8**			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
IA2	Champayán MVAr	Reactor	400	62.0	abr-16	ene-18	Noreste
IA2	Güémez MVAr	Reactor	400	133.3	abr-16	ene-18	Noreste
Total				**195.3**			

OPF-1812

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G1F	Choacahui - Bácum	400	2	249.1	jul-19	jul-19	Noroeste
G1F	Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis II	230	2	27.4	jul-19	jul-19	Noroeste
Total				**276.5**			

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G1F	Bácum MVAr	Reactor	400	75.0	jul-19	jul-19	Noroeste
Total				**75.0**			

OPF-2001A

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0I	Esperanza entronque Subestación Punto P - Subestación Dos	115	2	0.3	abr-18	may-18	Noroeste
O0I	Hermosillo Aeropuerto - Esperanza / 4	230	2	58.7	abr-18	may-18	Noroeste
O1K	Bácum - Obregón IV	230	2	45.4	abr-17	may-18	Noroeste
O1K	Bácum entronque Empalme CC - Obregón III	230	2	18.0	abr-17	may-18	Noroeste
O1X	Santa Ana - Nogales Aeropuerto	230	2	102.6	abr-17	may-18	Noroeste
Total				**225.0**			

4/ Tendido del segundo circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0I	Esperanza Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18	may-18	Noroeste
O0I	Guaymas Cereso Banco 2	4	AT	300.0	230/115	abr-18	may-18	Noroeste
O1K	Bácum Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-17	may-18	Noroeste
O1X	Nogales Aeropuerto Banco 2	3	AT	125.0	230/115	abr-17	may-18	Noroeste
Total				**950.0**				

AT. Autotransformador

OPF-2001B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S49	Central Diésel Los Cabos - El Palmar	230	2	50.8	sep-17	mar-19	Baja California Sur
Total				**50.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
S49	Central Diésel Los Cabos Banco 5 (SF6)	4	AT	300.0	230/115	sep-17	mar-19	Baja California Sur
Total				**300.0**				

AT. Autotransformador

OPF-2002A

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CMO	Silao Potencia entronque Romita - Silao I	115	2	0.1	abr-18	oct-18	Occidental
IM8	El Encino - Moctezuma / 4	400	2	207.5	sep-18	oct-18	Norte
Total				**207.6**			

4/ Tendido del segundo circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CMO	Silao Potencia Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18	oct-18	Occidental
IM8	Moctezuma Bancos 5 y 6	7	AT	875.0	400/230	sep-18	oct-18	Norte
Total				**975.0**				

AT. Autotransformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
IM8	Moctezuma MVAr	Reactor	400	100.0	sep-18	oct-18	Norte
Total				**100.0**			

OPF-2002B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T8P	Cuauhtémoc II - Manitoba	115	2	56.0	feb-19	feb-19	Norte
T8P	Cuauhtémoc II - Quevedo / 4	230	2	92.7	feb-19	feb-19	Norte
T8P	Quevedo - Campo 108 / 3	115	2	68.5	feb-19	feb-19	Norte
Total				**217.2**			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T8P	Cuauhtémoc II Banco 3	3	AT	100.0	230/115/13.8	feb-19	feb-19	Norte
T8P	Quevedo Banco 2	3	AT	100.0	230/115/13.8	feb-19	feb-19	Norte
Total				**200.0**				

AT. Autotransformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T8P	Quevedo MVAr	Reactor	13.8	18.0	feb-19	feb-19	Norte
Total				**18.0**			

OPF-2011

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
GH7	Azufres III (U-18) - Tap Azufres Switcheo	115	1	1.0	dic-17	mar-18	Occidental
GH7	Azufres Switcheo - Azufres Switcheo Sur	115	1	6.0	dic-17	mar-18	Occidental
Total				**7.0**			

OPF-2052

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LBU	Texcoco - La Paz / 5, 18	400	2	52.1	nov-15	may-18	Central
Total				**52.1**			

5/ Recalibración

18/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1500 MVA

OPF-2101

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CLK	León III MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-18	abr-19	Occidental
CLK	León IV MVAr	Capacitor	115	45.0	abr-18	abr-19	Occidental
NK1	Cachanilla MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
NK1	Centro MVAr	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-19	Baja California
NK1	González Ortega MVAr	Capacitor	161	42.0	abr-19	abr-19	Baja California
NK1	Mexicali II MVAr	Capacitor	161	42.0	abr-19	abr-19	Baja California
Total				**216.0**			

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Distribución

OPF-1210I

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Terranova - Rayón	115	1	4.9	jun-19	jun-19	Norte
Total				**4.9**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Rayón Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	jun-19	Norte
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Rayón MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-19	Norte
Total				**1.8**			

OPF-1211D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
C6F	Oblatos entronque Colimilla - Huentitán	69	2	3.3	dic-14	ene-18	Occidental
CII	Tepatitlán - Cuquío	115	1	40.4	may-16	abr-18	Occidental
Total				**43.7**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
C6F	Oblatos Banco 1	1	T	40.0	69/23	dic-14	ene-18	Occidental
CII	Cuquío Banco 1	1	T	20.0	115/23	may-16	abr-18	Occidental
Total				**60.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
C6F	Oblatos MVAr	Capacitor	23	2.4	dic-14	ene-18	Occidental
CII	Cuquío MVAr	Capacitor	23	1.2	may-16	abr-18	Occidental
Total				**3.6**			

OPF-1212F

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R4Y	Comalcalco Sur entronque Comalcalco - Tulipán	115	2	1.0	nov-09	abr-18	Oriental
RL5	Río Grande - Río Grande Switcheo	115	1	27.0	dic-20	dic-20	Oriental
Total				**28.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R4Y	Comalcalco Sur Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	nov-09	abr-18	Oriental
RL5	Río Grande Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	dic-20	dic-20	Oriental
Total				**29.4**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R4Y	Comalcalco Sur MVAr	Capacitor	13.8	1.2	nov-09	abr-18	Oriental
RL5	Río Grande MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-20	dic-20	Oriental
Total				**1.8**			

OPF-1212H

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R91	Xalostoc entronque Zocac - Cuauhtémoc	115	2	2.0	ene-21	dic-21	Oriental
Total				**2.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R91	Xalostoc Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ene-21	dic-21	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R91	Xalostoc MVAr	Capacitor	13.8	1.2	ene-21	dic-21	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1212I

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	feb-17	jun-18	Oriental
Total				**40.6**			

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	feb-17	jun-18	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
R2Z	Cuetzalan MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-17	jun-18	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1320E

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	jun-19	Noroeste
Total				**30.5**			

OPF-1323B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P40	Kohunlich (Parque Industrial) entronque Popolnáh - Canek	115	2	3.0	may-18	may-18	Peninsular
PC5	Ucú entronque Poniente - Hunucmá	115	2	0.3	may-18	may-18	Peninsular
Total				**3.3**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P40	Kohunlich (Parque Industrial) Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	may-18	may-18	Peninsular
PC5	Ucú Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-18	may-18	Peninsular
Total				**50.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P40	Kohunlich (Parque Industrial) MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-18	may-18	Peninsular
PC5	Ucú MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-18	may-18	Peninsular
Total				**3.0**			

OPF-1420C

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EQ3	Estrella entronque Güémez - Victoria	115	2	0.6	dic-16	ene-18	Noreste
Total				**0.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EQ3	Estrella Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	ene-18	Noreste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EQ3	Estrella MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	ene-18	Noreste
Total				**1.8**			

OPF-1420F

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías entronque San Nicolás - Universidad	115	2	3.6	abr-24	abr-24	Noreste
Total				**3.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noreste
E0D	Rangel Frías Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noreste
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-24	dic-24	Noreste
E0D	Rangel Frías MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Noreste
Total				**2.4**			

OPF-1420G

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBA	Ruiz Cortínez entronque Juan José Ríos - Leyva Solano	115	2	2.0	sep-13	may-18	Noroeste
Total				**2.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBA	Ruiz Cortínez Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	sep-13	may-18	Noroeste
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBA	Ruiz Cortínez MVAr	Capacitor	34.5	1.2	sep-13	may-18	Noroeste
Total				**1.2**			

OPF-1521D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú entronque Aktun-Chen - Playa del Carmen / 12	115	2	1.0	abr-18	abr-20	Peninsular
Total				**1.0**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-20	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-20	Peninsular
Total				**1.8**			

OPF-1620

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán - Xochimilco	230	2	8.6	ago-13	dic-18	Central
Total				**8.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	dic-18	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB3	Culhuacán MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	dic-18	Central
Total				**18.0**			

OPF-1620B

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	abr-19	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	abr-19	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	abr-18	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	abr-19	Central
Total				**26.2**			

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	abr-19	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	abr-19	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	abr-19	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	ago-20	Central
Total				**420.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAE	Aragón MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	abr-19	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	abr-19	Central
LAK	Moctezuma MVAr	Capacitor	23	25.2	ago-13	abr-19	Central
LAU	Pachuca MVAr	Capacitor	23	12.6	dic-18	ago-20	Central
Total				**73.8**			

OPF-1621D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAR	Conalep entronque Macuspana II - El Zopo	115	2	5.0	dic-13	ago-18	Oriental
Total				**5.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAR	Conalep Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-13	ago-18	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAR	Conalep MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-13	ago-18	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1621E

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	dic-12	abr-19	Oriental
Total				**12.0**			

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	dic-12	abr-19	Oriental
Total				**20.0**				

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	dic-12	abr-19	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1621G

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga - Bagotes	115	1	5.8	jun-13	may-18	Noroeste
Total				**5.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-13	may-18	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	may-18	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-1720

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOA	Caracol entronque Cerro Gordo - Valle de México	230	2	2.0	nov-17	jun-18	Central
Total				**2.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0A	Caracol Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	nov-17	jun-18	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0A	Caracol MVAr	Capacitor	23	18.0	nov-17	jun-18	Central
Total				**18.0**			

OPF-1720B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	dic-19	Central
Total				**17.4**			

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	dic-19	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L0B	Chicoloapan MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-14	dic-19	Central
Total				**18.0**			

OPF-1721B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Cumbres - San Cristóbal - Santander	138	1	17.4	abr-19	abr-21	Noreste
Total				**17.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Santander Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-19	abr-21	Noreste
E0Z	Cumbres Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	abr-20	Noreste
Total				**60.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Santander MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-21	Noreste
E0Z	Cumbres Poniente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	abr-20	Noreste
Total				**3.6**			

OPF-1721D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TS4	Chávez I - Batopilas / 3	115	2	17.2	ene-18	ene-18	Norte
TX5	Namiquipa entronque Ruiz Cortínez - Nicolás Bravo	115	2	0.4	ene-18	ene-18	Norte
Total				**17.6**			

3/ Tendido del primer circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TX5	Namiquipa Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	ene-18	ene-18	Norte
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TX5	Namiquipa MVAr	Capacitor	34.5	1.8	ene-18	ene-18	Norte
Total				**1.8**			

OPF-1721E

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro entronque La Higuera - Culiacán I	115	2	4.8	dic-14	ene-20	Noroeste
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	10.0	jul-15	ene-20	Noroeste
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.0	may-14	ene-20	Noroeste
Total				**22.8**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-14	ene-20	Noroeste
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jul-15	ene-20	Noroeste
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-14	ene-20	Noroeste
Total				**70.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O0C	Villas del Cedro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-14	ene-20	Noroeste
O0D	Angostura MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jul-15	ene-20	Noroeste
O0D	Los Algodones MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-14	ene-20	Noroeste
Total				**4.2**			

OPF-1721F

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca entronque Santa Ana - Cerro Cañedo	115	2	0.2	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				**0.2**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				**12.5**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca MVAr	Capacitor	13.8	0.7	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				**0.7**			

OPF-1722B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0A	Balam - Kekén / 22	115	2	4.3	mar-18	mar-18	Peninsular
Total				**4.3**			

22/ Tendido del primer circuito en tramo subterráneo y tendido del segundo circuito en tramo aéreo

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0A	Kekén Banco 1	1	T	40.0	115/34.5	mar-18	mar-18	Peninsular
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0A	Kekén MVAr	Capacitor	34.5	2.4	mar-18	mar-18	Peninsular
Total				**2.4**			

OPF-1722C

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque entronque Chinameca II - Acayucan	115	2	3.5	mar-17	feb-19	Oriental
Total				**3.5**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-17	feb-19	Oriental
Total				**40.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque MVAr	Capacitor	13.8	2.4	mar-17	feb-19	Oriental
Total				**2.4**			

OPF-1820

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla entronque Victoria - Nochistongo	230	2	1.6	dic-18	dic-18	Central
L96	Lago de Guadalupe entronque Cofradía - Remedios	230	2	0.8	mar-17	dic-18	Central
LA8	Condesa - Tacubaya	230	1	4.6	mar-17	abr-18	Central
LBS	Aeropuerto entronque Aurora - Santa Cruz	230	2	17.0	abr-22	dic-23	Central
Total				**24.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla Banco 1 (SF6)	1	T	60.0	230/23	dic-18	dic-18	Central
L96	Lago de Guadalupe Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	mar-17	dic-18	Central
LA8	Condesa Banco 1 (sustitución SF6)	1	T	60.0	230/23	mar-17	abr-18	Central
LBS	Aeropuerto Banco 1 (SF6)	1	T	60.0	230/23	abr-22	dic-23	Central
LBT	Toluca Bancos 1 y 2 (modernización)	2	T	120.0	230/23	dic-14	abr-18	Central
Total				**420.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
L93	Xochitla MVAr	Capacitor	23	9.0	dic-18	dic-18	Central
L96	Lago de Guadalupe MVAr	Capacitor	23	18.0	mar-17	dic-18	Central
LA8	Condesa MVAr	Capacitor	23	9.0	mar-17	abr-18	Central
LBS	Aeropuerto MVAr	Capacitor	23	9.0	abr-22	dic-23	Central
LBT	Toluca MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-14	abr-18	Central
Total				**63.0**			

OPF-1821

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero entronque Progreso - San Luis Potosí II	115	2	4.6	may-15	jul-19	Occidental
RP6	Acuitlapilco entronque Contla - Santa Ana Chiautempan	115	2	0.1	ene-19	dic-19	Oriental
Total				**4.7**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-15	jul-19	Occidental
E60	Laguna del Conejo Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ene-18	ene-18	Noreste
E6F	Mirador Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	jun-16	abr-23	Noreste
E7S	Río Verde Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	may-14	abr-18	Noreste
RP6	Acuitlapilco Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ene-19	dic-19	Oriental
Total				**150.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CA6	Sendero MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-15	jul-19	Occidental
E60	Laguna del Conejo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ene-18	ene-18	Noreste
E6F	Mirador MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-16	abr-23	Noreste
E7S	Río Verde MVAr	Capacitor	34.5	1.8	may-14	abr-18	Noreste
RP6	Acuitlapilco MVAr	Capacitor	13.8	1.8	ene-19	dic-19	Oriental
Total				**9.0**			

OPF-1821E

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CLM	Aguascalientes I - Calvillo - Salitre	115	1	52.0	abr-15	dic-18	Occidental
CLQ	Aguascalientes Potencia - Peñuelas - Encarnación	115	1	21.8	abr-15	abr-19	Occidental
CLR	San Luis de la Paz - San José Iturbide	115	1	28.2	abr-15	abr-19	Occidental
Total				**102.0**			

OPF-1821G

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-15	feb-20	Noroeste
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-16	feb-20	Noroeste
Total				**7.8**			

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	115/13.8	may-15	feb-20	Noroeste
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-16	feb-20	Noroeste
Total				**50.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O1W	Santa María MVAr	Capacitor	13.8	1.2	may-15	feb-20	Noroeste
O2B	Lomas de Anza MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-16	feb-20	Noroeste
Total				**3.0**			

OPF-1821J

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis entronque El Canadá - Residuales Norte	115	2	7.0	abr-22	abr-22	Noreste
Total				**7.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Noreste
EST	Cumbres Poniente Banco 3	1	T	30.0	115/13.8	jun-24	jun-24	Noreste
Total				**70.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	abr-22	Noreste
EST	Cumbres Poniente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-24	jun-24	Noreste
Total				**4.2**			

OPF-1920

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBH	La Reina entronque Las Trancas - Cementos Moctezuma	115	2	0.5	dic-16	feb-18	Oriental
Total				**0.5**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBH	La Reina Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	feb-18	Oriental
Total				**20.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RBH	La Reina MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	feb-18	Oriental
Total				**1.2**			

OPF-1920C

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0D	Laguna de Términos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	mar-18	abr-21	Peninsular
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0D	Laguna de Términos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	mar-18	abr-21	Peninsular
Total				**1.8**			

OPF-1920D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Popular - Lucero	115	1	17.2	feb-18	feb-18	Norte
T5R	El Trébol entronque Mesteñas - Oasis	115	2	25.2	feb-18	feb-18	Norte
Total				**42.4**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Lucero Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	feb-18	feb-18	Norte
T5R	El Trébol Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	feb-18	feb-18	Norte
Total				**50.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T4R	Lucero MVAr	Capacitor	13.8	1.2	feb-18	feb-18	Norte
T5R	El Trébol MVAr	Capacitor	34.5	1.8	feb-18	feb-18	Norte
Total				**3.0**			

OPF-1920E

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena entronque Polvorín - Enertek	115	2	1.6	dic-16	jun-18	Noreste
RBG	Papantla Distribución entronque Tajín - Tepeyac	115	2	0.4	dic-16	sep-18	Oriental
Total				**2.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	jun-18	Noreste
RBG	Papantla Distribución Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	sep-18	Oriental
Total				**50.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
EA6	Elena MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	jun-18	Noreste
RBG	Papantla Distribución MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	sep-18	Oriental
Total				**3.0**			

OPF-1920F

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	1.0	dic-16	mar-20	Noroeste
Total				**1.0**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	mar-20	Noroeste
Total				**30.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	mar-20	Noroeste
Total				**1.8**			

OPF-2020

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente entronque Nuevo Vallarta - Jarretaderas	115	2	2.0	dic-17	abr-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola entronque Sayula - Ciudad Guzmán	115	2	12.0	dic-17	feb-19	Occidental
O1R	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	26.6	dic-17	mar-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal entronque El Fuerte - Carrizo	115	2	0.2	dic-17	abr-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal entronque Los Mochis II - El Fuerte	115	2	0.2	dic-17	abr-20	Noroeste
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	20.2	dic-17	may-20	Noroeste
P1F	Isla de Tris entronque Sabancuy - Carmen	115	2	0.4	abr-19	abr-21	Peninsular
RBL	Aluminio entronque Veracruz II - Jardín	115	2	0.2	abr-18	mar-19	Oriental
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	ene-22	dic-22	Oriental
RBO	Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	dic-17	may-20	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	may-20	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	may-20	Oriental
RBR	Canticas - López Mateos (Sust. Aéreo - Subterráneo) / 12	115	1	3.1	dic-17	ago-18	Oriental
RBR	Canticas - Vistamar (Sust. Aéreo - Subterráneo) / 12	115	1	1.1	dic-17	ago-18	Oriental
RBR	López Mateos - Pajaritos II (Sust. Aéreo - Subterráneo) / 12	115	1	3.3	dic-17	ago-18	Oriental
RBR	Pajaritos II - Puerto Franco - López Mateos / 12	115	2	10.9	dic-17	ago-18	Oriental
RBR	Pajaritos II - Puerto Franco (Sust. Aéreo - Subterráneo) / 12	115	1	2.3	dic-17	ago-18	Oriental
RBR	Vistamar - Puerto Franco (Sust. Aéreo - Subterráneo) / 12	115	1	6.2	dic-17	ago-18	Oriental
Total				**165.7**			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	abr-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola Banco 1	1	T	30.0	115/23	dic-17	feb-19	Occidental
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	mar-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-17	abr-20	Noroeste
P1F	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-21	Peninsular
P1G	Mayakobá Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-21	Peninsular
RBL	Aluminio Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	mar-19	Oriental
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	ene-22	dic-22	Oriental
Total				**240.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	abr-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola MVAr	Capacitor	23	1.8	dic-17	feb-19	Occidental
O1R	Chinitos MVAr	Capacitor	34.5	1.8	dic-17	mar-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-17	abr-20	Noroeste
P1F	Isla de Tris MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-21	Peninsular
P1G	Mayakobá MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-21	Peninsular
RBL	Aluminio MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	mar-19	Oriental
RBM	Gaviotas MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na MVAr	Capacitor	13.8	1.2	ene-22	dic-22	Oriental
Total				**14.4**			

RP-2051

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
NH9	San Quintín MVAr	Capacitor	115	7.5	jun-19	abr-21	Baja California
Total				**7.5**			

OPF-2120

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	jul-20	Central
L78	Juandhó - Apasco	85	2	60.6	dic-16	jul-20	Central
O2D	Portales entronque Hermosillo IV - Hermosillo II	115	2	0.3	abr-18	feb-18	Noroeste
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	abr-18	jun-20	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	abr-18	jun-20	Noroeste
RBF	Boca del Monte - Huatusco	115	1	20.3	jun-20	jun-20	Oriental
Total				**166.3**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2D	Portales Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-18	feb-18	Noroeste
O5K	Évora Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	jun-20	Noroeste
O5L	Mochis Centro Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	feb-18	Noroeste
P0H	Ah-Kim-Pech Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Peninsular
RBF	Boca del Monte Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-20	jun-20	Oriental
Total				**140.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O2D	Portales MVAr	Capacitor	13.8	2.4	abr-18	feb-18	Noroeste
O5K	Évora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	jun-20	Noroeste
O5L	Mochis Centro MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	feb-18	Noroeste
P0H	Ah-Kim-Pech MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Peninsular
RBF	Boca del Monte MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jun-20	jun-20	Oriental
Total				**8.4**			

OPF-2120B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	ago-13	ago-19	Central
Total				**7.6**			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	ago-19	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LB8	Fisisa MVAr	Capacitor	23	18.0	ago-13	ago-19	Central
Total				**18.0**			

OPF-2120C

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LA7	Morales - Verónica	230	1	4.7	dic-13	dic-19	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	dic-19	Central
Total				**7.9**			

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	dic-19	Central
Total				**120.0**				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LA7	Morales MVAr	Capacitor	23	18.0	dic-13	dic-19	Central
Total				**18.0**			

Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución

Para la atención del suministro de energía eléctrica en el nivel de distribución se requieren refuerzos de transformación que permitan llevar la energía de niveles de tensión de transmisión y subtransmisión hacia la red 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 proyectos que están en proceso de construcción, de los cuales CFE Distribución ha informado al CENACE.

Estos han sido revisados respecto a su factibilidad técnica de interconexión a la RNT del MEM por el CENACE. En su mayoría están previstos entren en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 2 años.

En los cuadros siguientes se muestran los proyectos por aportaciones que se encuentran en proceso de construcción.

A18-CE1 Matilde Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Reforma entronque Tizayuca - Parque Industrial Reforma / 10	230	2	101.4	dic-19	nov-21	Central
Total			**101.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matilde Banco 1 y 2 / 10	2	T	120.0	230/23	dic-19	nov-21	Central
Total			**120.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matilde MVAr / 10	Capacitor	23	9.0	dic-19	nov-21	Central
Total			**9.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE2 Condesa Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Condesa Banco 2 / 10	1	T	60.0	230/23	dic-19	dic-19	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Condesa MVAr / 10	Capacitor	23	9.0	dic-19	dic-19	Central
Total			**9.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE3 Diana Bancos 1 y 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diana - Narvarte / 10, 12	230	1	5.3	dic-13	ene-18	Central
Total			**5.3**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diana Bancos 1 y 2 / 10	2	T	120.0	230/23	dic-13	ene-18	Central
Total			**120.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diana MVAr / 10	Capacitor	23	18.0	dic-13	ene-18	Central
Total			**18.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE4 Santa Fe Bancos 1, 2 y 3

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe entronque Águilas - Contadero / 10, 12	230	2	5.9	jul-20	jul-20	Central
Total			**5.9**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe Bancos 1, 2 y 3 / 10	3	T	180.0	230/23	jul-20	jul-20	Central
Total			**180.0**				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVAr / 10	Capacitor	23	27.0	jul-20	jul-20	Central
Total			**27.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE5 Valle San Pedro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro entronque Victoria - Valle de México / 10	230	2	2.0	dic-18	dic-18	Central
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro Banco 1 / 10	1	T	60.0	230/23	dic-18	dic-18	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle San Pedro MVAr / 10	Capacitor	23	9.0	dic-18	dic-18	Central
Total			**9.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE6 Las Américas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas entronque Victoria - Nochistongo / 10	230	2	2.0	jun-18	jun-18	Central
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas Banco 1 / 10	1	T	60.0	230/23	jun-18	jun-18	Central
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas MVAr / 10	Capacitor	23	9.0	jun-18	jun-18	Central
Total			**9.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-CE7 Ciudad Bicentenario Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario - Nochistongo / 10	115	1	4.5	dic-18	dic-18	Central
Total			**4.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/23	dic-18	dic-18	Central
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudad Bicentenario MVAr / 10	Capacitor	23	9.0	dic-18	dic-18	Central
Total			**9.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR1 Acatzingo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatzingo Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR2 San Lorenzo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Lorenzo MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR3 Xoxtla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xoxtla (Coronango) entronque San Lorenzo Potencia - Tonantzintla / 10	115	2	0.1	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**0.1**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xoxtla (Coronango) Banco 1 (SF6) / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xoxtla (Coronango) MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR5 Vega de Alatorre Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vega de Alatorre Banco 1 (traslado) / 10	1	T	9.4	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR6 Altotonga II Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Altotonga II Banco 1 (traslado) / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR7 La Guadalupe Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Guadalupe Banco 1 (traslado) / 10	1	T	6.3	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**6.3**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR8 Capilla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla - Guayabo / 10	115	1	8.0	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**8.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Capilla MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR9 Playa Vicente Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Playa Vicente Banco 1 (traslado) / 10	1	T	12.5	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR10 Isla Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Isla Banco 1 (traslado) / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR11 Gabino Barreda Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Gabino Barreda Banco 1 (traslado) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR12 Tuxtepec II Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tuxtepec II Banco 1 (traslado) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR13 Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-16	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR14 Las Choapas II Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Choapas II Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR15 Agua Dulce Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Agua Dulce Banco 2 (traslado) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR16 Sánchez Taboada Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Sánchez Taboada Banco 1 (traslado) / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR18 Cardel Banco 1 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cardel Banco 1 (traslado) / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR19 Punta Limón Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta Limón Banco 2 (traslado) / 10	1	T	9.4	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR20 Ocosingo Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ocosingo Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR21 Oaxaca II Banco 3 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oaxaca II Banco 3 (traslado) / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Oaxaca II MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR22 Mitla Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla Banco 2 (traslado) / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR23 Cacaluta Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cacaluta entronque Huatulco - Conejos / 10	115	2	13.4	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**13.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cacaluta Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cacaluta MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Oriental
Cacaluta MVAr / 10	Capacitor	115	15.0	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**16.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR24 Magueyitos Banco 1 y 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Magueyitos entronque Conejos / 10	115	2	6.0	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**6.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Magueyitos Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Magueyitos Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**50.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Magueyitos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Oriental
Magueyitos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-19	Oriental
Magueyitos MVAr / 10	Capacitor	115	15.0	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**18.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR26 Tapachula Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Oriente Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-16	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Oriente MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-16	dic-18	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR27 Huimanguillo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huimanguillo Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR28 Simojovel Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-17	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR29 Cecilio del Valle Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cecilio del Valle Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-17	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR30 Huixtla II Banco 1 (sustitución)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II entronque Belisario Domínguez - Huixtla / 10	115	2	2.6	abr-18	dic-20	Oriental
Total			**2.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	dic-20	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huixtla II MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	dic-20	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR31 San Cristóbal Oriente Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Oriente Banco 2 (traslado) / 10	1	T	12.5	115/34.5	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**12.5**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR32 Salina Cruz Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salina Cruz Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR33 Tapachula Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-17	dic-18	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR34 Mapastepec Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mapastepec Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mapastepec MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR35 Las Haciendas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas entronque Kilómetro Veinte - Villahermosa Centro / 10	115	2	0.1	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**0.1**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR36 Santo Domingo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo entronque Villahermosa Norte - Tabasquillo / 10	115	2	7.0	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**7.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-19	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR37 Parrilla Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parrilla Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-16	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parrilla MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-16	dic-19	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR38 Pomoca Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pomoca Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-15	dic-19	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pomoca MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-15	dic-19	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR39 Teapa Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Teapa Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-16	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Teapa MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-16	dic-18	Oriental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR40 Villahermosa Poniente Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Villahermosa Poniente Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/34.5	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR41 Casa Blanca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca entronque Ciudad Industria - Villahermosa I / 10	115	2	5.6	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**5.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-18	dic-18	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR42 El Country Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Country entronque Villahermosa Poniente - La Choca / 10	115	2	4.2	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**4.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Country Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Country MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR43 Api Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api entronque Paraíso - Dos Bocas Pemex / 10	115	2	0.3	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**0.3**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	dic-18	Oriental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR44 Tulipán Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tulipán Banco 2 / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-17	abr-18	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR45 Mezcalapa Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezcalapa Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	9.4	115/13.8	dic-17	dic-18	Oriental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR46 Santa Rosa Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Rosa Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-15	abr-18	Oriental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR53 Comalcalco Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comalcalco Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-16	ene-18	Oriental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OR54 Trinitaria - Frontera Comalapa

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trinitaria - Frontera Comalapa / 10	115	1	56.8	mar-15	jun-18	Oriental
Total			**56.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC1 San Miguel Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Miguel Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC2 San Juan Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC3 San Jorge Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jorge Banco 3 / 10	1	T	20.0	69/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jorge MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC4 Puente Grande II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puente Grande II Banco 2 / 10	1	T	20.0	69/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puente Grande II MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC5 Santa Cruz Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	40.0	69/23	abr-18	abr-21	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz MVAr / 10	Capacitor	23	2.4	abr-18	abr-21	Occidental
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC6 Atotonilquillo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atotonilquillo entronque San Jorge - Poncitlán / 10	115	2	2.0	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atotonilquillo Banco 1 / 10	1	T	9.3	115/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**9.3**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Atotonilquillo MVAr / 10	Capacitor	23	0.6	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC7 Volcanes Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcanes Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	9.3	69/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**9.3**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcanes MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC8 Tamarindos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamarindos Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamarindos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC10 Banderas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Banderas Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC11 Guayabitos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guayabitos Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guayabitos MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC12 Pinar Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pinar Banco 2 / 10	1	T	20.0	69/23	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pinar MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC13 El Refugio Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Refugio entronque Tepatitlán - Capilla / 10	115	2	2.0	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Refugio Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/23	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Refugio MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-19	abr-23	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC14 Autlán Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Autlán Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/23	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC15 Santa María Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María entronque Servicios El Cajón - Chapalilla / 10	115	2	2.0	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María Banco 1 / 10	1	T	9.3	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**9.3**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC16 Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas entronque Guadalajara I - El Sol / 10	69	2	2.0	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Banco 1 / 10	1	T	40.0	69/23	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas MVAr / 10	Capacitor	23	2.4	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC17 Bugambilias Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bugambilias Banco 2 / 10	1	T	40.0	69/23	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bugambilias MVAr / 10	Capacitor	23	2.4	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC18 El Grullo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Grullo Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/23	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC19 Amatitán Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Amatitán Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	69/23	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC20 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 / 10	115	2	4.0	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**4.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC21 Huanacaxtle Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle entronque Flamingos - Destiladeras / 10	115	2	2.0	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huanacaxtle MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC22 Tapalpa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa -Sayula / 3, 10	115	2	16.0	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**16.0**			

3/ Tendido del primer circuito

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/23	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC23 San Martín Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín Banco 2 / 10	1	T	60.0	230/23	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Martín MVAr / 10	Capacitor	23	3.6	abr-20	abr-23	Occidental
Total			**3.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC24 Chapala Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chapala Banco 2 / 10	1	T	20.0	69/23	abr-21	abr-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chapala MVAr / 10	Capacitor	23	1.2	abr-21	abr-23	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC25 Fluvial Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fluvial Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fluvial MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC26 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 Vallarta Potencia - Muelle / 10	115	2	2.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Palmas MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC27 Ciudadela Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela entronque Zapopan - El Sol / 10	69	2	4.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**4.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela Banco 1 / 10	1	T	40.0	69/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela MVAr / 10	Capacitor	23	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC28 El Zapote Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote - Guadalajara Industrial / 10	69	1	2.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote Banco 1 / 10	1	T	40.0	69/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Zapote MVAr / 10	Capacitor	23	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC29 Acaponeta Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acaponeta Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	nov-20	nov-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC30 Quinceo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo entronque Morelos - Morelia Norte / 10	115	2	0.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC31 Lindavista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista entronque Arboledas - Zamora Potencia / 10	115	2	0.6	sep-18	sep-18	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	sep-18	sep-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	sep-18	sep-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC32 Puerta Grande Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande entronque Zamora Distribución - Jacona / 10	115	2	1.0	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC33 Yerbabuena Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Yerbabuena entronque Ocotlán - Tepatitlán / 10	115	2	0.6	ago-18	ago-18	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Yerbabuena Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/13.8	ago-18	ago-18	Occidental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Yerbabuena MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	ago-18	ago-18	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC34 Comala Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala entronque Colima II - Cuauhtémoc / 10	115	2	4.6	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**4.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	abr-20	abr-20	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC35 Tecomán Sur Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán - Tecomán Sur / 10	115	1	6.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**6.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán Sur Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán Sur MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC36 Terraplena Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terraplena Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terraplena MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC37 Tres Naciones Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tres Naciones Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	ene-18	ene-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tres Naciones MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	ene-18	ene-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC38 San Luis Industrial Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Industrial Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	may-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Luis Industrial MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	may-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC39 Logistik Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Logistik Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	dic-17	nov-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Logistik MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	dic-17	nov-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC40 Calera Industrial Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Calera Industrial Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC41 Piloncillo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piloncillo entronque Irapuato I - Las Fresas / 10	115	2	0.3	dic-18	dic-18	Occidental
Total			**0.3**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piloncillo Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	dic-18	dic-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piloncillo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	dic-18	dic-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC42 San Juan del Río Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan del Río Oriente Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan del Río Oriente MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC43 Las Colinas Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Colinas Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Colinas MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC44 Olivos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Industrial / 10	115	2	5.2	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**5.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC45 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 Silao - Las Colinas / 10	115	2	0.6	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC46 Trejo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trejo Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trejo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC47 Mazda Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazda Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mazda MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-22	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC48 Cerro Gordo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Gordo entronque León Norte - León III / 10	115	2	1.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Gordo Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Gordo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC49 Dolores Hidalgo Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dolores Hidalgo Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC50 Hacienda Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Poniente - Celaya III (recalibración) / 10	115	1	12.0	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**12.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hacienda Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hacienda MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC51 Santa Cruz Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz Banco 2 / 10	1	T	12.5	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**12.5**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.9	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**0.9**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC52 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 Celaya Industrial - Santa María / 10	115	2	9.6	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**9.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC53 Cimatario Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cimatario Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cimatario MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC54 Tejeda Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejeda Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejeda MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC55 Estadio Corregidora Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estadio Corregidora Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estadio Corregidora MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC56 La Loma Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Loma Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Loma MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC57 Satélite Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Satélite MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC58 Querétaro Maniobras Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Maniobras Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Maniobras MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC59 El Marqués Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués Banco 3 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC60 Montenegro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro entronque Jurica - Buenavista / 10	115	2	0.5	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**0.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC61 Jaral Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jaral Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jaral MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC62 Industrial San Francisco Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC63 Loreto Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto Banco 2 / 10	1	T	12.5	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**12.5**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC64 Matamoros Distribución Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución entronque Palo Alto - El Tecuán / 10	115	2	0.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**0.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Matamoros Distribución MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC65 Jesús María Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María entronque Aguascalientes I - Aguascalientes Norte / 10	115	2	22.0	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**22.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC66 Bañón Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bañón Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-19	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC67 Fajas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Fajas Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC68 Los Hernández Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Hernández Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC69 Guadalupe Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalupe Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC70 Zacatecas Sur Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zacatecas Sur Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC71 Salinas Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salinas Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC72 Aeroespacial Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeroespacial Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeroespacial MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC73 Laguna Seca Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna Seca Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC74 Argentum Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Argentum entronque Guadalupe - C.M. Hacienda Nueva / 10	115	2	1.0	abr-21	abr-24	Occidental
Total			**1.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Argentum Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-24	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Argentum MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-24	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC75 Marabis Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Marabis Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Marabis MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-22	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC76 Unión de San Antonio Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio - San Francisco del Rincón / 10	115	1	17.0	abr-18	abr-23	Occidental
Total			**17.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-23	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-23	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC77 Lagos Tecnológico Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Tecnológico entronque León III - Lagos de Moreno / 10	115	2	4.0	abr-20	abr-25	Occidental
Total			**4.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Tecnológico Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-25	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lagos Tecnológico MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-25	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC78 Buenavista Norte Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Norte Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Buenavista Norte MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC79 Querétaro Industrial Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial entronque Querétaro Maniobras - Querétaro I / 10	115	2	0.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**0.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Industrial MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC80 Querétaro Sur Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Sur Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Sur MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC81 San Juan Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Oriente Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Oriente MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Occidental
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC82 Industrial San Francisco Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	dic-18	dic-18	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Industrial San Francisco MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	dic-18	dic-18	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-OC91 Abastos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abastos Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Occidental
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abastos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-22	abr-22	Occidental
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NO1 Roca Fuerte Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte entronque Subestación Guaymas - Guaymas Cereso / 10	115	2	1.6	may-20	may-21	Noroeste
Total			**1.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	may-20	may-21	Noroeste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	may-20	may-21	Noroeste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT1 Alcaldes Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alcaldes entronque Maniobras Treinta y Cuatro - Carichic / 10	115	2	5.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**5.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alcaldes Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alcaldes MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT2 Ejército Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejército entronque Cartagena - Colegio / 10	115	2	2.0	abr-21	abr-21	Norte
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejército Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ejército MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT3 Río Florido Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Río Florido Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-21	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT4 Salaices Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salaices - Jiménez / 10	115	1	34.0	abr-20	abr-20	Norte
Total			**34.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salaices Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Salaices MVAr / 10	Capacitor	34.5	0.6	abr-20	abr-20	Norte
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT5 Colina Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina entronque Boquilla - Abraham González / 10	115	2	0.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colina MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT6 Colonia Juárez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colonia Juárez - Nuevo Casas Grandes / 10	115	1	35.0	abr-20	abr-20	Norte
Total			**35.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colonia Juárez Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Colonia Juárez MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT7 Mitla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla entronque Terranova - Patria / 10	115	2	0.5	abr-20	abr-21	Norte
Total			**0.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT8 Parras Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parras Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parras MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT9 John Deere Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
John Deere Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
John Deere MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT10 Perú Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Perú entronque Allende - Matamoros / 10	115	2	3.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**3.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Perú Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Perú MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT11 Comanche Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comanche - Hércules Potencia / 10	230	1	7.3	abr-18	abr-18	Norte
Total			**7.3**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comanche Banco 1 / 10	1	T	60.0	230/34.5	abr-18	abr-18	Norte
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comanche MVAr / 10	Capacitor	34.5	3.6	abr-18	abr-18	Norte
Total			**3.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT12 Rancho Cuernavaca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca - C. M. Tacubaya / 10	115	1	9.7	jun-18	jun-18	Norte
Total			**9.7**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/34.5	jun-18	jun-18	Norte
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Cuernavaca MVAr / 10	Capacitor	34.5	0.6	jun-18	jun-18	Norte
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT13 El Mimbre Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre - Tres Hermanos / 10	115	1	28.0	jun-18	jun-18	Norte
Total			**28.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/34.5	jun-18	jun-18	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	jun-18	jun-18	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT14 El Mimbre Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-21	abr-21	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbre MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-21	abr-21	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT15 Francisco Villa II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa II entronque Francisco Villa - Delicias II / 10	115	2	2.0	abr-22	abr-22	Norte
Total			**2.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa II Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa II MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT16 Francisco Villa II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa II Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa II MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT17 Ocampo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ocampo Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/23	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ocampo MVAr / 10	Capacitor	23	1.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT18 Concordia Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Concordia Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/23	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Concordia MVAr / 10	Capacitor	23	1.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT19 Carolinas Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carolinas Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/23	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carolinas MVAr / 10	Capacitor	23	1.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT20 Menonita Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Menonita Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT21 Bachíniva Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva entronque Ciento Ocho - Quevedo / 10	115	2	0.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**0.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bachíniva MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT22 Pedernales Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedernales entronque C. M. Treinta y Cuatro - López Mateos / 10	115	2	0.5	abr-22	abr-22	Norte
Total			**0.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedernales Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pedernales MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT23 Milenio Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Milenio entronque Jerónimo Ortiz - Durango I / 10	115	2	0.6	abr-18	abr-18	Norte
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Milenio Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Milenio MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT24 Vado Santa María Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vado Santa María Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vado Santa María MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT25 Cerros Blancos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos - San Buenaventura / 10	115	1	48.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**48.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT26 Cerros Blancos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerros Blancos MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT27 El Sabinal Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Sabinal - Ascensión II / 10	115	1	63.2	abr-19	abr-19	Norte
Total			**63.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Sabinal Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Sabinal MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT28 La Norteñita Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Norteñita - El Sabinal / 10	115	1	28.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**28.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Norteñita Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Norteñita MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT29 Rancho Nuevo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Nuevo - El Sabinal / 10	115	1	38.4	abr-19	abr-19	Norte
Total			**38.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Nuevo Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rancho Nuevo MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT30 San Jerónimo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo entronque Anapra - Foxconn II / 10	115	2	3.2	abr-18	abr-18	Norte
Total			**3.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jerónimo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT31 Rayón Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rayón Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rayón MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT32 Anapra Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Anapra Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Anapra MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT33 Felipe Ángeles Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Ángeles entronque Paso del Norte - Chamizal / 10	115	2	0.4	abr-22	abr-22	Norte
Total			**0.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Ángeles Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Ángeles MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT34 Jarudo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jarudo entronque Cuesta - Libertad / 10	115	2	2.4	abr-22	abr-22	Norte
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jarudo Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jarudo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT35 Acebuches Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acebuches - Las Cuatas / 10	115	1	15.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**15.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acebuches Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acebuches MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT36 Mezquite Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquite - Villa Ahumada / 10	230	1	81.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**81.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquite Banco 1 / 10	1	T	60.0	230/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**60.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mezquite MVAr / 10	Capacitor	34.5	3.6	abr-19	abr-19	Norte
Total			**3.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT37 Tinajas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tinajas entronque La Palma - Valle Esperanza / 10	115	2	1.0	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tinajas Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tinajas MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT38 Cuatro Siglos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cuatro Siglos MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT39 Búfalo Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Búfalo Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT40 Arenales Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Arenales Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT41 Menonita Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Menonita Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT42 Cereso Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cereso Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/13.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cereso MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	abr-18	abr-18	Norte
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT43 California Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
California Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT44 Guadiana Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana Banco 2 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT45 Guadiana Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT46 Cerro del Mercado Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro del Mercado Banco 1 (sustitución) / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT47 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) / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-24	abr-24	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT48 Rodeo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodeo - Pedriceña / 10	115	1	10.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**10.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodeo Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rodeo MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT49 El Saucito Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Saucito Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/23	abr-20	abr-20	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Saucito MVAr / 10	Capacitor	23	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT50 Ciento Ocho Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciento Ocho Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Norte
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciento Ocho MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-18	Norte
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT51 Juárez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez entronque Reforma - Aeropuerto / 10	115	2	12.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			**12.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NT52 Felipe Pescador Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortiz / 10	115	1	0.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			**0.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE1 Parque Industrial Linares Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares entronque Linares - Lajas / 10	115	2	0.2	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Linares MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE2 Periférico Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico entronque Álcali Maniobras - Mitras / 10	115	2	5.6	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**5.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Periférico MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE3 La Fe Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Fe Banco 2 / 10	1	T	40.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Fe MVAr / 10	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE4 Leona Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Leona Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Leona MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE5 La Esfera Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Esfera entronque Estanzuela - Misiones / 10	115	2	0.6	jun-18	jun-18	Noreste
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Esfera Banco 1 / 10	1	T	40.0	115/13.8	jun-18	jun-18	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador
10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Esfera MVAr / 10	Capacitor	13.8	2.4	jun-18	jun-18	Noreste
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE6 Parque Industrial Angostura Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Angostura entronque Álamo - Saltillo / 10	115	2	0.2	abr-19	abr-21	Noreste
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Angostura Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-21	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial Angostura MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-21	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE8 Las Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas entronque Río Bravo - Río Bravo Poniente / 10	138	2	0.2	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas Banco 1 / 10	1	T	30.0	138/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE9 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 Jarachina - Pemex / 10	138	2	0.4	jun-12	nov-18	Noreste
Total			**0.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Banco 1 / 10	1	T	30.0	138/13.8	jun-12	nov-18	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	jun-12	nov-18	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE10 Mirador Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mirador entronque Loma Larga - Tecnológico / 10	115	2	0.5	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**0.5**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mirador Banco 1 / 10	1	T	40.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mirador MVAr / 10	Capacitor	13.8	2.4	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE14 Alianza Real Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real entronque Nueva Escobedo - Escobedo / 10	115	2	1.4	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**1.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/34.5	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Alianza Real MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.8	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE15 Obispado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado entronque Jerónimo - Orión / 10	115	2	0.2	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Obispado MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	nov-18	nov-18	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE16 Casa Blanca Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca entronque Matamoros Potencia - Infonavit / 10	138	2	8.0	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**8.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca Banco 1 / 10	1	T	30.0	138/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Casa Blanca MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE17 Valles Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles Banco 3 / 10	1	T	20.0	115/34.5	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE18 Museo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo Banco 2 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Museo MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	abr-18	Noreste
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE19 Las Torres Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres Banco 2 / 2, 10	1	T	30.0	138/13.8	jun-17	jun-18	Noreste
Total			**30.0**				

T. Transformador

2/ Obra propuesta por CFE Distribución

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Torres MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	jun-17	jun-18	Noreste
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE20 Domingo Viejo Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Domingo Viejo entronque Monterrey Potencia - Propasa / 10	115	2	1.3	dic-16	abr-22	Noreste
Total			**1.3**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Domingo Viejo Banco 2 / 10	1	T	40.0	115/13.8	dic-16	abr-22	Noreste
Total			**40.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Domingo Viejo MVAr / 10	Capacitor	13.8	2.4	dic-16	abr-22	Noreste
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE21 Citrofrut Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut entronque Manuel - Altamira / 10	115	2	0.2	ene-18	ene-18	Noreste
Total			**0.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut Banco 1 / 10	1	T	9.4	115/34.5	ene-18	ene-18	Noreste
Total			**9.4**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut MVAr / 10	Capacitor	34.5	0.6	ene-18	ene-18	Noreste
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-NE22 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 - Panuco / 10	115	2	0.4	abr-19	abr-20	Noreste
Total			**0.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín Banco 1 / 10	1	T	12.5	115/13.8	abr-19	abr-20	Noreste
Total			**12.5**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín MVAr / 10	Capacitor	13.8	0.6	abr-19	abr-20	Noreste
Total			**0.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-PE1 Candelaria Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Escárcega Potencia - Candelaria / 10	115	1	60.0	nov-18	nov-18	Peninsular
Total			**60.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Candelaria Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	nov-18	nov-18	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-PE2 Hopelchén Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hecelchakán - Hopelchén / 10	115	1	61.7	ene-18	ene-18	Peninsular
Total			**61.7**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hopelchén Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/34.5	ene-18	ene-18	Peninsular
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hopelchén MVAr / 10	Capacitor	34.5	1.2	ene-18	ene-18	Peninsular
Total			**1.2**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-PE4 Bonfil Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bonfil Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	oct-18	oct-18	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bonfil MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	oct-18	oct-18	Peninsular
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-PE5 Dzytiá Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Norte - Dzytiá / 10, 12	115	2	10.4	abr-18	abr-20	Peninsular
Total			**10.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dzytiá Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	abr-20	Peninsular
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Dzytiá MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	abr-20	Peninsular
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-BC1 El Dorado Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado entronque Trinidad - San Felipe / 10	115	2	32.0	abr-20	abr-21	Baja California
Total			**32.0**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado Banco 1 / 10	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Baja California
Total			**20.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Dorado MVAr / 10	Capacitor	13.8	2.4	abr-20	abr-21	Baja California
Total			**2.4**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-BS1 Diamante Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diamante entronque Cabo Falso - Central Diésel Los Cabos / 10	115	2	2.6	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Total			**2.6**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diamante Banco 1 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Diamante MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

A18-BS2 Cabo del Sol Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol Banco 2 / 10	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Baja California Sur
Total			**30.0**				

T. Transformador

10/ Obra con recursos por aportaciones

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol MVAr / 10	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Baja California Sur
Total			**1.8**			

10/ Obra con recursos por aportaciones

Montos de inversión estimados y Alcance en metas físicas para las obras de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM 2018-2032

El monto total de inversión estimado por CENACE para la infraestructura de transmisión, transformación y compensación que se requiere para la prestación del servicio de energía eléctrica asciende a 233,110 millones de pesos de 2017, que equivalen a 12,317 millones de dólares de 2017 (considerando una paridad de 18.9265 pesos por dólar). Este monto considera los rubros de: 1) Obra Pública Financiada y Obra de Recurso Propio, que se refieren a los proyectos autorizados por la SHCP a la CFE vía POISE, 2) Obra PAM, que incluye todos los proyectos instruidos, identificados y enunciativos propuestos por CENACE en los PAM anteriores y el actual y 3) Obras a mediano y largo plazo, las cuales incluyen los requerimientos de red para atender el crecimiento de la demanda. Para cada una de las obras se realiza un costeo de acuerdo con la COPAR o bien, cuando se tiene la información, se toman en cuenta los costos proporcionados por la CFE. Todos los costos se refieren valores instantáneos de 2017 y se desplazan en función de su fecha de entrada en operación factible.

La proporción de inversión por tipo de obra se calcula de: 46.3% en obras de transmisión, 46.6% para la transformación y 7.1% para la compensación. Asimismo, se estima una inversión adicional de 12,075 millones de pesos en obras individuales de interconexión de algunas Centrales Eléctricas, refuerzos de transmisión con cargo al solicitante y obras por aportaciones para nuevas subestaciones eléctricas y/o ampliaciones que alimentarán carga en las RGD.

En los cuadros siguientes se desglosan los requerimientos de inversión de las obras de Transmisión, Transformación y Compensación, por tipo de recurso presupuestal, así como por nivel de tensión al que se conectan los proyectos.

CUADRO 9.24 COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE PESOS 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	3,877,672	5,376,610	15,400,541	18,999,749	16,907,953	12,420,456	7,799,453	8,892,942
Obra Pública Financiada	3,924,031	1,435,664	430,540	84,301	228,430	207,450	186,107	61,399
Obra de Recurso Propio	173,702	54,408	0	0	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	74,721	109,432	252,237	588,634	454,878	220,627	210,829
Total	**7,975,405**	**6,941,403**	**15,940,513**	**19,336,287**	**17,725,017**	**13,082,784**	**8,206,187**	**9,165,170**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	6,580,087	1,581,178	470,120	215,951	104,206	46,994	0	98,673,912
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	6,557,922
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	228,110
Obras a mediano y largo plazo	147,360	101,922	70,713	53,521	71,943	86,861	46,851	2,490,529
Total	**6,727,447**	**1,683,100**	**540,833**	**269,472**	**176,149**	**133,855**	**46,851**	**107,950,473**

CUADRO 9.25 COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE DÓLARES 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	204,881	284,078	813,703	1,003,870	893,348	656,247	412,092	469,867
Obra Pública Financiada	207,330	75,855	22,748	4,454	12,069	10,961	9,833	3,244
Obra de Recurso Propio	9,178	2,875	0	0	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	3,948	5,782	13,327	31,101	24,034	11,657	11,139
Total	**421,388**	**366,756**	**842,232**	**1,021,651**	**936,518**	**691,242**	**433,582**	**484,251**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	347,665	83,543	24,839	11,410	5,506	2,483	0	5,213,532
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	346,494
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	12,052
Obras a mediano y largo plazo	7,786	5,385	3,736	2,828	3,801	4,589	2,475	131,590
Total	**355,451**	**88,928**	**28,575**	**14,238**	**9,307**	**7,072**	**2,475**	**5,703,668**

CUADRO 9.26 COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSFORMACIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE PESOS 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	5,624,460	7,449,430	14,443,093	16,928,813	13,753,842	8,705,839	4,958,436	3,457,612
Obra Pública Financiada	4,521,790	2,404,266	868,080	238,080	195,610	196,203	71,797	0
Obra de Recurso Propio	218,041	14,847	0	0	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	168,182	1,088,869	1,563,122	2,327,903	2,463,124	2,073,173	2,295,714
Total	**10,364,291**	**10,036,725**	**16,400,042**	**18,730,015**	**16,277,355**	**11,365,166**	**7,103,406**	**5,753,326**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	3,005,963	890,441	128,304	37,534	36,538	18,103	0	79,438,408
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	8,495,826
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	232,888
Obras a mediano y largo plazo	2,241,766	1,917,965	1,285,225	997,812	776,675	714,789	648,924	20,563,243
Total	**5,247,729**	**2,808,406**	**1,413,529**	**1,035,346**	**813,213**	**732,892**	**648,924**	**108,730,365**

CUADRO 9.27 COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSFORMACIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE DÓLARES 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	297,174	393,598	763,115	894,450	726,698	459,981	261,984	182,686
Obra Pública Financiada	238,913	127,032	45,866	12,579	10,335	10,367	3,793	0
Obra de Recurso Propio	11,520	784	0	0	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	8,886	57,531	82,589	122,997	130,142	109,538	121,296
Total	**547,607**	**530,300**	**866,512**	**989,619**	**860,030**	**600,490**	**375,315**	**303,983**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	158,823	47,047	6,779	1,983	1,931	956	0	4,197,205
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	448,885
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	12,305
Obras a mediano y largo plazo	118,446	101,338	67,906	52,720	41,036	37,767	34,287	1,086,479
Total	**277,269**	**148,385**	**74,685**	**54,704**	**42,967**	**38,723**	**34,287**	**5,744,874**

CUADRO 9.28 COSTOS DE INVERSIÓN EN COMPENSACIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE PESOS 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	605,940	870,328	1,579,829	2,903,833	2,662,988	2,142,113	1,310,524	1,284,174
Obra Pública Financiada	216,878	79,794	4,977	1,991	2,986	10,949	5,973	0
Obra de Recurso Propio	2,426	6,510	8,680	6,510	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**825,244**	**956,632**	**1,593,486**	**2,912,334**	**2,665,974**	**2,153,062**	**1,316,497**	**1,284,174**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PRODESEN	1,296,880	714,926	521,210	181,830	6,851	0	0	16,081,426
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	323,548
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	24,126
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1,296,880**	**714,926**	**521,210**	**181,830**	**6,851**	**0**	**0**	**16,429,100**

CUADRO 9.29 COSTOS DE INVERSIÓN EN COMPENSACIÓN POR TIPO DE OBRA (MILES DE DÓLARES 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	32,015	45,985	83,472	153,427	140,702	113,181	69,243	67,851
Obra Pública Financiada	11,459	4,216	263	105	158	579	316	0
Obra de Recurso Propio	128	344	459	344	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**43,603**	**50,545**	**84,193**	**153,876**	**140,859**	**113,759**	**69,558**	**67,851**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	68,522	37,774	27,539	9,607	362	0	0	849,678
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	17,095
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	1,275
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**68,522**	**37,774**	**27,539**	**9,607**	**362**	**0**	**0**	**868,047**

CUADRO 9.30 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN TOTALES POR TIPO DE OBRA (MILES DE PESOS 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	10,108,072	13,696,368	31,423,463	38,832,395	33,324,783	23,268,408	14,068,413	13,634,728
Obra Pública Financiada	8,662,699	3,919,724	1,303,597	324,372	427,026	414,602	263,877	61,399
Obra de Recurso Propio	394,169	75,765	8,680	6,510	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	242,903	1,198,301	1,815,359	2,916,537	2,918,002	2,293,800	2,506,543
Total	**19,164,940**	**17,934,760**	**33,934,041**	**40,978,636**	**36,668,346**	**26,601,012**	**16,626,090**	**16,202,670**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	10,882,930	3,186,545	1,119,634	435,315	147,595	65,097	0	194,193,746
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	15,377,296
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	485,124
Obras a mediano y largo plazo	2,389,126	2,019,887	1,355,938	1,051,333	848,618	801,650	695,775	23,053,772
Total	**13,272,056**	**5,206,432**	**2,475,572**	**1,486,648**	**996,213**	**866,747**	**695,775**	**233,109,937**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	12,075,014
Total	**245,184,951**

CUADRO 9.31 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN TOTALES POR TIPO DE OBRA (MILES DE DÓLARES DE 2017)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Obra PAM	534,070	723,661	1,660,289	2,051,747	1,760,747	1,229,409	743,318	720,404
Obra Pública Financiada	457,702	207,102	68,877	17,139	22,562	21,906	13,942	3,244
Obra de Recurso Propio	20,826	4,003	459	344	0	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	12,834	63,313	95,916	154,098	154,175	121,195	132,436
Total	**1,012,598**	**947,600**	**1,792,938**	**2,165,146**	**1,937,408**	**1,405,490**	**878,456**	**856,084**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PAM	575,010	168,364	59,157	23,000	7,798	3,439	0	10,260,415
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	812,474
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	25,632
Obras a mediano y largo plazo	126,232	106,723	71,642	55,548	44,838	42,356	36,762	1,218,068
Total	**701,242**	**275,087**	**130,799**	**78,548**	**52,636**	**45,795**	**36,762**	**12,316,590**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	637,995
Total	**12,954,585**

CUADRO 9.32 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	2,312,841	0	2,186,124	1,476,920	1,999,520	7,975,405
2019	2,312,841	0	2,181,096	618,544	1,828,922	6,941,403
2020	6,278,187	0	7,436,227	527,448	1,698,651	15,940,513
2021	6,216,732	1,866,564	8,651,042	1,109,840	1,492,109	19,336,287
2022	5,445,785	1,866,564	7,656,367	909,858	1,846,443	17,725,017
2023	2,802,221	2,471,867	5,282,084	975,938	1,550,674	13,082,784
2024	1,170,252	1,025,724	4,676,896	417,357	915,958	8,206,187
2025	676,772	0	8,026,875	211,628	249,895	9,165,170
2026	676,772	0	5,690,388	159,574	200,713	6,727,447
2027	225,591	0	1,272,824	39,520	145,165	1,683,100
2028	0	0	441,730	11,574	87,529	540,833
2029	0	0	215,951	0	53,521	269,472
2030	0	0	33,715	54,587	87,847	176,149
2031	0	0	0	36,392	97,463	133,855
2032	0	0	0	0	46,851	46,851
Total	**28,117,994**	**7,230,719**	**53,751,319**	**6,549,180**	**12,301,261**	**107,950,473**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	2,087,347
Total	**110,037,820**

CUADRO 9.33 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE DÓLARES 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	122,201	0	115,506	78,035	105,647	421,388
2019	122,201	0	115,240	32,681	96,633	366,756
2020	331,714	0	392,900	27,868	89,750	842,232
2021	328,467	98,622	457,086	58,639	78,837	1,021,651
2022	287,733	98,622	404,532	48,073	97,559	936,518
2023	148,058	130,603	279,084	51,565	81,931	691,242
2024	61,831	54,195	247,108	22,051	48,396	433,582
2025	35,758	0	424,108	11,182	13,203	484,251
2026	35,758	0	300,657	8,431	10,605	355,451
2027	11,919	0	67,251	2,088	7,670	88,928
2028	0	0	23,339	612	4,625	28,575
2029	0	0	11,410	0	2,828	14,238
2030	0	0	1,781	2,884	4,641	9,307
2031	0	0	0	1,923	5,150	7,072
2032	0	0	0	0	2,475	2,475
Total	**1,485,642**	**382,042**	**2,840,003**	**346,032**	**649,949**	**5,703,668**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	110,287
Total	**5,813,955**

CUADRO 9.34 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	4,966,314	0	1,361,693	2,027,958	2,008,326	10,364,291
2019	4,966,314	0	1,388,492	1,205,986	2,475,933	10,036,725
2020	8,500,610	0	3,457,868	1,050,297	3,391,267	16,400,042
2021	7,977,686	2,206,826	4,630,242	1,527,092	2,388,169	18,730,015
2022	6,322,248	2,206,826	3,804,070	1,565,062	2,379,149	16,277,355
2023	3,966,050	2,206,826	1,480,891	1,090,067	2,621,332	11,365,166
2024	2,529,470	735,608	1,126,095	571,973	2,140,260	7,103,406
2025	1,600,154	0	1,763,106	415,010	1,975,056	5,753,326
2026	1,600,154	0	1,470,548	250,115	1,926,912	5,247,729
2027	533,384	0	520,384	48,000	1,706,638	2,808,406
2028	0	0	163,007	56,200	1,194,322	1,413,529
2029	0	0	37,534	33,820	963,992	1,035,346
2030	0	0	9,384	12,270	791,559	813,213
2031	0	0	0	8,180	724,712	732,892
2032	0	0	0	50,731	598,193	648,924
Total	**42,962,384**	**7,356,086**	**21,213,314**	**9,912,761**	**27,285,820**	**108,730,365**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	9,908,294
Total	**118,638,659**

CUADRO 9.35 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE DÓLARES 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	262,400	0	71,946	107,149	106,112	547,607
2019	262,400	0	73,362	63,719	130,818	530,300
2020	449,138	0	182,700	55,493	179,181	866,512
2021	421,509	116,600	244,643	80,685	126,181	989,619
2022	334,042	116,600	200,992	82,692	125,705	860,030
2023	209,550	116,600	78,244	57,595	138,501	600,490
2024	133,647	38,867	59,498	30,221	113,083	375,315
2025	84,546	0	93,155	21,927	104,354	303,983
2026	84,546	0	77,698	13,215	101,810	277,269
2027	28,182	0	27,495	2,536	90,172	148,385
2028	0	0	8,613	2,969	63,103	74,685
2029	0	0	1,983	1,787	50,933	54,704
2030	0	0	496	648	41,823	42,967
2031	0	0	0	432	38,291	38,723
2032	0	0	0	2,680	31,606	34,287
Total	**2,269,959**	**388,666**	**1,120,826**	**523,750**	**1,441,673**	**5,744,874**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	523,514
Total	**6,268,389**

CUADRO 9.36 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	0	0	552,876	13,692	258,676	825,244
2019	0	0	614,836	9,128	332,668	956,632
2020	0	0	645,880	37,019	910,587	1,593,486
2021	0	0	1,700,978	77,766	1,133,590	2,912,334
2022	0	0	1,877,292	74,894	713,788	2,665,974
2023	0	0	1,726,900	28,406	397,756	2,153,062
2024	0	0	1,147,281	0	169,216	1,316,497
2025	0	0	1,240,030	0	44,144	1,284,174
2026	0	0	1,260,640	0	36,240	1,296,880
2027	0	0	695,589	0	19,337	714,926
2028	0	0	521,210	0	0	521,210
2029	0	0	181,830	0	0	181,830
2030	0	0	6,851	0	0	6,851
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
Total	**0**	**0**	**12,172,193**	**240,905**	**4,016,002**	**16,429,100**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	79,374
Total	**16,508,474**

CUADRO 9.37 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE DÓLARES 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	0	0	29,212	723	13,667	43,603
2019	0	0	32,485	482	17,577	50,545
2020	0	0	34,126	1,956	48,112	84,193
2021	0	0	89,873	4,109	59,894	153,876
2022	0	0	99,189	3,957	37,714	140,859
2023	0	0	91,242	1,501	21,016	113,759
2024	0	0	60,618	0	8,941	69,558
2025	0	0	65,518	0	2,332	67,851
2026	0	0	66,607	0	1,915	68,522
2027	0	0	36,752	0	1,022	37,774
2028	0	0	27,539	0	0	27,539
2029	0	0	9,607	0	0	9,607
2030	0	0	362	0	0	362
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
Total	**0**	**0**	**643,130**	**12,728**	**212,189**	**868,047**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	4,194
Total	**872,241**

CUADRO 9.38 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	7,279,155	0	4,100,693	3,518,570	4,266,522	19,164,940
2019	7,279,155	0	4,184,424	1,833,658	4,637,523	17,934,760
2020	14,778,797	0	11,539,975	1,614,764	6,000,505	33,934,041
2021	14,194,418	4,073,390	14,982,262	2,714,698	5,013,868	40,978,636
2022	11,768,033	4,073,390	13,337,729	2,549,814	4,939,380	36,668,346
2023	6,768,271	4,678,693	8,489,875	2,094,411	4,569,762	26,601,012
2024	3,699,722	1,761,332	6,950,272	989,330	3,225,434	16,626,090
2025	2,276,926	0	11,030,011	626,638	2,269,095	16,202,670
2026	2,276,926	0	8,421,576	409,689	2,163,865	13,272,056
2027	758,975	0	2,488,797	87,520	1,871,140	5,206,432
2028	0	0	1,125,947	67,774	1,281,851	2,475,572
2029	0	0	435,315	33,820	1,017,513	1,486,648
2030	0	0	49,950	66,857	879,406	996,213
2031	0	0	0	44,572	822,175	866,747
2032	0	0	0	50,731	645,044	695,775
Total	**71,080,378**	**14,586,805**	**87,136,826**	**16,702,846**	**43,603,083**	**233,109,937**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	12,075,014
Total	**245,184,951**

CUADRO 9.39 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE DÓLARES 2017)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	384,601	0	216,664	185,907	225,426	1,012,598
2019	384,601	0	221,088	96,883	245,028	947,600
2020	780,852	0	609,726	85,318	317,043	1,792,938
2021	749,976	215,222	791,602	143,434	264,913	2,165,146
2022	621,775	215,222	704,712	134,722	260,977	1,937,408
2023	357,608	247,203	448,571	110,660	241,448	1,405,490
2024	195,478	93,062	367,224	52,272	170,419	878,456
2025	120,304	0	582,781	33,109	119,890	856,084
2026	120,304	0	444,962	21,646	114,330	701,242
2027	40,101	0	131,498	4,624	98,863	275,087
2028	0	0	59,491	3,581	67,728	130,799
2029	0	0	23,000	1,787	53,761	78,548
2030	0	0	2,639	3,532	46,464	52,636
2031	0	0	0	2,355	43,440	45,795
2032	0	0	0	2,680	34,082	36,762
Total	**3,755,601**	**770,708**	**4,603,959**	**882,511**	**2,303,811**	**12,316,590**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	637,995
Total	**12,954,585**

CUADRO 9.40 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (KM-C)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	0	0	906	305	338	1,548
2019	0	0	249	305	314	869
2020	0	0	0	18	622	640
2021	1,221	0	520	285	256	2,282
2022	0	0	735	214	612	1,560
2023	3,020	0	2,253	67	359	5,699
2024	689	1,308	926	528	269	3,721
2025	0	0	354	0	63	418
2026	0	0	1,762	99	90	1,950
2027	689	0	1,348	4	71	2,112
2028	0	0	170	26	40	236
2029	0	0	132	0	30	162
2030	0	0	92	0	16	108
2031	0	0	0	27	50	77
2032	0	0	0	0	36	36
Total	**5,619**	**1,308**	**9,446**	**1,878**	**3,167**	**21,419**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	1,107
Total	**22,526**

CUADRO 9.41 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MVA)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	0	0	2,077	1,787	632	4,496
2019	0	0	28	1,736	392	2,156
2020	0	0	500	715	1,227	2,442
2021	7,200	0	2,139	1,003	1,441	11,783
2022	0	0	8,812	1,349	591	10,752
2023	5,400	0	3,662	953	1,230	11,245
2024	5,400	2,040	2,142	1,699	1,181	12,462
2025	0	0	2	150	812	964
2026	0	0	2,047	351	2,842	5,240
2027	3,600	0	1,140	133	831	5,705
2028	0	0	806	2	765	1,573
2029	0	0	2	60	361	423
2030	0	0	2	0	493	495
2031	0	0	0	30	364	394
2032	0	0	0	0	381	381
Total	**21,600**	**2,040**	**23,359**	**9,968**	**13,542**	**70,510**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante		6,908
	Total	**77,418**

CUADRO 9.42 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MVAR)

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2018	0	0	295	0	134	429
2019	0	0	2,552	35	675	3,262
2020	0	0	0	0	115	115
2021	0	0	242	0	821	1,063
2022	0	0	1,617	112	589	2,318
2023	0	0	2,475	49	308	2,832
2024	0	0	383	0	346	730
2025	0	0	650	0	97	747
2026	0	0	1,800	0	64	1,864
2027	0	0	1,008	0	88	1,096
2028	0	0	117	0	43	160
2029	0	0	1,000	0	22	1,022
2030	0	0	50	0	28	78
2031	0	0	0	0	20	20
2032	0	0	0	0	18	18
Total	**0**	**0**	**12,188**	**196**	**3,367**	**15,752**

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante		464
	Total	**16,216**

Obras canceladas por CFE o indefinidas en su entrada en operación

Los cuadros siguientes muestran aquellas obras de transmisión, transformación y compensación que han sido canceladas o que la fecha de entrada en operación se encuentra indefinida de acuerdo con información proporcionada por el Transportista, Distribuidor y Generador(es) de CFE. Para cada una se verificó el impacto que tendría su no inclusión o bien el diferimiento de la misma, tomando en cuenta los criterios de planeación y operación contenidos en el Código de Red. Los comentarios siguientes detallan si existe o no afectación en la red para cada una de ellas y/o el proyecto que subsana el impacto.

CUADRO 9.43 OBRAS DE TRANSMISIÓN CANCELADAS O INDEFINIDAS POR EL TRANSPORTISTA, DISTRIBUIDOR Y GENERADOR DE CFE

Gerencia de Control Regional	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada	Comentario
Oriental	Chilpancingo Potencia - Tlapa / 1	115	2	107.0	abr-17	En 2016 CFE Transmisión informa la cancelación del proyecto. En reuniones de trabajo se indica que es debido a problemáticas sociales en la zona. En caso de una falla de la línea de transmisión existente Chilpancingo Potencia-Chilapa **se presentarían afectaciones** en el suministro de la demanda para las subestaciones radiales asociadas como son Chilapa, Tlatlauquitepec, Olinalá, Tlapa Nueva, Huamuxtitlan y Metlatonoc.
Oriental	Angostura - Comitán / 2	115	2	80.0	abr-17	Proyecto cancelado por CFE-Transmisión en 2017. El proyecto que lo reemplaza corresponde a la Línea de Transmisión Trinitaria - Frontera Comalapa de 57 km en 115 kV actualmente en proceso de construcción. **NO** se observa impacto en su cancelación.
Noreste	Altamira - Tampico - Chairel	115	1	65.0	dic-17	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
Occidental	Guadalajara Oriente - Huentitán / 1	69	2	8.0	ago-17	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. Actualmente se tiene un proyecto enunciativo de incremento de Transformación en Guadalajara Oriente y red asociada en 69 kV para solventar la problemática de esta zona (P17-OC4).
	Villa Juárez - Loreto - Villa Hidalgo	115	1	105.2	dic-17	CFE Distribución informa que la rentabilidad del proyecto no es positiva, por lo que están reevaluando el proyecto. En el PAM 2017-2031 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 115 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P17-OC9).
	San Juan del Río - Tecozautla	115	1	36.0	abr-18	Aunque la zona en la que está ubicada este proyecto presenta algunos problemas de tensión, no se observa impacto en la cancelación de esta obra, ya que no resuelve la problemática principal. En los PAM 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032 se han propuesto un proyecto para mejorar las condiciones de la red en esta zona (P16-OC4, P17-OC5 y P18-OC9).
	Cerritos Colorados entronque Guadalajara I - El Sol	69	2	32.0	may-18	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, por lo tanto, no hay afectación al sistema.
	Jocotepec entronque Atequiza - Salamanca II	400	2	50.0	oct-18	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE. Hasta la fecha no ha declarado la cancelación del proyecto, pero tampoco reporta avances en la obra, por lo que se considera que no la realizaría y por lo tanto no hay afectación al sistema.
	Tlajomulco entronque Atequiza - Manzanillo	400	2	30.0	oct-18	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE. Hasta la fecha no ha declarado la cancelación del proyecto, pero tampoco reporta avances en la obra, por lo que se considera que no la realizaría y por lo tanto no hay afectación al sistema.
	Antea - Jurica - Buenavista	115	1	8.0	abr-20	Se trata de una recalibración de una línea existente. CFE Distribución informa que la rentabilidad del proyecto no es positiva, por lo que están reevaluando el proyecto. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
	Torreón Sur - Primero de Mayo / 2	400	2	250.0	may-20	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, se restringe la capacidad de transmisión entre el norte y el sur del país en el orden de 600 MW.

... Continuación

CUADRO 9.43 OBRAS DE TRANSMISIÓN CANCELADAS O INDEFINIDAS POR EL TRANSPORTISTA, DISTRIBUIDOR Y GENERADOR DE CFE

Gerencia de Control Regional	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada	Comentario
Norte	Lerdo - Torreón Sur	400	2	70.0	may-20	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, se restringe la capacidad de transmisión entre el norte y el sur del país en el orden de 600 MW.
	Insurgentes - Chamizal / 2	115	2	5.9	jun-20	No se observa impacto en su cancelación.
	Chaveña - Cartagena / 2	115	2	4.0	jun-20	No se observa impacto en su cancelación.
	Cartagena - Colegio / 2	115	2	4.0	jun-20	No se observa impacto en su cancelación.
Peninsular	Escárcega Potencia - Sabancuy / 1	230	2	63.0	dic-18	Proyecto de recursos propios de CFE-Transmisión. Este proyecto descargaba los Autotransformadores en la Subestación Eléctrica Escárcega Potencia, sin embargo, **no solucionaba al largo plazo el suministro** de Ciudad del Carmen. El proyecto propuesto por el CENACE Puerto Real Bancos 1 y 2 soluciona ambas problemáticas.
Noroeste	El Habal entronque El Habal - Piaxtla	115	2	1.0	abr-16	CFE-Distribución canceló debido a que el proyecto no era rentable económicamente. Se incrementó el costo de inversión debido a que inicialmente era un traslado de un transformador existente y la red de subtransmisión requerida se incrementó sustancialmente. Posteriormente realizará una propuesta de optimización de pérdidas eléctricas. No se observa impacto en su cancelación.
	Mazatlán II - Tepic II / 2	400	2	250.0	oct-19	Red de transmisión asociada al CC Mazatlán. CFE no se ha pronunciado acerca del proyecto de generación. El diferimiento indefinido de esta obra restringe la capacidad de transmisión entre el norte y el sur del país en el orden de 900 MW.
Baja California Sur	Datilitos (San Juan de la Costa) - Derivación Olas Altas	115	2	60.0	ene-18	Red de transmisión asociada al CC La Paz. CFE canceló el proyecto de generación.
	Derivación Olas Altas - Bledales / 2	115	2	6.0	ene-18	Red de transmisión asociada al CC La Paz. CFE canceló el proyecto de generación.
	Derivación Olas Altas - Olas Altas / 2	115	2	1.0	ene-18	Red de transmisión asociada al CC La Paz. CFE canceló el proyecto de generación.
	Todos Santos - Pozo de Cota	230	2	120.0	oct-18	Red de transmisión asociada al CC Todos Santos. CFE canceló el proyecto de generación.

1/ Tendido del segundo circuito 2/ Tendido del primer circuito

CUADRO 9.44 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN CANCELADAS O INDEFINIDAS POR EL TRANSPORTISTA, DISTRIBUIDOR Y GENERADOR DE CFE

Gerencia de Control Regional	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Comentario
Oriental	Huitzuco Banco 1	1	T	20	115/23	mar-16	Proyecto cancelado por CFE-Distribución en 2016.No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. **NO** se observa impacto en su cancelación.
	Zacatlán Banco 1 (sustitución)	1	T	30	115/13.8	dic-20	Proyecto cancelado por CFE-Distribución en 2017.No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. **NO** se observa impacto en su cancelación.
	Huixtla Banco 2	1	T	20	115/13.8	ene-19	Proyecto cancelado por CFE-Distribución en 2017.El proyecto cambiará por Huixtla II Banco 1 y se realizará por recursos propios. **NO** se observa impacto en su cancelación.
	Ocotlán Oaxaca Banco 1	1	T	20	115/13.8	dic-18	Proyecto cancelado por CFE-Distribución en 2017. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.

... Continuación

CUADRO 9.44 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN CANCELADAS O INDEFINIDAS POR EL TRANSPORTISTA, DISTRIBUIDOR Y GENERADOR DE CFE

Gerencia de Control Regional	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Comentario
Oriental	Laguna de Coyuca Banco 1	1	T	30	115/13.8	dic-18	Proyecto cancelado por CFE-Distribución en 2017. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda debido a la alta inseguridad que se ha presentado en el Puerto de Acapulco. **NO** se observa impacto en su cancelación.
Noreste	Cosmópolis Banco 1	1	T	30	115/13.8	mar-17	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.
	Tampiquito Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	40	115/13.8	ene-18	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.
Norte	Independencia Banco 1	1	T	30	115/13.8	jun-15	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.
	Hércules Potencia Banco 1	4	AT	300	400/230	mar-18	Este proyecto estaba asociado a una solicitud de carga del grupo Comanche. Hasta el momento no se ha formalizado su entrada por lo que el proyecto no se requiere. NO se observa impacto en su cancelación.
	Jimulco Banco 1	1	T	20	115/34.5	abr-20	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación
Occidental	Villa de Reyes Banco 2	4	AT	300	230/115	oct-18	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, por lo tanto, no hay afectación al sistema.
	Las Cruces banco 1 (traslado)	4	AT	133	230/115	oct-19	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, por lo tanto, no hay afectación al sistema.
	Piloncillo Banco 1	1	T	30	115/13.8	abr-20	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.
	Campestre Banco 1	1	T	20	115/13.8	sep-20	Proyecto cancelado por CFE-Distribución. No justifica su rentabilidad debido a que no se esperan crecimientos en demanda. NO se observa impacto en su cancelación.
Peninsular	Playa Esmeralda (SF6)	1	T	20	115/13.8	dic-16	Proyecto de recursos propios de CFE-Distribución en 2017. NO se observa impacto en su cancelación.
	Sabancuy Banco 2	4	AT	300	230/115	dic-18	Proyecto de recursos propios de CFE-Transmisión. Este proyecto descargaba los Autotransformadores en la SE Escárcega Potencia, sin embargo, no solucionaba al largo plazo el suministro de Ciudad del Carmen. El proyecto propuesto Puerto Real Bancos 1 y 2 soluciona ambas problemáticas.
Noroeste	Ocuca Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	dic-15	CFE-Distribución canceló debido a que el proyecto no era rentable económicamente. No se observa impacto en su cancelación debido a que no se esperan crecimientos en demanda.
	El Habal Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	may-17	CFE-Distribución canceló debido a que el proyecto no era rentable económicamente. Se incrementó el costo de inversión debido a que inicialmente era un traslado de un transformador existente y la red de subtransmisión requerida se incrementó sustancialmente. Posteriormente realizará una propuesta de optimización de pérdidas eléctricas. No se observa impacto en su cancelación.
	Guamúchil III Banco 1	1	T	30	115/13.8	dic-18	CFE-Distribución solicitó su cancelación debido a la problemática en la adquisición de los derechos de servidumbre de paso de la línea de alta tensión que la alimentaría. Realizó una nueva propuesta para una nueva subestación (Évora Banco 1) dentro del área de influencia.

CUADRO 9.45 OBRAS DE COMPENSACIÓN CANCELADAS O INDEFINIDAS POR EL TRANSPORTISTA, DISTRIBUIDOR Y GENERADOR DE CFE

Gerencia de Control Regional	Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha de entrada	Comentario
Oriental	Tlapa MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-17	Esta obra está integrada en el mismo Proyecto elemental Mínimo de la Línea de Transmisión Chilpancingo Potencia - Tlapa (tendido del 2o circuito). Se ha comentado su impacto en su cancelación en el rubro de transmisión.
Norte	Terranova MVAr	Capacitor	115	30.0	jun-18	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
	Paso del Norte MVAr	Capacitor	115	30.0	abr-20	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
	Torreón Sur MVAr	Reactor	400	100.0	may-20	Forma parte de una red de transmisión asociada a una central que tenía programada CFE, al canelar la central se cancela la red, se restringe la capacidad de transmisión entre el norte y el sur del país en el orden de 600 MW.
	La Cuesta MVAr	Capacitor	115	30.0	jun-20	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
Occidental	Salamanca II MVAr (traslado)	Reactor	400	50.0	jun-17	CFE no ha declarado la cancelación del proyecto, pero no reporta avances en la obra. Por lo que se considera que no la realizaría. En caso de que CFE cancele el proyecto no habría afectación al sistema.
	Aeroespacial MVAr	Capacitor	115	15.0	jun-17	Aunque la zona en la que está ubicada este proyecto presenta algunos problemas de tensión, no se observa impacto en la cancelación de esta obra, ya que no resuelve la problemática principal. En los PAM 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032 se han propuesto proyectos para mejorar las condiciones de la red en esta zona (P16-OC4, P17-OC5 y P18-OC9).
	Castillo MVAr	Capacitor	69	24.3	jun-17	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
	San Agustín MVAr	Capacitor	69	18.0	jun-17	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
	Miravalle MVAr	Capacitor	69	18.0	jun-17	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
	Penal MVAr	Capacitor	69	18.0	jun-17	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
	Mojonera MVAr	Capacitor	69	10.0	jun-17	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
	Tlajomulco MVAr	Reactor	400	50.0	oct-18	CFE Distribución informa que se cancela la obra. En el PAM 2018-2033 se propuso ya un proyecto de compensación y reconfiguración de la red en 69 kV para resolver la problemática de bajos voltajes de esta zona (P18-OC8).
Noroeste	Mazatlán II MVAr	Reactor	400	75.0	oct-19	Red de transmisión asociada al CC Mazatlán. CFE no se ha pronunciado acerca del proyecto de generación. El diferimiento indefinido de esta obra restringe la capacidad de transmisión entre el norte y el sur del país en el orden de 900 MW.

MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

Proyectos Propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT

En reuniones de trabajo con la Dirección de Transmisión de CFE 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 acordados para su justificación técnica y económica.

En el cuadro siguiente se muestran los proyectos propuestos de su modernización propuestos por CFE Transmisión.

CUADRO 10.1 PROYECTO DE MODERNIZACIÓN PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN

Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión CFE	Fecha necesaria	Fecha Factible	Tiempo estimado de Construcción (meses)	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto	Monto estimado por CFE-Transmisión (Pesos)
Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019 - 2022	Varias	dic-19	dic-22	48	b y e	Modernización de 8 Compensadores Estáticos de VAr	1,217,842,285
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	Oriente	abr-17	abr-23	60	b	Programa anual de 2019 a 2023 del reemplazo de conductor y torres circuitos de 400 kV con un total de 40 km-L	55,320,000
Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	Norte	abr-18	jun-20	17	b y d	Normalización de la subestación eléctrica Maniobras Cerro del Mercado en 115 kV.	28,197,248
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	Peninsular	ene-19	ago-20	19	b	3ª etapa Elevación de Buses S.E. Nizuc 115 kV, a través de la conclusión de la sustitución de estructuras de concreto en condiciones de termino de vida útil y de buses tubulares con aislamiento envejecido.	32,880,000
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	Noroeste	dic-19	dic-21	24	a	Sustitución de interruptores en varias subestaciones que son atendidas por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste por limitaciones en el nivel de cortocircuito.	24,310,000
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	Noroeste	abr-21	abr-21	13	d	Construcciones de un alimentador en 115 kV para eliminar el TAP e interconectar la LT a la SE Culiacán I.	17,238,556

Categorías aplicables

a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
c. Equipo con Daño.
d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

A continuación, se presenta una ficha de información de proyecto resumida del Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019-2022, la cual describe en forma breve el diagnóstico de la zona, la problemática a resolver, las características del proyecto, el análisis de confiabilidad y las alternativas analizadas para resolver la problemática descrita.

M18-SIN1 Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019-2022

Diagnóstico

En la Red Nacional de Transmisión a cargo de la Comisión Federal de Electricidad dentro de los activos que la componen se cuenta con equipos de compensación dinámica de potencia reactiva, denominados Compensadores Estáticos de VAr (CEV), en total son 27 equipos instalados en distintos niveles de tensión, 11 en 400 kV, 13 en 230 kV y 3 en 115 kV, con un total de 8,811 MVAr de capacidad.

Actualmente, 6 de las 9 Gerencias Regionales de Transmisión han declarado como obsoletos 8 CEV de acuerdo con documentación de fabricantes que indica la imposibilidad de dar soporte técnico y refaccionamiento con garantía. Estos dispositivos cuentan con tecnología o elementos sin redundancia en el sistema de control lo cual compromete su operación confiable y por ende la confiabilidad para el soporte de potencia reactiva de la Red Nacional de Transmisión, que es necesaria para la transferencia de flujos de potencia entre regiones y soporte de local de voltaje ante contingencias en la red eléctrica.

Problemática a resolver

En los últimos años, CFE - Transmisión realiza con mayor frecuencia mantenimientos preventivos para disminuir el riesgo de falla en los CEV, aunque como inconveniente se tiene un gran consumo de tiempo por parte del personal aunado a la falta de fuerza de trabajo móvil para este tipo de tareas, lo cual se refleja en gastos de mantenimiento altos.

Por lo anterior, los equipos son susceptibles de quedar fuera de operación por largos periodos, debido a que el fabricante no garantiza la existencia ni suministro de refacciones para los equipos.

La salida de operación de algún CEV impactará en la capacidad de transmisión del corredor al que se encuentre brindando soporte reactivo.

Asimismo, se requiere que los equipos que presentan la condición de obsolescencia sean modernizados, debido a que presentan una reducción en la confiabilidad por término de vida útil, ya que no existen condiciones de seguridad en los servicios de mantenimiento ni en el suministro de refacciones, por lo que se pone en riesgo el soporte de potencia reactiva necesaria para la transferencia de flujos de potencia.

En caso de falla de alguno de estos elementos, el costo asociado por el suministro de potencia reactiva a través de centrales generadoras representaría un impacto negativo para los indicadores económicos del Mercado Eléctrico Mayorista, incrementando los costos de operación y a su vez la tarifa al usuario final.

Con esta modernización 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Características del Proyecto

Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2019

Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022

Compensación: Modernización de medio ciclo para 7 CEV que incluye el cambio del sistema de control, protecciones, sistema de enfriamiento, válvula de tiristores de la rama capacitiva e inductiva.

Sustitución completa del CEV instalado en Temascal III, en este caso se construirá en su totalidad incluyendo obra civil, equipo primario, servicios propios, sistema de control, protecciones, sistema de enfriamiento, así como válvulas de tiristores de las ramas capacitivas e inductivas.

En la tabla resumen y diagrama geográfico simplificado se muestra la ubicación de los CEV.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de soporte reactivo para los corredores de transmisión asociados a los CEV propuestos para modernización.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica factible consiste en la sustitución completa de un CEV, así como la modernización de 7 más, se revisó una opción alterna factible que consiste en la renovación total de 7 CEV y el cambio de tecnología a STATCOM para el octavo los cuales serían de la misma capacidad a los que se encuentran actualmente instalados.

Sin embargo, el **Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019-2022** es la opción de menor costo a largo plazo que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo. La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Evaluación Económica por costos de producción (PEGyT), reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo.

Obras del Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019-2022

Subestación Eléctrica	Tensión (kV)	Fecha necesaria de entrada en operación	Equipos que requieren de su modernización								
			Tipo	Obra Civil	Equipo Primario	Servicios Propios	Sistema de Control	Protecciones	VVA TSC 3f	VVA TCR 3f	Sistema Enfriamiento
Culiacán III	230	dic-22	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	1	1	Sí
Güémez	400	dic-20	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	1	1	Sí
La Pila	230	dic-20	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	1	1	Sí
Cerro Gordo	230	dic-19	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	2	1	Sí
Temascal III	400	dic-22	Completa	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	4	4	Sí
Escárcega 230	230	dic-19	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	2	2	Sí
Nizuc	115	dic-20	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	1	1	Sí
Xul-Ha	115	dic-21	Medio Ciclo	No	No	No	Sí	Sí	0	1	Sí

VVA. Válvula
TSC. *Thyristor Switched Capacitor*
TCR. *Thyristor Controlled Reactor*

Ubicación geográfica de los equipos a modernizar en el Proyecto de Inversión de CEV para CFE Transmisión 2019-2022

Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie

Para el análisis técnico del comportamiento de la red eléctrica existente para los próximos años, se contempla la información de capacidad de transmisión de todos los enlaces del Sistema Eléctrico Nacional.

La información de límites térmicos de líneas de transmisión, empleada en la base de datos de simulación, ha sido la proporcionada por el Transportista (Dirección de Transmisión de la CFE).

Como resultado del presente análisis se han detectado requerimientos de modernización de equipo en subestaciones que permitan unificar la capacidad del corredor de transmisión con respecto al límite del conductor instalado en la línea.

En el listado siguiente se describen a detalle los requerimientos de sustitución de equipo en las subestaciones que presentan sobrecargas como son: Transformador de Corriente (TC), Trampa de Onda (TO), Puentes, Cuchillas o Bus, dada la importancia de aumentar las capacidades de transmisión para evitar congestiones en la red.

CUADRO 10.2 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Jilotepec 73680 San Sebastián	477 / 132	40	161	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Jilotepec
Zapata Envases 73K60 Cuautitlán	795 / 266	133	114	TC y RE	2018	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas, además de la repotenciación de RE en la subestación eléctrica Cuautitlán
Zapata Envases 73K80 Trimex	795 / 266	177	108	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Victoria 73K20 Trimex	795 / 266	177	106	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Becton Dickinson 73K50 Cuautitlán	795 / 266	133	116	TC y RE	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además de la repotenciación de RE en la subestación eléctrica Cuautitlán
Victoria 73K10 Ford Motor Company	795 / 266	177	107	CU	2019	Reemplazo de CU en ambas subestaciones eléctricas
Ford Motor Company 73K30 Alpura	795 / 266	177	102	CU	2019	Reemplazo de CU en ambas subestaciones eléctricas
Cementera Cruz Azul 93390 Tula	2x1113 / 837	319	121	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cementera Cruz Azul
Cementera Cruz Azul 93450 Planta de Aguas Residuales Atotonilco	2x1113 / 837	319	111	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cementera Cruz Azul

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.2 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
La Paz 93D70 Ayotla	1113 / 418	319	103	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Ayotla
Atlacomulco Potencia 73620 Ixtlahuaca II	795 / 180	120	105	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Atlacomulco Potencia 73630 Atlacomulco	795 / 180	120	105	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Lázaro Cárdenas Potencia 73870 Lázaro Cárdenas Distribución	477 / 132	60	101	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Atenco 93490 San Bernabé	1113 / 418	319	105	TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica San Bernabé
Águilas 93B30 Bosques	1113 / 418	319	103	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Bosques
Chalco 73E50 Juchitepec	795 / 133	59	104	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.3 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
El Tejar 73100 Paso del Toro	795 / 179	120	114	TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Paso del Toro
Oaxaca Potencia 73330 Oaxaca II	477 / 131	20	135	BU y TC	2018	Reemplazo de BU y TC en la subestación eléctrica Oaxaca II
Oaxaca II 73630 La Ciénega	477 / 131	20	98	BU y TC	2018	Reemplazo de BU y TC en la subestación eléctrica Oaxaca II
Oaxaca II 73A40 Ixtlán de Juárez	477 / 131	20	160	BU y TC	2018	Reemplazo de BU y TC en la subestación eléctrica Oaxaca II
Oaxaca 73340 La Ciénega	477 / 131	20	245	BU y TC	2018	Reemplazo de BU y TC en la subestación eléctrica Oaxaca II
Oaxaca Poniente 73320 Oaxaca	477 / 131	20	133	BU y TC	2018	Reemplazo de BU y TC en la subestación eléctrica Oaxaca II
Acatlán 73520 Huajuapan	477 / 131	40	113	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Acatlán

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.3 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Pochutla 73470 Puerto Escondido	477 / 131	40	112	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Comalcalco 73880 Comalcalco Oriente	477 / 131	80	116	BU y TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cárdenas 73980 Tulipán	336 / 106	60	131	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Comalcalco 73050 Jalpa	477 / 131	60	134	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cárdenas II 73620 Cárdenas	477 / 131	80	137	BU y TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además de la repotenciación del BU Cárdenas
Tuxtla Gutiérrez II 73640 Tuxtla Norte	477 / 131	20	264	BU	2018	Repotenciación de BU en la subestación eléctrica Tuxtla Gutiérrez II
Angostura 73970 Tuxtla Gutiérrez II	477 / 131	20	289	BU	2018	Repotenciación de BU en la subestación eléctrica Tuxtla Gutiérrez II
Tuxtla Gutiérrez II 73R20 Real del Bosque	477 / 131	20	236	BU	2018	Repotenciación de Bu en la subestación eléctrica Tuxtla Gutiérrez II
Tamulté 73480 Tamulté Maniobras	795 / 179	120	127	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Tamulté
Tapachula Potencia 73120 Tapachula Aeropuerto	795 / 179	120	108	BU y TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Tapachula Potencia, además de la repotenciación de BU de la subestación eléctrica Tapachula Aeropuerto
Villahermosa Poniente 73160 La Choca	477 / 131	60	104	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Huimanguillo 73950 Maniobras PRO MDF	477 / 131	31	106	TAP y TC	2018	Reemplazo de TC y repotenciación del TAP en subestación eléctrica Huimanguillo
Peñitas 73900 Mezcalapa	477 / 131	40	143	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Mezcalapa 73950 Huimanguillo	477 / 131	31	176	TAP y TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Mezcalapa y repotenciación del TAP en subestación eléctrica Huimanguillo
Tamulté 73C20 Cactus Switcheo	795 / 179	119.5	101	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Tamulté
Manuel Moreno Torres 73500 Ocozocoautla	477 / 131	20	167	RE y BU	2018	Repotenciación de RE y BU en la subestación eléctrica Ocozocoautla
Manuel Moreno Torres 73OR0 Berriozábal (Nueva)	477 / 131	20	150	RE y BU	2018	Repotenciación de RE y BU en la subestación eléctrica Ocozocoautla
Ocozocoautla 73OR0 Berriozábal (Nueva)	477 / 131	20	102	RE y BU	2018	Repotenciación de RE y BU en la subestación eléctrica Ocozocoautla

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.3 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
San Cristóbal 73380 San Cristóbal Oriente	477 / 131	40	117	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica San Cristóbal
Macuspana II 73240 El Zopo	477 / 131	20	393	BU	2018	Repotenciación de BU en la subestación eléctrica El Zopo
El Zopo 73430 Los Ríos	477 / 131	20	479	BU	2018	Repotenciación de BU en la subestación eléctrica El Zopo
El Sabino 73810 Ocozocoautla	477 / 131	20	189	RE y BU	2018	Repotenciación de RE y BU en la subestación eléctrica Ocozocoautla
Peñitas 73900 Mezcalapa	477 / 131	40	181	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Malpaso 73930 Mezcalapa	477 / 131	40	125	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Los Ríos 73420 Zapata Poniente	477 / 131	40	102	TAP y TC	2021	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Los Ríos y repotenciación del TAP en subestación eléctrica Zapata
Zapata 73650 Jiutepec	795 / 179	120	112	BU y TC	2018	Repotenciación de BU en la subestación eléctrica Zapata, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Yautepec Potencia 73130 Cuautla	477 / 131	119.5	101	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cuautla
Cruz Grande 73400 Agua Zarca	477 / 131	60	106	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Papagayo 73420 Cruz Grande	477 / 131	60	117	TC	2019	Sustitución de TC en la subestación eléctrica Cruz Grande
Ometepec 73430 Agua Zarca	477 / 131	60	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.4 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Parque Industrial 63770 Guadalajara II	2x477 / 158	65	158	BU y RE	2018	Reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas, además de reemplazo de RE en la subestación eléctrica Parque Industrial
El Marqués 73700 Conín	795 / 179	86	129	BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica El Marqués
Tapeixtles 73C40 Arrayanal	477 / 133	60	120	TC y BU	2018	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones
Guadalajara I 63130 El Sol	2 x 477 / 158	72	120	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de RE en subestación eléctrica El Sol, además del reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Penal 63340 Guadalajara Oriente	795 / 108	51	134	BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctricas Penal
Conín 73680 Cimatario	795 / 179	84	131	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Juan de los Lagos 73450 La Cueva	477 / 133	60	129	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Colomo 73230 Tapeixtles	477 / 133	80	129	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
El Salto 63690 Guadalajara II	795 / 108	72	127	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Azufres Switcheo 73590 Azufres Generación	477 / 133	60	124	TC y BU	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Azufres Switcheo, además de reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas
Morelia Industrial 73090 Abastos	477 / 133	60	122	TC y BU	2018	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
San Juan de los Lagos 73400 San Juan de los Lagos II	477 / 133	60	121	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ocotlán 73540 Tepatitlán	795 / 179	60	118	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Cóbano 63610 Nueva Italia	4/0 / 40	18	116	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cóbano
Tapeixtles Potencia 73C30 Apasco	477 / 133	60	114	TC y BU	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Apasco, además del reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas
Silao 73530 Romita	795 / 179	107	113	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Gran Jardín 73940 Lagos Galera	795 / 179	86	111	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Lagos Galera, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tapeixtles Potencia 73C20 Armería	900 / 192	60	110	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Armería
Tepic II 93930 Nuevo Vallarta Potencia	900 / 386	239	109	TO	2018	Reemplazo de TO en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.4 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Álamos 63350 Miravalle	477 / 80	65	108	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Miravalle, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara I 63170 Miravalle	477 / 80	65	108	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Miravalle, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tepic II 93950 Vallarta Potencia	1113 / 418	239	108	TC y TO	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Vallarta Potencia, además del reemplazo de TO
Guadalajara I 63420 El Sol	2x477 / 158	72	107	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de RE en subestación eléctrica El Sol, además del reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones
Ocotlán 73570 Atotonilco	477 / 133	60	107	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Yurécuaro 73910 Atotonilco	795 / 179	60	106	TC y BU	2018	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Ojo Caliente 73510 Zacatecas II	477 / 133	60	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Luis Potosí 73860 Barracuda	795 / 179	80	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Santiago Ixcuintla 73750 Tepic II	795 / 179	60	104	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Minatitlán 73270 Arrayanal	477 / 133	60	103	TC y BU	2018	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Santiago Ixcuintla 73840 Tepic II	477 / 133	60	102	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Campestre 73350 Abastos	477 / 133	60	101	TC y BU	2018	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Zapopan 63190 México	477 / 80	65	101	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica México, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Zapopan 63620 México	477 / 80	65	101	TC, BU y RE	2018	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica México, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Colima II 73100 Bicentenario	336 / 105	80	118	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tala 63980 C. H. Santa Rosa	477 / 80	36	147	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara Oriente 63330 Zalatitán	795 / 108	65	136	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en la subestación eléctrica Zalatitán

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.4 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Buenavista 73F30 Santa Fe	795 / 179	119	110	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Buenavista
Zapopan 63560 Andares	795 / 108	72	109	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Zapopan
Fresnillo Norte 73320 Fresnillo	795 / 179	86	109	BU, RE y TC	2019	Reemplazo de BU, RE y TC en ambas subestaciones eléctricas
Fresnillo Norte 73580 Fresnillo	795 / 179	86	109	BU, RE y TC	2019	Reemplazo de BU, RE y TC en ambas subestaciones eléctricas
La Esperanza 73390 Uruapan III	477 / 133	60	108	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Acueducto 63930 Tesistán	795 / 108	72	107	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cerro Blanco A3590 Tepic II	2x1113 / 1455	1109	106	TO	2019	Reemplazo de TO en ambas subestaciones eléctricas
Cerro Blanco A3630 Tepic II	2x900 / 1344	1109	106	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Aguascalientes Potencia A3J10 Cañada	2x1113 / 1455	1109	104	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Aguascalientes Potencia
Aguascalientes Potencia A3K90 Cañada	2x1113 / 1455	1109	104	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Aguascalientes Potencia
Yurécuaro 73920 Vista Hermosa	477 / 133	60	103	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Aguascalientes I 73930 El Taray	477 / 133	60	103	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Higuerillas 63160 Álamos	477 / 133	65	102	BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
El Mirador 73710 Uruapan Potencia	477 / 133	60	101	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Fresnillo Sur 73290 Fresnillo Norte	336 / 105	80	103	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.4 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Tuxpan 73030 Zitácuaro	477 / 133	80	108	TC y RE	2020	Reemplazo de TC en Zitácuaro, además del reemplazo del RE en ambas subestaciones eléctricas
Estancia de Animas 73370 Villa Hidalgo	336 / 105	60	151	TC y CU	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de la CU en la subestación eléctrica Villa Hidalgo
Loreto 73830 Villa Hidalgo	336 / 105	60	115	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Villa Hidalgo
Cóbano 63620 Nueva Italia	4/0 / 40	18	112	TC	2020	Reemplazo TC en la subestación eléctrica Cóbano
Zapopan 63180 El Sol	477 / 80	65	107	BU, RE y TC	2020	Reemplazo de BU, RE y TC en la subestación eléctrica El Sol
La Soledad 73450 San Luis de la Paz II	477 / 133	86	107	BU, RE y TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica La Soledad
La Venta 63900 Tesistán	795 / 108	65	107	BU, RE y TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica La Venta
León I 93310 Potrerillos	1113 / 418	239	103	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica León I
Zapopan 63140 Mojonera	795 / 108	72	103	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Zapopan
León III 73810 Lagos de Moreno	477 / 133	105	103	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica León III
Margaritas 73780 Asunción	795 / 179	107	110	BU y RE	2021	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Margaritas
Zapopan 63110 El Sol	477 / 79	65	107	BU, RE y TC	2022	Reemplazo de BU, RE y TC en la subestación eléctrica El Sol
Conín 73820 Estadio Corregidora	795 / 179	119	105	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Fresno 63210 Guadalajara I	795 / 179	65	117	BU y RE	2022	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Fresno
Celaya II 73410 Celaya Industrial	336 / 105	72	111	BU	2022	Reemplazo de BU en la subestación eléctrica Celaya Industrial
León III 73L40 León Norte	795 / 179	119	103	CU y TC	2022	Reemplazo de CU y TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.4 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Zoquipan 63260 Guadalajara Norte	1500-XLPE-CU / 139	100	100	BU y RE	2022	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Zoquipan
Higuerillas 63150 Guadalajara I	477 / 80	65	115	RE	2023	Reemplazo de RE en la subestación eléctrica Higuerillas
Sayula 73230 Centro Logístico Jalisco	477 / 133	60	167	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Sayula
Triara 73760 Querétaro Oriente	795 / 179	86	123	BU, RE y TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la subestación Querétaro Oriente
Cañada 73880 Margaritas	795 / 179	107	123	BU y RE	2023	Reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Margaritas
Querétaro Norte 73010 Querétaro	795 / 179	119	118	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Querétaro Norte
Aguascalientes Oriente 73130 Asunción	795 / 179	150	112	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara Oriente 63490 Oblatos	795 / 108	72	102	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Querétaro Poniente 73090 Querétaro Sur	795 / 179	86	101	BU, RE y TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la subestación eléctrica Querétaro Poniente
La Loma 73110 Satélite	795 / 179	105	109	RE	2024	Reemplazo de RE en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.5 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Guamúchil II 93620 Los Mochis II	900 / 386	319	107	TC	2021	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Guamúchil II
Guamúchil II 93640 Los Mochis II	900 / 386	319	107	TC	2021	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Guamúchil II
El Mayo 93610 Los Mochis II	900 / 386	319	107	TO	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Pueblo Nuevo 93630 Los Mochis II	900 / 386	319	109	TO	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Louisiana 73180 Mochis Las Villas	795 / 180	120	105	TC	2021	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Mochis Las Villas
Los Mochis Industrial 73790 Juan José Ríos	795 / 180	120	104	TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Juan José Ríos
Guamúchil II 73120 Guamúchil	795 / 180	108	105	RE	2021	Reemplazo del RE en la subestación eléctrica Guamúchil

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.6 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
División del Norte 73770 Maniobras Santa Rosa	477 / 131	40	148	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Maniobras Santa Rosa
Cuauhtémoc 73350 Maniobras Santa Rosa	477 / 131	40	140	TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ascensión 73750 Janos	477 / 131	60	109	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ascensión 73800 Janos	795 / 180	60	109	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
López Mateos 73320 Maniobras Treinta y Cuatro	477 / 131	60	185	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ascensión 73760 Ascensión II	477 / 131	60	135	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.6 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Casas Grandes 73660 San Buenaventura	477 / 131	60	170	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73740 Janos	477 / 131	60	117	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73780 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	185	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Janos 73790 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	116	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73820 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	130	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Durango II 73430 Clid	336 / 104	80	113	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón Oriente 73320 Valle Verde	477 / 131	120	110	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
John Deere 73540 Torreón Sur	477 / 131	120	103	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón Sur 73560 Maniobras Mieleras	477 / 131	120	104	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
California 73280 Valle Verde	477 / 131	120	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón 73180 Nazas	1113 / 217	80	135	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Parque 73010 Valle de Juárez	477 / 131	80	101	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Parque
Parque 73020 Valle de Juárez	477 / 131	80	101	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Parque
Canatlán II 73450 Durango II	477 / 131	80	124	TC	2021	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Durango II
Jerónimo Ortiz Martínez 73980 Quince de Octubre	477 / 131	120	114	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.6 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Durango II 73420 Cerro del Mercado	477 / 131	120	110	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Gómez Palacio 73140 Philips	1600 / 262	120	115	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Gómez Palacio 73150 Philips	795 / 180	120	114	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cuauhtémoc II 93340 Encino	1113 / 418	159	144	TO	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cuauhtémoc
Cuauhtémoc II 93350 Encino	900 / 386	159	142	TO	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cuauhtémoc
Jerónimo Ortiz Martínez 93600 Fresnillo	900 / 386	319	107	TO	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Jerónimo Ortiz Martínez

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.7 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Nicolás 73M80 Maniobras Promax	795 / 179	120	110	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Villa de García 73F00 Fomerrey	795 / 179	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Nogalar 73940 Pemex	795 / 179	120	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Matamoros Potencia 83680 Matamoros	477/130	96	104	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Maniobras Dulces Nombres 73N60 Santa Cruz	ND	120	103	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Santa Cruz

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.7 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Maniobras Promax 73630 San Jerónimo	795 / 179	120	112	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Finsa Guadalupe 73N90 Maniobras Dulces Nombres	ND	120	108	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Finsa Guadalupe
Plaza 73710 Valles	795 / 179	120	116	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Plaza 73400 Valle Oriente	1000/214	120	107	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
América 73GH0 Estrella	1113/217	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Monterrey Potencia 73000 Pemex	795 / 179	120	127	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Monterrey Potencia
Escobedo 73F60 Estrella	1113/217	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
América 73H60 Escobedo	1113/217	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Monterrey Potencia 73820 La Fe	795 / 179	120	106	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Monterrey Potencia
Tempoal II 73870 Higo II	795 / 179	60	123	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Pánuco 73870 Higo II	795 / 179	60	155	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Higo II
Monterrey Potencia 73660 Pemex	795 / 179	120	106	TC	2018	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Monterrey Potencia
Piedras Negras Potencia 83130 Acuña	477/158	96	140	TC	2019	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Acuña
Piedras Negras Potencia 73430 HUI	795/180	120	101	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Nicolás 73890 Topo Chico	795 / 179	120	102	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

... Continuación

CUADRO 10.7 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Mitras 73D70 San Bernabé	1113 / 217	120	102	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cumbres Frontera 83400 Jarachina	1113 / 261	143	100	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cuadro de Maniobras Eólica de Coahuila 93050 Andalucía	900 / 386	319	103	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Derramadero 73320 Saltillo	477 / 133	120	100	TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Saltillo
Cumbres Frontera 83390 Villa Florida	1113 / 261	143	102	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Villa Florida
Cedros 73E30 Capellanía	1113 / 217	120	109	TC	2023	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Cedros

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.8 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Cerro Prieto II 93470 Chapultepec	1113 / 418	239	100	TC	2022	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Chapultepec
Herradura 63730 Tecate II	795 / 108	72	100	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cerro Prieto II 93220 Cerro Prieto III	900 / 386	239	100	TC	2024	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

CUADRO 10.9 MODERNIZACIÓN REQUERIDA PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

Línea de transmisión Envío Clave Recepción	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Sobrecarga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Xul Ha 73260 Chetumal Norte	477 / 133	60	100	TC	2020	Reemplazo de TC en la subestación eléctrica Chetumal Norte

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de subestación eléctrica, RE. Remate de línea a barra de subestación eléctrica

DIAGNÓSTICO DE CONGESTIONES EN EL SEN 2018 - 2024

Estimación de sobrecostos por congestiones en la RNT

Análisis económico

Con base en las condiciones actuales y evolución de la RNT para los próximos años, considerando que se incorporarán refuerzos de transmisión que se encuentran en proceso de construcción, así como de otros que han sido instruidos para su ejecución por la SENER a CFE-Transmisión; y el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, se determinan los costos que se ocasionarán por congestiones en algunos elementos de la RNT.

Para esté análisis se define el caso de referencia en el que se incorporan los refuerzos programados, en proceso de construcción e instruidos, de acuerdo con su fecha factible de operación. Se simula la operación futura del sistema eléctrico, utilizando un modelo de expansión de generación y transmisión, el cual optimiza los costos de operación.

La evaluación se realiza con un modelo que representa el SEN en 53 regiones de transmisión, no se incluyen transformadores.

Para este caso, los resultados muestran que algunos enlaces de la RNT alcanzarán su límite de transmisión en el periodo de estudio. Cuando esto sucede, no es posible el despacho de centrales por orden económico y se procede a asignar unidades de mayor costo, para atender la demanda y evitar rebasar los límites de transmisión de los enlaces y poner en riesgo la confiabilidad del sistema. En esta situación se presenta una congestión en la red, la cual incrementa el costo de operación del sistema. Lo anterior ocurre en diferentes enlaces de la RNT, así como, en diferentes puntos de operación de demanda.

Se ha estimado el efecto económico en los costos de producción del sistema eléctrico, comparando los costos de producción que se tendrían si no existieran dichas congestiones.

Para este análisis se consideran restricciones en el suministro de gas natural en la Península de Yucatán: disponibilidad de GN en Campeche de 30%; en Mérida de 50% y en Valladolid de 70% en 2018 a 2020. A partir de 2021 se considera disponibilidad de 100% en Valladolid.

En el cuadro 11.1 se muestran los costos por congestiones para el caso en que no se realizan refuerzos en la RNT. Se indican tales costos en los conceptos de costos de producción y operación y mantenimiento, así como los asociados a energía no suministrada.

CUADRO 11.1 COSTOS POR CONGESTIÓN EN LA RNT SIN REFUERZOS EN MILLONES USD VP 2017

Año	Producción + O&M	ENS	Total
2018	251	0	**251**
2019	170	0	**170**
2020	197	0	**197**
2021	143	0	**143**
2022	158	0	**158**
2023	111	186	**297**
2024	120	708	**828**
Total	**1,149**	**895**	**2,044**

De no realizarse refuerzos en la red en los próximos años se presentarán congestiones que incrementarán los costos de operación del sistema, como se observa en el cuadro 11.1.

Con base en lo anterior, se han identificado los enlaces donde se presentan las mayores congestiones.

A partir de esto, se han realizado estudios detallados de confiabilidad del sistema, determinándose los refuerzos propuestos, que se listan a continuación:

- Red en CA, Hermosillo-Cananea, en 2022
- Red en CA Veracruz - Temascal, en 2022
- Refuerzo Querétaro - SLP, en 2022
- Red en CA, Cananea - Moctezuma, en 2022
- Red en CA, Moctezuma - Chihuahua, en 2022
- Incremento de capacidad en Mochis - Culiacán, en 2022
- Incremento de capacidad en Mérida - Cancún, en 2022

- Red en CA, Mexicali - Tijuana, en 2022
- Red en CA, Chihuahua - La Laguna, en 2023
- Red en CA, Laguna - Saltillo, en 2023
- HVDC Grijalva - Cancún, en 2023 y 2024
- Red en CA, Durango - Aguascalientes, en 2023
- Red en CA, Aguascalientes - Guadalajara, en 2023
- HVDC Monterrey - Querétaro, en 2024
- Red en CA, Querétaro - Central, en 2024
- Cable submarino Playa del Carmen - Cozumel, en 2024

El análisis técnico detallado de cada una de las propuestas de reforzamiento para la RNT se ha presentado en el capítulo previo.

Con estos refuerzos en el sistema, se determinan los costos por congestiones en la RNT. Los resultados se indican en el cuadro 11.2.

CUADRO 11.2 COSTOS POR CONGESTIÓN EN LA RNT INCORPORANDO REFUERZOS EN MILLONES USD VP 2017

Año	Producción + O&M	ENS	Total
2018	251	0	**251**
2019	170	0	**170**
2020	197	0	**197**
2021	143	0	**143**
2022	108	0	**108**
2023	48	6	**54**
2024	55	0	**55**
Total	**972**	**6**	**978**

La diferencia de los costos de los cuadros 11.1 y 11.2, indican la reducción de costos por congestión en la RNT al incorporar los refuerzos indicados antes.

Por tanto, la inclusión de los refuerzos planteados, tendrían los beneficios por 1,065 millones de USD en VP 2017, que se indican en el cuadro 11.3.

Debido a que en el periodo 2018-2021 no entrará en operación ningún nuevo proyecto de transmisión, se estima un sobrecosto por congestión de 761 millones USD en VP 2017, para ese periodo.

CUADRO 11.3 REDUCCIÓN DE COSTOS POR CONGESTIÓN EN LA RNT INCORPORANDO REFUERZOS EN MILLONES USD VP 2017

Año	Producción + O&M	ENS	Total
2018	0	0	**0**
2019	0	0	**0**
2020	0	0	**0**
2021	0	0	**0**
2022	50	0	**50**
2023	63	180	**243**
2024	65	708	**773**
Total	**177**	**888**	**1,065**

La incorporación de los refuerzos a la RNT a partir de 2022, tienen un efecto de reducción en los costos de producción, sin embargo, se observa que el mayor beneficio será contribuir a la reducción de energía no suministrada a partir de 2023 y por tanto mejorar sustancialmente la confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro de energía eléctrica. Los beneficios de los refuerzos

Este análisis muestra que, en caso de posponerse la entrada en operación de refuerzos en la RNT, se incrementarán considerablemente los costos de provisión del suministro eléctrico en el SEN y finalmente los costos del mercado eléctrico.

En el cuadro 11.4 se presentan los enlaces que presentan congestión en ausencia de refuerzos en la RNT.

CUADRO 11.4 ENLACES CONGESTIONADOS EN LA RNT, SIN INCORPORAR REFUERZOS

Enlace	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun
Cananea-Moctezuma	x	x	x		x		x		x		x	
Chihuahua-Río Escondido		x		x		x		x				x
Reynosa-Nuevo Laredo	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x
Lázaro Cárdenas-Acapulco	x	x	x	x	x	x	x	x		x		x
Tabasco-Lerma	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
Lerma-Mérida	x	x	x	x	x		x	x	x		x	x
Mérida-Cancún	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Saltillo-Aguascalientes	x		x		x		x		x		x	
Poza Rica-Puebla	x		x		x		x	x	x	x	x	x
Grijalva-Tabasco	x		x	x	x		x	x	x	x	x	x
Saltillo-Laguna				x				x		x		x
Mochis-Culiacán			x		x				x		x	
Tepic-Guadalajara			x		x		x		x		x	
Ensenada-Tijuana								x				
Veracruz-Temascal							x	x	x	x	x	x
Tamazunchale-Querétaro							x		x		x	
La Paz-Los Cabos											x	x
Monterrey-Saltillo												x
Huasteca-Valles												x
Huasteca-Poza Rica											x	

En el cuadro 11.5 se presenta los enlaces que muestran congestión una vez que se incorporan los refuerzos a la red.

Se observa que, con la incorporación de refuerzos, el número de enlaces con congestión disminuyen. En 2024 solo cuatro enlaces continuarán con congestión. Para estos se revisarán las opciones que eviten tales congestiones.

CUADRO 11.5 ENLACES CONGESTIONADOS EN LA RNT, CON REFUERZOS

Enlace	2021		2022		2023		2024	
	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun	Nov-Feb	Mar-Jun
Cananea-Moctezuma	x							
Mochis-Culiacán	x							
Saltillo-Aguascalientes	x		x		x		x	
Tepic-Guadalajara	x				x		x	
Reynosa-Nuevo Laredo	x	x	x	x	x	x	x	x
Poza Rica-Puebla	x		x	x	x	x		
Lázaro Cárdenas-Acapulco	x	x	x			x	x	x
Grijalva-Tabasco	x		x	x		x		x
Tabasco-Lerma	x		x	x		x		
Lerma-Mérida	x		x	x				
Mérida-Cancún	x	x						
Chihuahua-Río Escondido		x						
Monterrey-Saltillo			x		x			
Tamazunchale-Querétaro			x		x		x	
Querétaro-Salamanca								x
Salamanca-Aguascalientes								x

OBRAS DE LA MACRO RED EN PROCESO DE ANÁLISIS PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Estudios de energía y económicos

Los estudios consisten en determinar los beneficios que se obtendrían por la realización del proyecto y las opciones analizadas. Para cada una, se calculan sus beneficios simulando la operación futura del sistema con y sin el proyecto.

Una vez determinados los beneficios por costos de producción, por energía no suministrada y por externalidades, se calculan los indicadores económicos de cada alternativa.

El análisis de opciones se realiza bajo el planteamiento de opciones equivalentes en confiabilidad y vida útil, principalmente.

Para la determinación de los beneficios se utiliza el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión PEGYT. El modelo simula el Sistema Eléctrico Nacional en 53 regiones con una representación equivalente de la red de transmisión.

El modelo permite detallar: la ubicación regional de la demanda para diferentes periodos a lo largo del año; cada una de las centrales de generación actuales y futuras con sus costos de producción en función de los precios de combustibles puestos en planta, en su caso, y sus características de desempeño en función de las condiciones físicas de la región donde se ubican. La red eléctrica se modela con equivalentes que conectan las 53 regiones, estableciendo los parámetros físicos y los límites de transmisión entre cada región.

En los estudios que se realizan, el modelo minimiza los costos de inversión, producción y de energía no suministrada, considerando un criterio de margen de reserva, costo de la energía no suministrada y cumplimiento de metas de energías limpias.

Los beneficios que se determinan consisten en:

- Ahorro en costos de producción: por combustibles, costos de O&M y pérdidas
- Ahorro por reducción de costos de Energía No Suministrada (ENS)

Adicionalmente se determinan los beneficios económicos por reducción de emisiones de: CO_2, NO_x, SO_x y Partículas suspendidas totales (PST).

Metodología de Evaluación Económica

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.

Todos los valores se determinan a una misma referencia en valor presente, calculados a partir de una tasa de descuento establecida.

La referencia para el cálculo del valor presente es el primer año de erogaciones.

Como resultado de la evaluación, el proyecto tendrá que aportar indicadores de rentabilidad con las siguientes características:

$$\text{Beneficio neto} > 0$$
$$\text{Relación beneficio costo} > 1$$
$$\text{TIR} > \text{tasa de descuento.}$$

Procedimiento para la determinación de beneficios económicos

El costo asociado al suministro eléctrico (CT) tiene cuatro componentes:

$$\mathrm{CT} = \mathrm{CI} + \mathrm{CP} + \mathrm{CE} + \mathrm{CF}$$

donde:

CI= costos de inversión de la infraestructura eléctrica

CP= costos de producción (combustibles, operación y mantenimiento, pérdidas)

CE= costos por externalidades

CF= costos de la energía no suministrada (daño a la economía debido a fallas del suministro).

La instalación y operación de un proyecto de generación o 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.

Para que un proyecto sea conveniente desde el punto de vista económico, es necesario que dé lugar a una reducción del costo total del suministro, es decir, que cumpla la condición,

$$CTC < CTS$$

donde:

CTS= costo total del suministro en el sistema eléctrico sin el proyecto.

CTC= costo total del suministro en el sistema eléctrico con el proyecto.

El beneficio neto (BN) que aporta un proyecto, está dado por la diferencia entre el CTS y el CTC, es decir,

$$BN = CTS - CTC$$

El beneficio neto también se puede expresar como la suma de los ahorros en costos de producción (ACP), ahorros en costos por externalidades(ACE) y costos por la mejora en la confiabilidad (ACF), menos el costo de inversión del proyecto (CI), esto es:

$$BN = ACP + ACE + ACF - CI$$

donde,

ACP = Costo de producción sin proyecto – Costo de producción con proyecto

ACE = Costo por externalidades sin proyecto – Costo por externalidades con proyecto

ACF = Costo de falla sin proyecto – Costo de falla con proyecto.

CI = Costos de inversión.

Beneficio por Reducción de Pérdidas I^2R

El modelo PEGYT considera las pérdidas I^2R de todos los enlaces de transmisión, durante el periodo de estudio. Los costos debidos a las pérdidas de energía se reportan en los costos de producción del sistema eléctrico.

Premisas para los estudios

Pronóstico de consumo y demanda de energía eléctrica. Se consideran los pronósticos indicados en el capítulo 6, para los escenarios Base (Planeación), Alto y Bajo. Para propósitos de modelación, tales pronósticos se desagregan en periodos cuatrimestrales, con una discretización de la curva de duración de carga en 7 niveles de demanda, para cada región.

En el cuadro 12.1 se muestran los escalones de demanda, donde se han diferenciado niveles de demanda diurnos y nocturnos, con el objetivo de caracterizar de manera adecuada el comportamiento de la generación solar.

Parámetros de generación del sistema existente. Incluye el comportamiento estadístico de los últimos cinco años del parque de generación de CFE. Estos parámetros corresponden a costos de operación y mantenimiento fijo y variable, eficiencia, potencia, entre otros. Por no disponer de estadística, para los autoabastecedores, cogeneradores, pequeña producción, se consideran parámetros típicos de acuerdo con su tecnología.

Límites de transmisión. Se consideran los límites térmicos de transmisión definidos por el Transportista y los límites de transmisión operativos determinados por el CENACE con estudios de estado estable, estabilidad angular o de voltaje, según sea el caso.

Proyectos de generación factibles en cada región. La SENER proporciona los proyectos de generación con alta probabilidad de realización en los próximos cinco años. Posterior a este periodo, la expansión de la generación es resultado de estudios de optimización donde se minimiza el costo total de largo plazo. Tales estudios de optimización consideran la estadística de solicitudes para estudios de interconexión de nuevas centrales eléctricas, los requerimientos de capacidad por confiabilidad, así como el potencial de generación renovable de las distintas regiones del país.

Proyectos de transmisión candidatos y costos de inversión. En el modelo de optimización se proponen refuerzos candidatos indicando sus características físicas, costos de inversión y de operación y mantenimiento.

Parámetros de evaluación. La tasa de descuento utilizada es de 10% y corresponde a la última

actualización de la SHCP para la evaluación socioeconómica de proyectos.

Costo de energía no suministrada. Este es proporcionado por la SENER, en la Política de Confiabilidad y corresponde a 2.60 USA $/kWh.

Criterio de confiabilidad. Con base en las disposiciones se considera un MR de 21.3% para el Sistema Interconectado Nacional. Este criterio es consistente con la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía.

Evolución de precios de combustibles. La SENER proporcionó la evolución de precios de combustibles para cada una de las regiones del país, para los escenarios Base (Planeación), Alto y Bajo. Esta contiene precios de gas natural, combustóleo, diésel, carbón y uranio enriquecido. La figura 12.1 muestra dicha evolución para el escenario base y la figura 12.2, los escenarios de precios de gas natural.

Costos de inversión. Se obtuvieron de información técnica de proveedores. Los costos de infraestructura para tecnologías de HVDC (LCC) y HVDC (VSC) se han estimado con base en referencias internacionales, consulta con proveedores e información de ENERGINET.DK.

Análisis de escenarios. Se consideran los escenarios Base (Planeación), Alto y Bajo de los pronósticos de demanda y consumo de energía (capítulo 6); de las trayectorias de precios de combustibles y de condiciones hidrológicas con base en la estadística de operación de centrales hidroeléctricas existentes.

La caracterización de los escenarios hidrológicos se realizó a partir de la estadística real de cada central hidroeléctrica, desde su entrada en operación, considerando su energía mensual generada. El escenario húmedo correlaciona la envolvente de las aportaciones máximas que ha tenido el embalse durante su vida útil; el escenario seco, correlaciona las aportaciones mínimas que ha tenido el embalse desde que está en operación y el escenario medio corresponde al promedio diario de las aportaciones húmeda y seca.

En la figura 12.3, se muestra como ejemplo, el análisis estadístico para la central hidroeléctrica El Caracol.

Para cada escenario analizado, se efectúa una optimización de la expansión de mediano y largo plazos y se establecen los casos de referencia para cada uno.

De las combinaciones posibles de escenarios de demanda y precios de combustibles, se analizan aquellos que pudieran tener mayor consecuencia en los beneficios asociados a los proyectos.

HH: Hidrología húmeda
HM: Hidrología Media
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PM: Precios de combustible base (Planeación)
PA: Precios de combustible Alto
PB: Precios de combustible Bajo

Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad respecto a variaciones en los costos de inversión de los proyectos propuestos. Se identifican los costos de inversión máximos para los cuales, los proyectos tienen una relación beneficio costo unitaria.

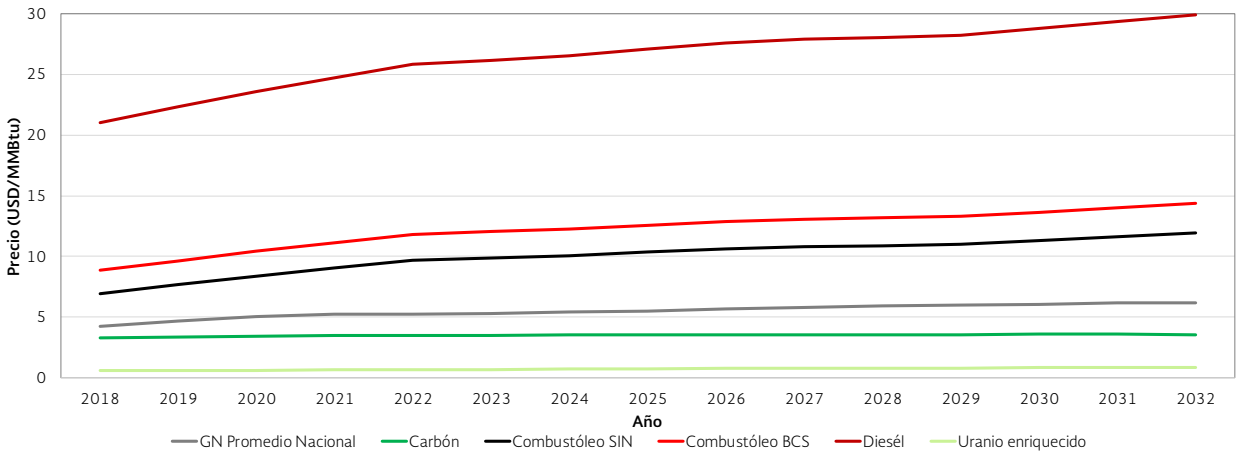
En esta sección, los resultados de los estudios se presentan en detalle para el escenario Base o de Planeación. Para los diferentes escenarios de hidrología, demanda y precios de combustibles analizados, así como para las sensibilidades a costos de inversión, se presenta solo el resumen de los beneficios, costos e indicadores económicos.

CUADRO 12.1 DISCRETIZACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA (MW)

Cuatrimestre	Escalón	Número de Horas	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	BCN	BCS	SIN9
Noviembre-Febrero	001	70	8,402	6,638	8,836	2,930	2,988	6,279	1,636	1,725	397	**39,831**
	002	14	7,774	5,936	8,776	2,979	2,933	6,918	1,588	1,693	394	**38,991**
	003	10	7,511	5,598	8,634	3,129	2,988	7,265	1,616	1,439	395	**38,575**
	004	1,397	7,142	5,027	7,741	2,260	2,556	5,518	1,314	1,297	287	**33,141**
	005	1,346	6,093	4,704	7,080	2,118	2,592	5,663	1,490	1,521	252	**31,511**
	006	24	4,402	4,321	5,122	1,475	1,739	3,543	1,124	1,009	193	**22,929**
	007	19	4,307	3,976	4,939	1,515	1,779	3,066	1,104	834	208	**21,729**
	Demanda Máxima		**8,402**	**6,638**	**8,836**	**3,129**	**2,988**	**7,265**	**1,636**	**1,725**	**397**	39,831
Marzo-Junio	001	3	7,884	6,333	9,751	4,088	4,545	8,902	1,617	2,448	372	**45,940**
	002	14	7,779	6,306	9,596	4,159	4,511	8,807	1,696	2,334	385	**45,573**
	003	52	7,720	6,842	9,301	3,953	4,325	8,583	1,654	2,429	365	**45,172**
	004	1,344	7,584	5,746	8,985	2,361	3,460	6,737	1,589	1,196	267	**37,925**
	005	1,289	6,994	5,961	8,001	2,836	3,274	5,900	1,509	1,656	329	**36,460**
	006	123	5,349	4,876	6,477	2,433	2,672	4,927	1,140	1,314	259	**29,446**
	007	103	5,442	4,486	6,275	1,809	2,097	4,124	1,171	995	220	**26,618**
	Demanda Máxima		**7,884**	**6,842**	**9,751**	**4,159**	**4,545**	**8,902**	**1,696**	**2,448**	**385**	45,940
Julio-Octubre	001	8	7,894	6,532	8,872	4,252	3,690	8,704	1,882	2,480	474	**44,780**
	002	49	7,765	6,242	9,038	4,327	3,789	8,598	1,752	2,415	505	**44,431**
	003	87	7,532	6,118	7,952	4,349	3,764	7,923	1,795	2,692	443	**42,566**
	004	1,363	7,866	5,884	8,773	3,118	3,010	6,364	1,679	1,583	403	**38,681**
	005	1,313	5,753	5,612	7,219	3,727	3,253	7,993	1,661	2,183	425	**37,825**
	006	76	5,350	4,980	6,160	2,976	2,249	5,352	1,466	1,475	324	**30,332**
	007	56	5,429	4,731	6,239	2,627	2,247	4,939	1,178	1,335	311	**29,036**
	Demanda Máxima		**7,894**	**6,532**	**9,038**	**4,349**	**3,789**	**8,704**	**1,882**	**2,692**	**505**	44,780

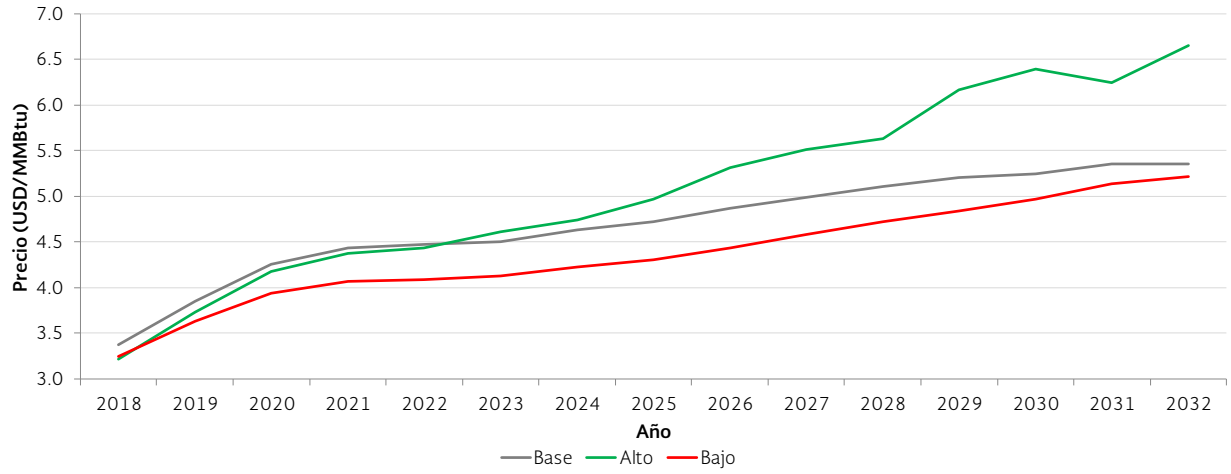
Demanda durante el día
Demanda durante la noche

FIGURA 12.1 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (ESCENARIO BASE) (USD/MMBTU)



Fuente: SENER

FIGURA 12.2 ESCENARIOS DE PRECIOS DE GAS NATURAL (USD/MMBTU)



Fuente: SENER

FIGURA 12.3 ANÁLSIS ESTADÍSTICO HIDROLÓGICO PARA LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARACOL (GWH)

Sección 1. Interconexión Sureste-Peninsular

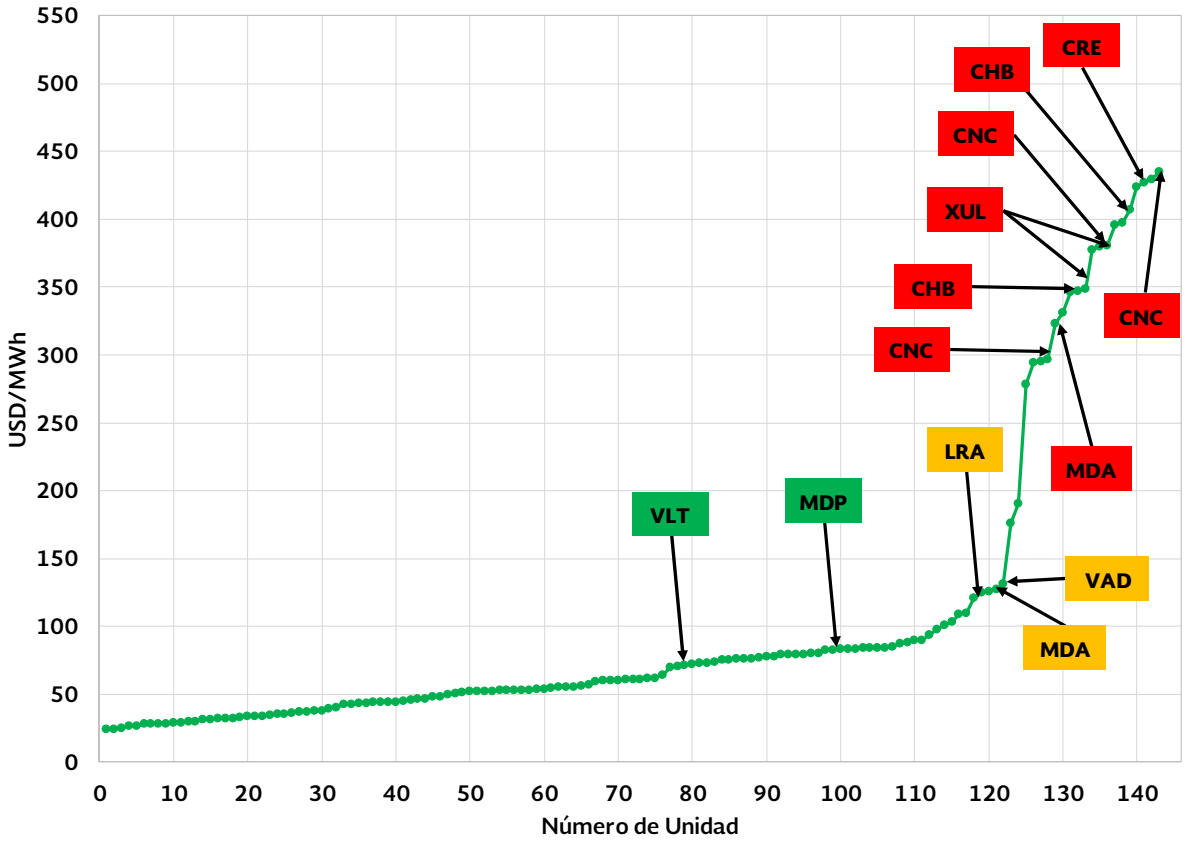
Estudio de Confiabilidad. La Gerencia de Control Regional Peninsular se interconecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de cuatro circuitos; dos en 400 kV entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Tabasco Potencia y Escárcega Potencia, además de dos circuitos en 230 kV entre las subestaciones eléctricas Macuspana II/Los Ríos y Santa Lucía. A este enlace se le conoce como Oriental-Peninsular.

También, las zonas del estado de Tabasco: Villahermosa, Chontalpa y Los Ríos son alimentadas mediante dos circuitos en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Malpaso II/Manuel Moreno Torres y Tabasco Potencia y en 230 kV entre las subestaciones eléctricas Malpaso II y Peñitas. A este enlace se le conoce como Malpaso/Manuel Moreno Torres-Tabasco.

El parque de generación de las centrales eléctricas ubicadas en la Península de Yucatán se basa en gas natural, combustóleo y diésel. Sin embargo, en los últimos años se ha presentado una recurrente indisponibilidad de molécula de gas natural para las abastecer a las centrales eléctricas de esta zona. Por tanto, las centrales eléctricas de ciclo combinado operan en promedio con una degradación del 40 % con respecto a su capacidad nominal. Esta problemática también impacta en las centrales eléctricas de cogeneración instaladas en la zona Tabasco. Ante esta situación, la mayor parte del año los enlaces Malpaso/Manuel Moreno Torres-Tabasco y Oriental-Peninsular se encuentren saturados.

La siguiente figura muestra los costos incrementales de generación del SIN el día de la demanda máxima de 2017. Se puede ver con claridad que la generación turbogás en la Península de Yucatán es la que representa mayores costos totales, por lo que es necesario contar con infraestructura que permita no tener que despachar estas centrales eléctricas.

FIGURA 12.1.1 COSTO INCREMENTAL DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EL DÍA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN EN 2017



Asimismo, desde 2017, la demanda máxima de las Zonas Cancún y Riviera Maya alcanzó el límite de transmisión Valladolid-Cancún, por lo que desde 2018 se requerirá de la sincronización en el verano para no violar este límite o implementar un esquema de corte de carga ante contingencia. Lo anterior repercutirá en un aumento del costo total de producción de energía impactando al MEM y a los usuarios finales, disminuyendo a su vez la confiabilidad del sistema.

La integración de Centrales Eléctricas renovables, en la Península de Yucatán, ayudarán marginalmente a reducir la necesidad de importar energía eléctrica proveniente del resto SIN, sin embargo, por naturaleza intermitente se requerirá contar con el respaldo de la generación convencional particularmente en la noche donde ocurre la demanda máxima de esa región.

Aunado a lo anterior, se pronostica un alto crecimiento de la demanda y del consumo de energía eléctrica, con tasas medias de crecimiento anual de 3.9 % para los próximos 15 años en esta región del país. Incluso, para las zonas Cancún y Riviera Maya la tasa media de crecimiento anual aumenta a 4.3 %, lo cual requerirá de la sincronización constante de las centrales eléctricas térmicas convencionales y/o turbogás.

CUADRO 12.1.1 SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA EN MEDIA TENSIÓN EN ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA

Subestación Eléctrica	Carga (MW)	Fecha de entrada
Playa Mujeres	2.4	2018
Cancún	4.5	2018
Bonfil	3.8	2018
Bonfil	2.7	2018
Bonampak	2.0	2018
Nicté-Ha	3.2	2018
Playacar	2.1	2018
Zac-Nicté	1.6	2018
Zac-Nicté	0.7	2018
Akumal II	3.7	2018
Tulum	1.2	2018
Kabah	3.3	2019
Aktun-Chen	4.3	2021
Playa del Carmen	4.8	2022
Total	**40.2**	

Estas dos zonas son las que reciben más solicitudes de conexión de Centros de Carga en la Gerencia de Control Regional Peninsular. Solo para 2018 se tienen solicitudes por 27.8 MW, lo cual se espera que incremente en los próximos años, ya que la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) expidió una Manifestación de Impacto Ambiental, la cual permite el desarrollo de complejos turísticos/residenciales en la región denominada Costa Mujeres. Se espera que en los próximos 15 años se detone el crecimiento económico en esta zona llegando a 27 mil habitaciones.

Desde 2020, la red actual de transmisión hacia las Zonas Cancún y Riviera Maya no podrá suministrar la demanda pronosticada con red completa, por lo que se requerirá de sincronizar generación Turbogás **1,500 horas** en este año. Para 2022, en caso de no contar con infraestructura adicional, se requerirá de la sincronización en **2,600 horas** de generación Turbogás y en aproximadamente **2 horas no se podrá suministrar la demanda máxima de estas dos zonas. Se estima que la energía no suministrada será alrededor de 50 MWh.**

Adicionalmente, hoy se tiene una problemática local en el corredor Playa del Carmen-Tulum ante contingencia sencilla del extremo de Playa del Carmen provoca bajas tensiones en las subestaciones eléctricas de este corredor debido a que quedan alimentadas de forma radial desde Valladolid. Para 2022, ante condición de red completa, se presentarán bajas tensiones en las subestaciones eléctricas de dicho corredor. Por lo que en caso de no contar con un refuerzo de transmisión se tendrá que cortar carga en caso de que la demanda impacte negativamente en la confiabilidad.

A nivel GCR Peninsular, a partir del crecimiento de la demanda pronosticado, desde 2020, incluso teniendo una plena disponibilidad del gas natural en la Península de Yucatán, se requerirá de la sincronización de generación turbogás o térmica convencional a base de combustóleo. Para 2023, si se construyen los proyectos de Puerto Real Bancos 1 y 2, Compensación Capacitiva en la Isla Cozumel y la primera fase de este proyecto se requerirán despachar al menos **1,300 horas** estas centrales eléctricas de baja eficiencia y alto costo operativo. En caso de que sigan existiendo restricciones de gas natural, se requerirá despachar esta generación en por lo menos **4,800 horas** en este año. Adicionalmente, al tener la red de transmisión en su límite, cualquier falla o indisponibilidad de generación, podría provocar un colapso parcial o total de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

Por consiguiente, se proponen dos fases del proyecto: La primera permitirá asegurar el suministro hacia las Zonas Cancún y Riviera Maya y la segunda permitirá mantener la confiabilidad y aumentar la capacidad de transmisión hacia la Península de Yucatán.

Fechas de entrada en operación del proyecto

- **Fecha necesaria de entrada en operación:** abril de 2020 y 2022.
- **Fecha factible de entrada en operación:** Fase 1: abril de 2022 y Fase 2: abril de 2023 y 2024.

Alternativas

Las obras requeridas en la Fase I son equivalentes para las tres alternativas. Estas obras son:

- Banco de transformación en la SE Kantenáh de 400/115 kV de 375 MVA, incluye fase de reserva.
- Entronque de las Líneas de Transmisión (LT) Dzitnup-Riviera Maya en la SE Kantenáh, incluye traslado reactores de línea de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh.
- Red asociada en 115 kV en la Zona Riviera Maya.
- Un condensador síncrono en la SE Balam de ± 250 MVAr y capacidad de corto circuito de 1,000 MVA.

Debido a la saturación de los enlaces Malpaso/Manuel Moreno Torres-Tabasco, Oriental-Peninsular y Valladolid-Cancún, se requiere de nueva infraestructura de transmisión que asegure el suministro de esta región a mediano y largo plazo.

Por tanto, para la Fase II, se analizaron tres alternativas de red de transmisión para incrementar la capacidad de suministro a la península de Yucatán: Corriente Directa y Corriente Alterna como se muestran en las figuras 12.1.2, 12.1.3 y 12.1.4.

La alternativa de Corriente Directa LCC (Alternativa 1) está compuesta de:

- Enlace de Corriente Directa Bipolar con tecnología LCC de 1500 MW, ± 500 kV, entre las subestaciones eléctricas Tecpatán y Kantenáh. LT de 810 km con 4 conductores por polo 1113 KCM-ACSR con retorno metálico con 20 % de sobrecarga.

La alternativa de Corriente Directa VSC (Alternativa 2) está compuesta de:

- Enlace de Corriente Directa Bipolar con tecnología VSC de 1500 MW, ± 500 kV, entre las SE Tecpatán y Kantenáh. LT de 810 km con 4 conductores por polo 1113 KCM-ACSR con retorno metálico.

La alternativa de Corriente Alterna (Alternativa 3) está compuesta de:

- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Tecpatán y Tabasco Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 105 km. Con reactores de línea de 50 MVAr ubicados en la SE Tabasco Potencia.
- STATCOM de ± 300 MVAr en la SE Tabasco Potencia y reactor de bus de 100 MVAr.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Escárcega Potencia y Tabasco Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 298 km. Con reactores de línea de 150 MVAr ubicados en la SE Escárcega Potencia.
- Reactor de bus de 100 MVAr en la SE Escárcega Potencia.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Escárcega Potencia y Ticul Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 268 km. Con reactores de línea de 100 MVAr ubicados en la SE Ticul Potencia.
- STATCOM de ± 300 MVAr en la SE Ticul Potencia y reactor de bus de 100 MVAr.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Ticul Potencia y SE Dzitnup, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 149 km. Con reactores de línea de 62 MVAr ubicados en la SE Dzitnup.
- Reactor de bus de 50 MVAr en la SE Dzitnup.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Dzitnup y Kantenáh, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 128 km. Con reactores de línea de 50 MVAr ubicados en la SE Kantenáh.
- STATCOM de ± 300 MVAr en la SE Kantenáh y reactor de bus de 50 MVAr.
- Condensador Síncrono en SE Riviera Maya de ± 250 MVAr y capacidad de corto circuito de 1,000 MVA.

Cada una de las alternativas de la Fase II tienen las siguientes obras comunes:

- SE Tecpatán con los entronques de las LT Malpaso II-A3050-Chicoasén II y Manuel Moreno Torres-A3040-Juile y traslado de reactor de la SE Manuel Moreno Torres a la SE Tecpatán.

- Banco de transformación en SE Leona Vicario de 400/115 kV de 375 MVA, incluye fase de reserva.

- Tendido del primer circuito entre las SE Kantenáh y Leona Vicario en 400 kV de aproximadamente 71 km con 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR.

- Red asociada en 115 kV en la Zona Cancún.

- Un CEV en la SE Los Ríos de +100 MVAr en 115 kV.

- Compensación capacitiva de 7.5 MVAr en cada una de las SE Tenosique y Tabasquillo.

La alternativa de corriente alterna tiene un importante inconveniente, el cual consiste en que al agregar nuevos circuitos en paralelo a la red actual se provoca una redistribución del flujo en cada línea, ocasionando que cada uno opere muy por debajo de su límite térmico de transmisión y a su vez que la red de transmisión inyecte potencia reactiva capacitiva al sistema, lo cual se traduce en tensiones fuera de los límites de diseño de los equipos.

Para disminuir las altas tensiones, se requiere de una importante capacidad de compensación reactiva inductiva fija (1,250 MVAr) y compensación dinámica (2,300 MVAr). En escenarios de baja demanda o ante la integración de nuevas Centrales Eléctricas en la Península de Yucatán, se agravaría esta condición, ya que el flujo de transmisión por esta red se reduciría, saturando así la compensación dinámica propuesta. Durante esta condición se podría requerir el seccionamiento manual de las líneas de transmisión de la red propuesta de 400 kV, lo cual degrada la confiabilidad de la red eléctrica y tiene una alta probabilidad de falla al tener que librados constantemente elementos de transmisión y compensación en derivación.

También, ante la contingencia de alguno de los elementos de compensación dinámica, las tensiones operativas podrían no cumplir con los límites establecidos en el Código de Red, por tanto, se podrá necesitar del seccionamiento de líneas de la red de 400 kV, mediante la operación de un esquema de acción remedial.

Otra desventaja que tiene la alternativa de corriente alterna, es que no se puede controlar el flujo por el enlace, es decir sigue el camino de menor impedancia. El mayor centro de carga son las zonas Cancún y Riviera Maya que se encuentra en el extremo del sistema eléctrico, por lo que las trayectorias de flujo hasta este centro de carga seguirán, como ya se mencionó, el camino de menor impedancia pudiendo generar congestiones locales en otras zonas de la Península de Yucatán.

FIGURA 12.1.2 ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA LCC

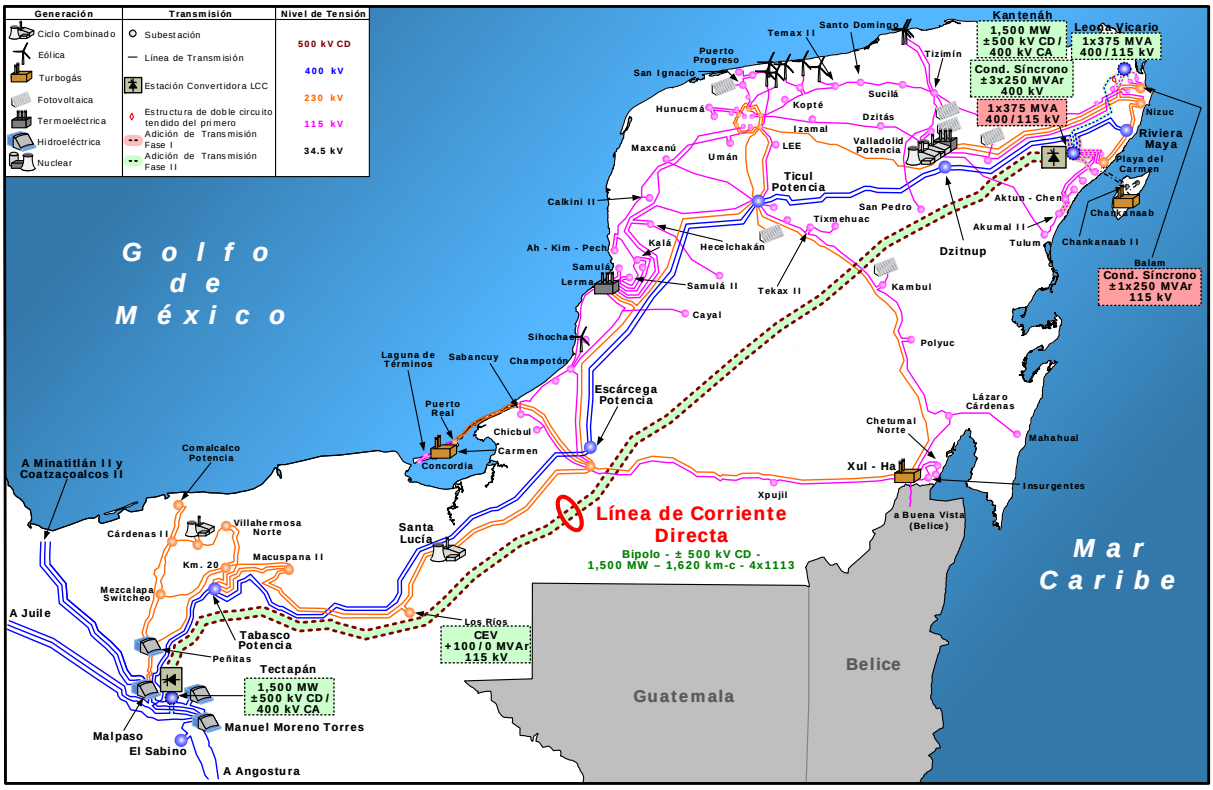


FIGURA 12.1.3 ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA VSC

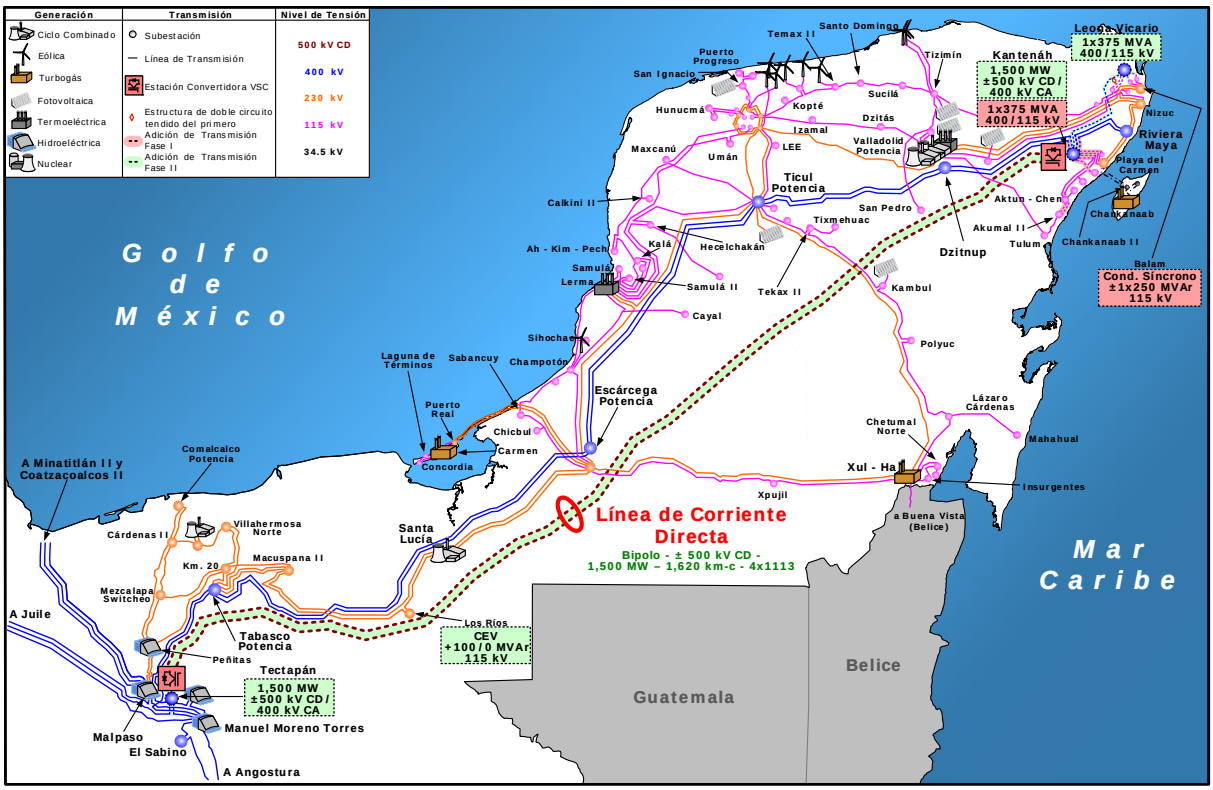
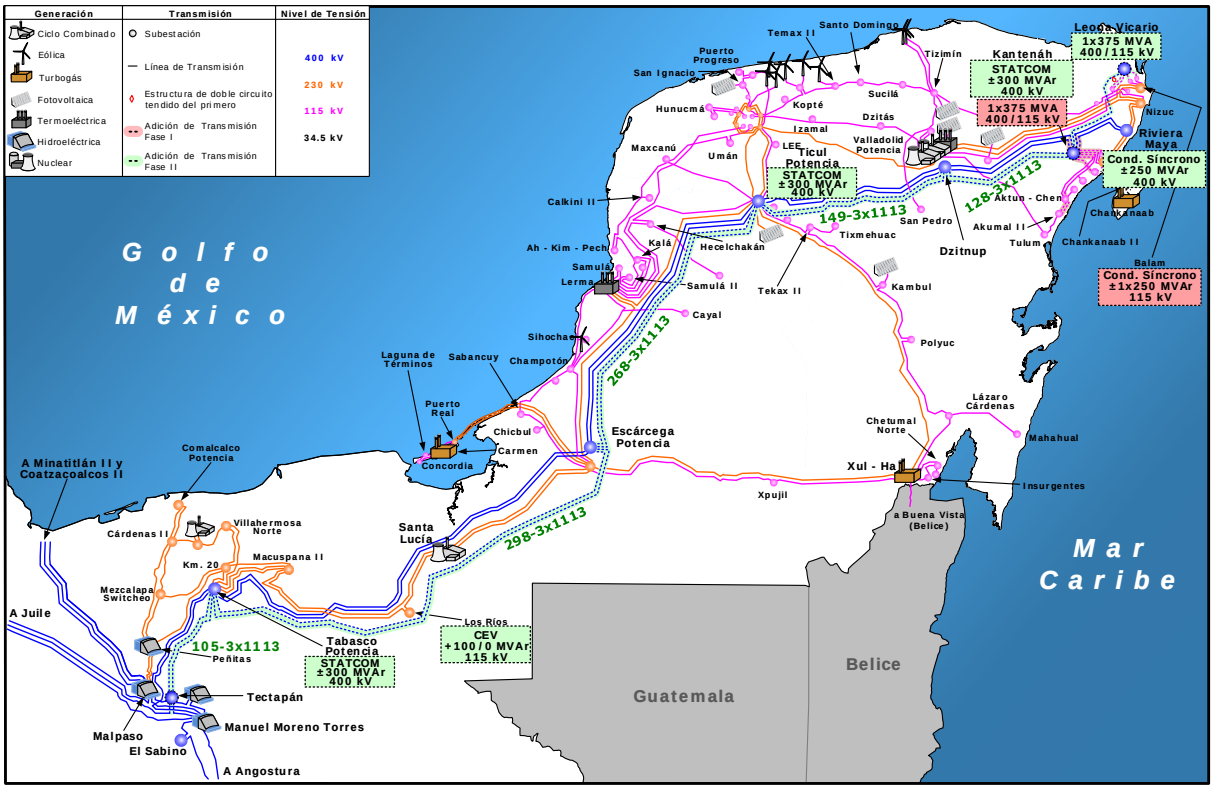


FIGURA 12.1.4 ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA



Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: tensión, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de tensión, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico.

El caso base de flujos de potencia seleccionado es una condición de demanda máxima de la GCR Peninsular en la noche, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada. En los estudios de flujos de potencia se toman en cuenta todos los proyectos de interconexión, de conexión, expansión de la red, despacho de generación estacional y los pronósticos de demanda esperados.

En el estado de pre-contingencia, se considera que el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de tensión y frecuencia. Todas las instalaciones y elementos de éstas deben estar dentro de las características de diseño del generador, transportista y distribuidor.

Ante la ocurrencia de contingencias sencillas (N-1), el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de tensión y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de las características especificadas en el Código de Red, Manual Regulatorio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

Los casos base de flujos de potencia seleccionados son:

Caso 1, condición de demanda máxima coincidente del SIN a las 23 hs de 2023 con una demanda de la GCR Peninsular de 2169 MW y un despacho de generación de 559 MW. Sin considerar la compensación dinámica en la subestación eléctrica Los Ríos.

Caso 2, condición de demanda máxima coincidente del SIN a las 23 hs de 2024 con una demanda de la GCR Peninsular de 2277 MW y un despacho de 832 MW. Con compensación dinámica en la subestación eléctrica Los Ríos en 230 kV.

Caso 3, condición de demanda máxima de verano de la GCR Peninsular de 2024 a las 23 hs, con una demanda de 2548 MW y un despacho de generación de 371 MW, baja disponibilidad de gas natural a la península y eólico en su promedio de verano a las 23 hs. Considerando compensación dinámica en la subestación eléctrica Los Ríos en 115 kV.

Simulaciones en estado estacionario Caso 1.

Los flujos de potencia de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para las alternativas en Corriente Directa con tecnología LCC, en Corriente Directa con tecnología VSC y en Corriente Alterna se muestran en las figuras 12.1.5, 12.1.6 y 12.1.7, respectivamente.

Para las alternativas mencionadas en el párrafo anterior, se mantiene el mismo flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular, despacho de generación y demanda en el SIN.

Los cuadros 12.1.2, 12.1.3 y 12.1.4 se muestran los flujos de potencia en MW y MVA para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2023, respectivamente.

Los cuadros 12.2.5, 12.2.6 y 12.2.7 se muestran las tensiones en las subestaciones eléctricas asociadas, para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2023, respectivamente.

FIGURA 12.1.5 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

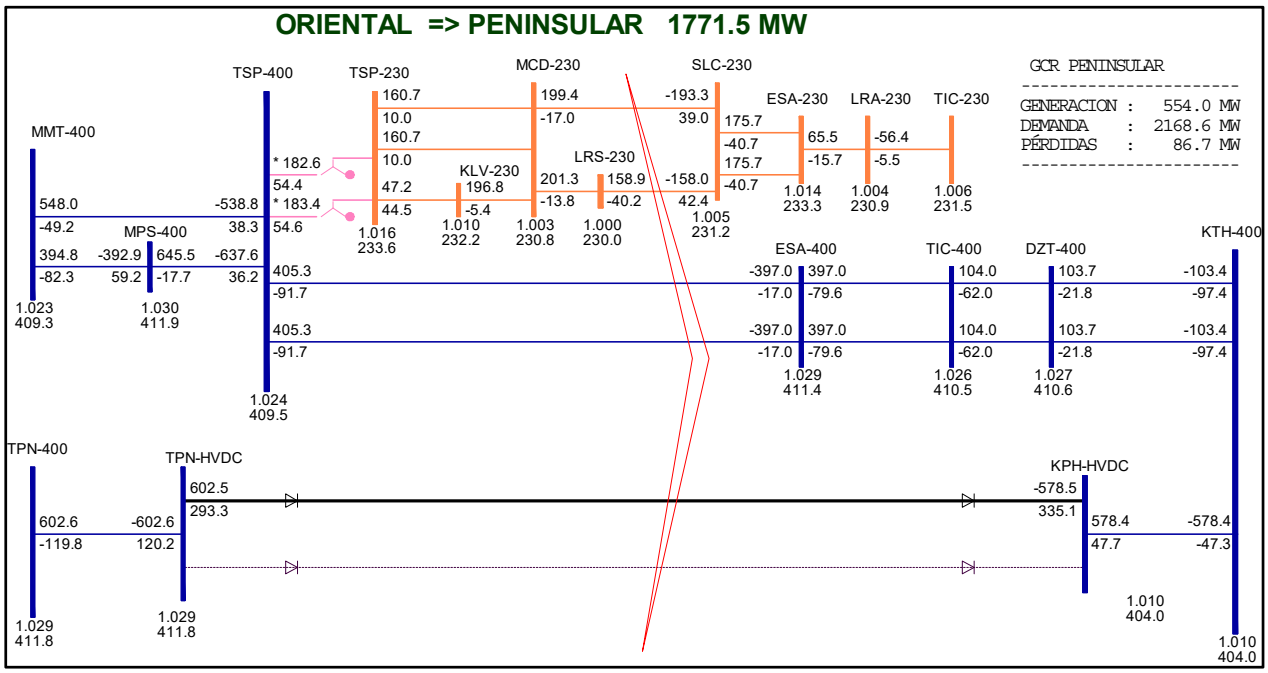


FIGURA 12.1.6 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

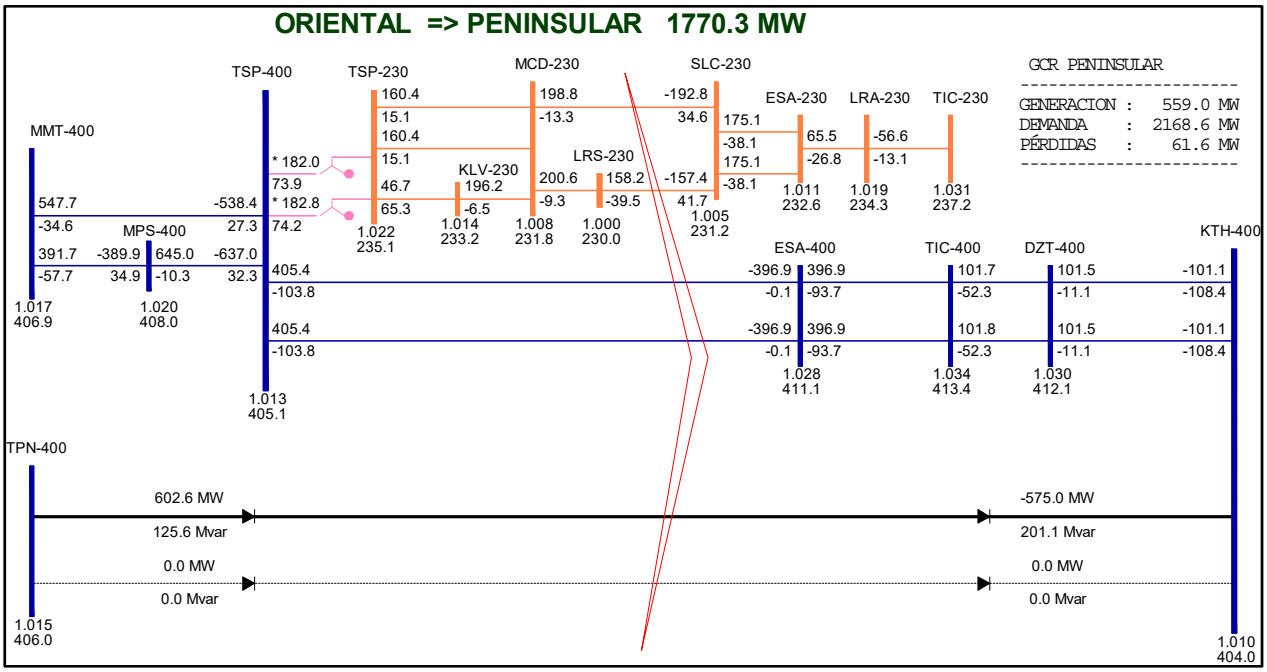
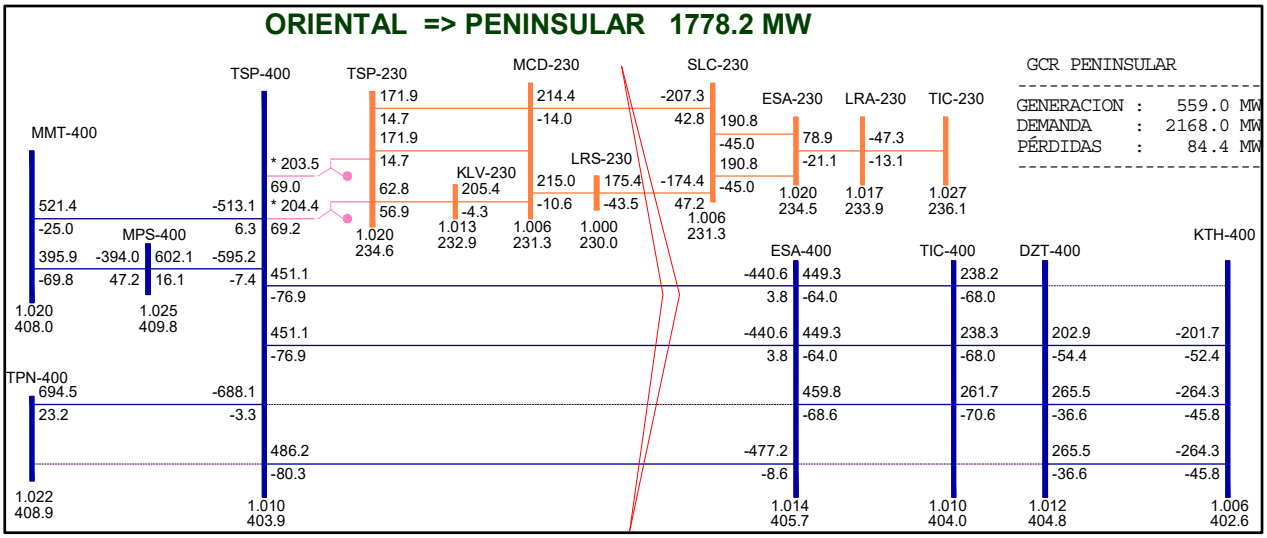


FIGURA 12.1.7 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA



CUADRO 12.1.2 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	CEV ESA-400	LT ESA-A3Q20-TIC	1/2 CCG VLT
POLO HVDC	602.7/613.0	---------	602.7/613.4	602.7/613.6	602.7/612.7	602.7/613.1	602.7/613.6
LT MPS - A3U90 - TSP	646.8/646.8	999.9/1029.2	---------	652.2/659.3	647.5/650.2	651.4/651.6	773.2/775.7
LT MCD - 93880 - LRS	199.5/199.5	268.8/269.1	204.7/206.1	241.0/241.9	193.6/193.8	234.4/234.5	227.9/228.4
LT MCD - 93810 - SLC	198.3/198.6	269.3/269.3	202.4/203.8	240.1/240.6	192.8/192.8	234.4/234.5	227.1/227.5
LT TSP - A3Q00 - ESA	406.8/421.8	674.7/675.0	403.0/425.1	---------	412.1/451.4	377.8/390.5	510.8/518.0
LT TSP - A3Q10 - ESA	406.8/421.8	674.7/675.0	403.0/425.1	747.1/747.2	412.1/451.4	377.8/390.5	510.8/518.0
LT TSP - 93830 - MCD	160.0/161.1	198.1/199.2	142.1/142.3	188.1/188.4	156.5/158.8	184.4/185.6	175.9/176.5
LT TSP - 93840 - MCD	160.0/161.1	198.1/199.2	142.1/142.3	188.1/188.4	156.5/158.8	184.4/185.6	175.9/176.5
LT KTH - A3PN0 - LEV	212.3/214.2	185.8/188.2	212.2/214.1	211.2/213.1	211.8/213.7	211.9/213.8	251.3/252.5
LT ESA - A3Q20 - TIC	398.4/412.6	648.2/648.6	394.3/409.9	358.5/380.0	403.6/408.1	---------	497.2/503.9
LT ESA - A3Q30 - TIC	398.4/412.6	648.2/648.6	394.3/409.9	358.5/380.0	403.6/408.1	741.1/741.1	497.2/503.9
LT ESA - 93010 - LRA	64.8/68.9	122.7/123.3	68.6/72.4	101.1/103.8	60.2/67.0	95.8/97.4	90.2/92.4
LT SLC - 93210 - ESA	174.4/179.2	246.2/252.1	178.9/184.0	217.7/221.5	168.5/173.6	211.7/215.2	204.3/208.2
LT SLC - 93220 - ESA	174.4/179.2	246.2/252.1	178.9/184.0	217.7/221.5	168.5/173.6	211.7/215.2	204.3/208.2
LT VAD - 93080 - KNP	44.0/44.0	-20.4/31.6	43.8/43.8	41.4/41.5	43.3/43.9	42.6/43.2	-39.2/39.7
LT VAD - 93070 - NIZ	49.4/49.8	84.5/85.1	49.5/49.9	50.9/51.3	49.9/50.2	50.1/50.6	-8.1/14.6
LT VAD - 93050 - BLM	63.6/63.8	94.2/94.7	63.7/63.9	64.8/65.1	64.0/64.2	64.2/64.5	12.4/18.7
CEV-ESA-400	0.0/210.6	0.0/295.1	0.0/149.4	0.0/59.6	---------	0.0/40.8	0.0/61.8

CUADRO 12.1.3 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	CEV ESA-400	LT ESA-A3Q20-TIC	1/2 CCG VLT
POLO HVDC	603.7/635.6	---------	603.6/615.5	603.7/635.5	603.7/635.6	609.0/1438.9	603.8/657.0
LT MPS - A3U90 - TSP	645.1/645.2	994.4/1017.8	---------	645.7/645.7	645.5/645.6	142.5/1417.0	645.5/649.3
LT MCD - 93880 - LRS	200.0/200.2	269.2/270.0	204.6/206.7	199.8/200.0	199.8/200.0	-134.1/146.1	193.8/193.8
LT MCD - 93810 - SLC	198.2/198.7	269.8/270.1	201.8/203.6	198.0/198.4	198.0/198.4	-45.2/45.5	192.3/192.4
LT TSP - A3Q00 - ESA	406.0/419.1	669.0/669.8	402.7/423.9	406.8/419.8	406.6/419.6	---------	411.7/448.1
LT TSP - A3Q10 - ESA	406.0/419.1	669.0/669.8	402.7/423.9	406.8/419.8	406.6/419.6	---------	411.7/448.1
LT TSP - 93830 - MCD	160.0/160.7	198.6/199.2	142.0/142.1	159.8/160.5	159.8/160.5	156.8/441.7	156.2/157.8
LT TSP - 93840 - MCD	160.0/160.7	198.6/199.2	142.0/142.1	159.8/160.5	159.8/160.5	156.8/441.7	156.2/157.8
LT KTH - A3PN0 - LEV	212.2/216.8	185.0/187.7	212.1/216.7	226.2/230.2	213.6/218.1	206.6/211.4	211.7/216.3
LT ESA - A3Q20 - TIC	397.6/411.2	643.3/643.6	393.9/407.9	398.4/412.0	398.2/411.8	0.2/19.8	403.1/407.4
LT ESA - A3Q30 - TIC	397.6/411.2	643.3/643.6	393.9/407.9	398.4/412.0	398.2/411.8	0.2/19.8	403.1/407.4
LT SLC - 93210 - ESA	174.5/178.6	246.8/254.3	178.4/183.0	174.2/178.3	174.2/178.3	158.6/536.5	168.2/172.2
LT SLC - 93220 - ESA	174.5/178.6	246.8/254.3	178.4/183.0	174.2/178.3	174.2/178.3	158.6/536.5	168.2/172.2
LT VAD - 93080 - KNP	41.3/42.1	-23.5/27.0	41.1/41.9	59.2/60.1	56.2/57.1	24.3/58.2	40.6/43.8
LT VAD - 93070 - NIZ	50.5/51.0	85.9/86.9	50.7/51.2	80.7/81.2	---------	59.5/61.9	51.0/51.3
LT VAD - 93050 - BLM	64.7/65.3	95.5/96.3	64.8/65.4	---------	87.0/87.5	72.4/74.7	65.0/65.5
CEV ESA-400	0.0/209.9	0.0/300.4	0.0/135.2	0.0/209.1	0.0/209.4	0.0/12.3	---------

CUADRO 12.1.4 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2023

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]									
Elementos monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	CEV-TIC-400	CEV-KTH-400	CEV-TSP-400	1/2 CCG VLT
LT TPN - A3OR0 - TSP	694.5/694.8	1022.5/1026.2	698.4/700.9	698.4/699.2	694.5/694.9	694.3/694.6	694.4/694.7	694.5/694.9	788.7/790.6
LT MPS - A3U90 - TSP	602.1/602.3	---------	605.7/607.6	605.2/605.6	602.1/602.3	601.9/602.0	602.0/602.2	602.1/602.3	682.8/684.1
LT MCD - 93880 - LRS	215.0/215.3	217.3/218.0	240.1/240.8	237.8/238.1	215.2/215.4	213.8/214.1	214.8/215.0	215.0/215.3	237.0/237.7
LT MCD - 93810 - SLC	214.4/214.8	216.3/217.0	239.7/240.1	237.7/238.0	214.5/215.0	213.2/213.7	214.1/214.6	214.4/214.8	236.6/237.0
LT TSP - A3PN0 - ESA	486.2/492.8	485.1/492.8	701.2/701.3	474.4/479.2	486.1/492.4	486.8/494.2	486.3/493.0	486.2/492.8	565.5/567.5
LT TSP - A3Q00 - ESA	451.1/457.6	449.9/457.6	---------	440.4/445.1	451.1/457.3	451.6/458.9	451.2/457.8	451.1/457.6	525.0/527.2
LT TSP - A3Q10 - ESA	451.1/457.6	449.9/457.6	651.3/651.5	440.4/445.1	451.1/457.3	451.6/458.9	451.2/457.8	451.1/457.6	525.0/527.2
LT TSP - 93830 - MCD	171.9/172.5	164.1/164.5	189.1/189.5	187.8/188.5	172.0/172.6	171.1/171.7	171.7/172.3	171.9/172.5	184.8/185.3
LT TSP - 93840 - MCD	171.9/172.5	164.1/164.5	189.1/189.5	187.8/188.5	172.0/172.6	171.1/171.7	171.7/172.3	171.9/172.5	184.8/185.3
LT KTH - A3PN0 - LEV	199.3/205.7	199.2/205.7	198.6/205.2	198.8/206.1	199.3/205.7	198.9/204.1	198.9/202.2	199.3/205.7	241.1/247.4
LT ESA - A3PN0 - TIC	459.8/464.9	458.6/464.0	443.7/450.8	670.5/670.7	459.8/465.0	460.6/468.4	459.9/465.4	459.8/464.9	532.6/535.2
LT ESA - A3Q20 - TIC	449.3/453.8	448.0/452.9	433.3/439.6	---------	449.2/453.9	449.7/456.8	449.3/454.2	449.3/453.8	520.5/523.0
LT ESA - A3Q30 - TIC	449.3/453.8	448.0/452.9	433.3/439.6	655.8/656.0	449.2/453.9	449.7/456.8	449.3/454.2	449.3/453.8	520.5/523.0
LT TIC - A3PN0 - DZT	261.7/271.1	261.7/271.2	260.9/270.7	261.2/272.8	261.7/271.2	261.4/267.7	262.2/274.8	261.7/271.1	312.3/320.2
LT TIC - A3Q40 - DZT	238.2/247.7	238.1/247.8	237.4/247.3	237.5/249.2	238.2/247.8	238.1/244.6	238.4/251.1	238.2/247.7	284.2/292.5
LT TIC - A3Q50 - DZT	238.3/247.8	238.3/247.9	237.5/247.4	237.7/249.3	238.3/247.9	238.2/244.8	238.5/251.2	238.3/247.8	284.4/292.6
LT DZT - A3PE0 - KTH	265.5/268.0	265.4/268.0	264.6/267.4	264.8/268.8	265.5/268.1	265.3/266.1	265.9/270.3	265.5/268.0	316.4/320.1
LT DZT - A3PN0 - KTH	202.9/210.1	202.8/210.1	202.2/209.7	202.2/211.4	202.9/210.1	203.0/207.5	203.0/212.8	202.9/210.1	241.6/249.8
LT DZT - A3PP0 - KTH	265.5/268.0	265.4/268.0	264.6/267.4	264.8/268.8	265.5/268.1	265.3/266.1	265.9/270.3	265.5/268.0	316.4/320.1
LT ESA - 93010 - LRA	78.9/81.6	80.6/83.3	100.8/102.9	98.9/100.8	79.0/81.7	78.0/81.7	78.7/81.6	78.9/81.6	98.4/100.0
LT SLC - 93210 - ESA	190.8/196.1	193.0/198.2	217.1/221.5	215.0/219.3	191.0/196.2	189.6/195.1	190.6/195.9	190.8/196.1	213.9/218.3
LT SLC - 93220 - ESA	190.8/196.1	193.0/198.2	217.1/221.5	215.0/219.3	191.0/196.2	189.6/195.1	190.6/195.9	190.8/196.1	213.9/218.3
LT VAD - 93080 - KNP	9.7/9.8	9.5/9.7	8.0/8.4	8.2/9.2	9.7/9.8	9.6/9.8	10.4/10.5	9.7/9.8	-68.1/68.9
LT VAD - 93070 - NIZ	68.2/68.7	68.2/68.8	69.1/69.7	68.9/69.5	68.2/68.7	68.3/68.9	67.9/68.8	68.2/68.7	7.4/15.7
LT VAD - 93050 - BLM	80.2/80.9	80.3/81.0	81.0/81.7	80.9/81.7	80.2/80.9	80.2/80.9	79.8/80.5	80.2/80.9	26.1/32.1
CEV ESA-400	0.0/8.2	0.0/30.2	0.0/76.0	0.0/124.7	---------	0.0/28.2	0.0/1.6	0.0/8.5	0.0/134.4
CEV TSP-400	0.0/1.7	0.0/83.8	0.0/108.9	0.0/27.4	0.0/4.2	0.0/5.3	0.0/0.4	---------	0.0/90.3
CEV KTH-400	0.0/64.5	0.0/63.0	0.0/61.4	0.0/44.0	0.0/63.5	0.0/97.5	---------	0.0/64.5	0.0/12.4
CEV TIC-400	0.0/102.0	0.0/96.4	0.0/89.5	0.0/24.5	0.0/98.4	---------	0.0/124.4	0.0/101.9	0.0/2.5

CUADRO 12.1.5 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	CEV ESA-400	LT ESA-A3Q20-TIC	1/2 CCG VLT
KLV-230	235	222	229	230	237	234	232
MCD-230	233	218	228	228	236	232	230
LRS-230	230	220	230	230	230	230	230
TSP-400	409	382	398	397	415	407	402
TSP-230	237	222	231	231	240	236	233
LRS-115	116	109	115	115	116	115	115
RMY-400	408	408	408	408	408	408	408
KTH-400	408	408	408	408	408	408	408
KTH-115	117	117	117	117	118	117	117
ESA-400	416	396	414	410	440	410	410
TIC-400	421	398	420	419	432	410	414
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117
RMY-115	117	117	117	117	117	117	117
ESA-230	234	228	234	232	235	232	233
SLC-230	232	220	231	230	232	230	230
TIC-230	237	226	236	236	242	232	233
XUL-230	234	228	234	233	236	232	232
KNP-230	234	228	234	233	236	231	231
VAD-230	240	238	240	239	240	239	235
BLM-230	234	234	234	234	234	234	234

CUADRO 12.1.6 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2023, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	CEV ESA-400	LT ESA-A3Q20-TIC	1/2 CCG VLT
KLV-230	233	223	228	229	235	231	233
MCD-230	232	220	227	228	234	229	232
LRS-230	230	223	230	230	230	230	230
TSP-400	405	384	395	395	411	400	405
TSP-230	235	224	229	230	238	232	235
LRS-115	115	111	115	115	116	115	115
QRP-230	229	229	229	229	229	229	229
RMY-400	404	407	404	404	404	404	404
KTH-400	404	408	404	404	404	404	404
KTH-115	116	117	116	116	116	116	116
ESA-400	411	399	411	411	436	411	411
TIC-400	416	400	416	417	427	412	416
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117
RMY-115	116	117	116	116	116	116	116
ESA-230	233	233	233	233	233	233	233
SLC-230	231	223	230	230	232	230	231
TIC-230	239	231	239	240	245	237	239
XUL-230	233	232	233	233	235	232	233
KNP-230	235	230	235	235	238	233	235
VAD-230	238	237	238	238	239	236	238
BLM-230	234	234	234	234	234	234	233

CUADRO 12.1.7 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2023

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]									
Buses monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	CEV-TIC-400	CEV-KTH-400	CEV-TSP-400	1/2 CCG VLT
KLV-230	233	231	231	232	233	233	233	233	231
MCD-230	231	230	229	230	231	231	231	231	229
LRS-230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
TSP-400	404	401	400	403	404	404	404	404	400
TSP-230	235	233	232	234	235	235	235	235	233
LRS-115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
RMY-400	403	403	403	402	403	404	406	403	401
KTH-400	403	403	402	402	403	404	406	403	400
KTH-115	116	116	116	116	116	116	117	116	115
ESA-400	406	405	403	401	405	407	406	406	401
TIC-400	404	404	404	401	404	409	405	404	400
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117	117	116
RMY-115	116	116	116	116	116	116	117	116	115
ESA-230	235	234	233	233	235	235	235	235	233
SLC-230	231	231	230	230	231	231	231	231	230
TIC-230	236	236	236	235	236	238	237	236	234
XUL-230	234	234	233	233	234	235	234	234	233
KNP-230	232	232	232	231	232	234	233	232	230
VAD-230	237	237	237	237	237	238	238	237	233
BLM-230	234	234	234	234	234	234	234	234	233

Simulaciones en estado estacionario Caso 2.

Los flujos de potencia de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para las alternativas en Corriente Directa con tecnología LCC, en Corriente Directa con tecnología VSC y en Corriente Alterna se muestran en las figuras 12.1.8, 12.1.9 y 12.1.10, respectivamente.

Para las alternativas mencionadas en el párrafo anterior, se mantiene el mismo flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular, despacho de generación y demanda en el SIN.

Los cuadros 12.1.8, 12.1.9 y 12.1.10 muestran los flujos de potencia en MW y MVA para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2024, respectivamente.

Los cuadros 12.1.11, 12.1.12 y 12.1.13 muestran las tensiones en las subestaciones eléctricas asociadas, para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2024, respectivamente.

FIGURA 12.1.8 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

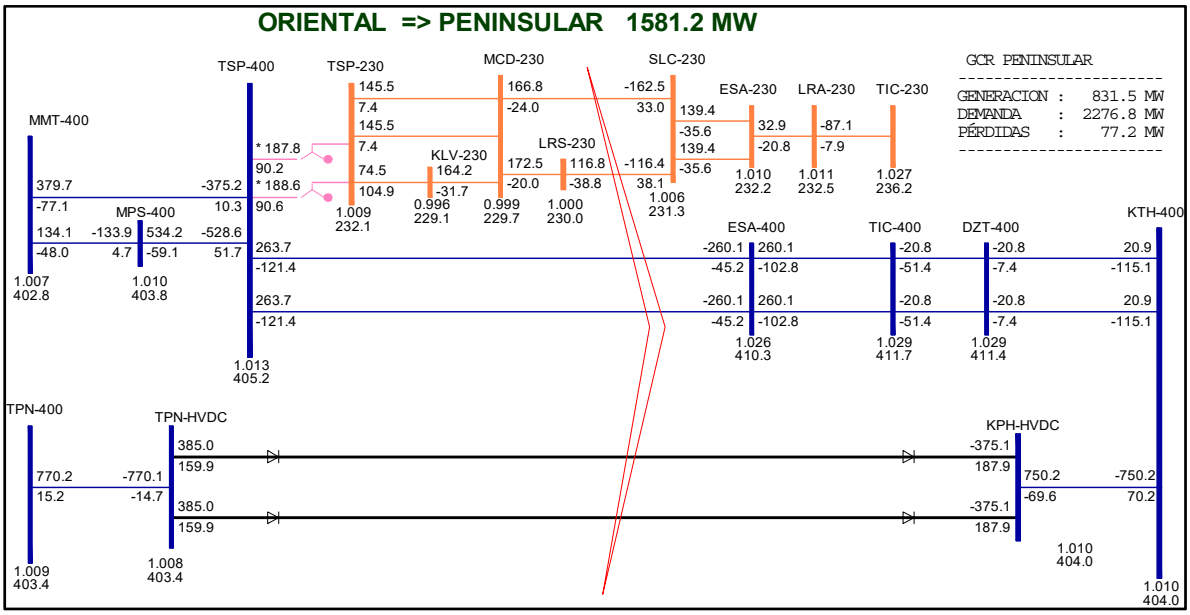


FIGURA 12.1.9 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

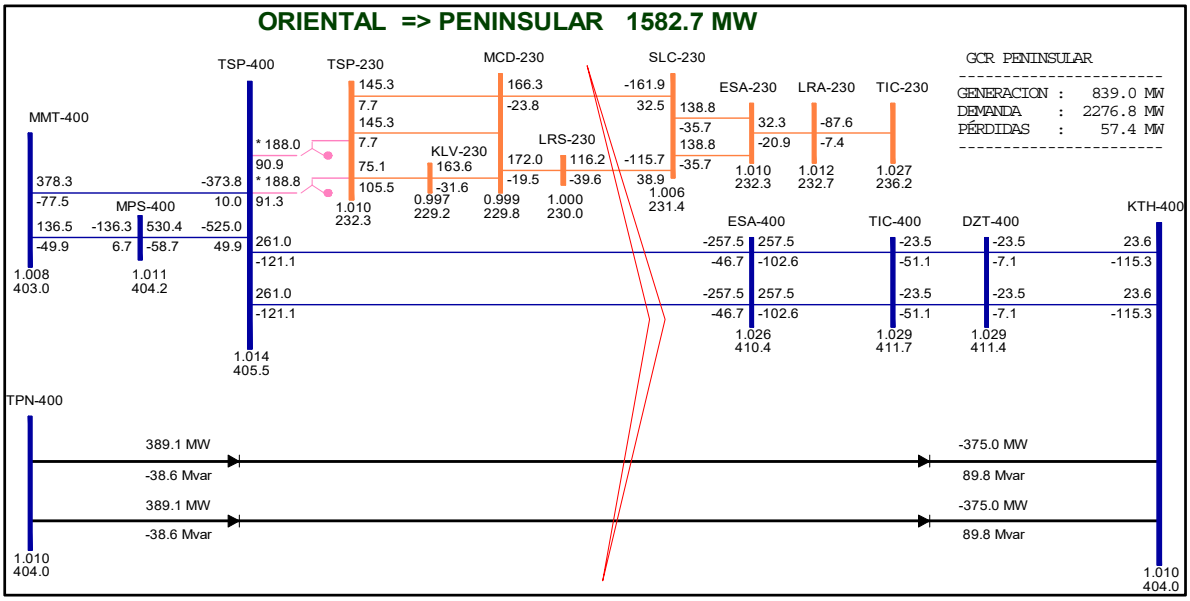
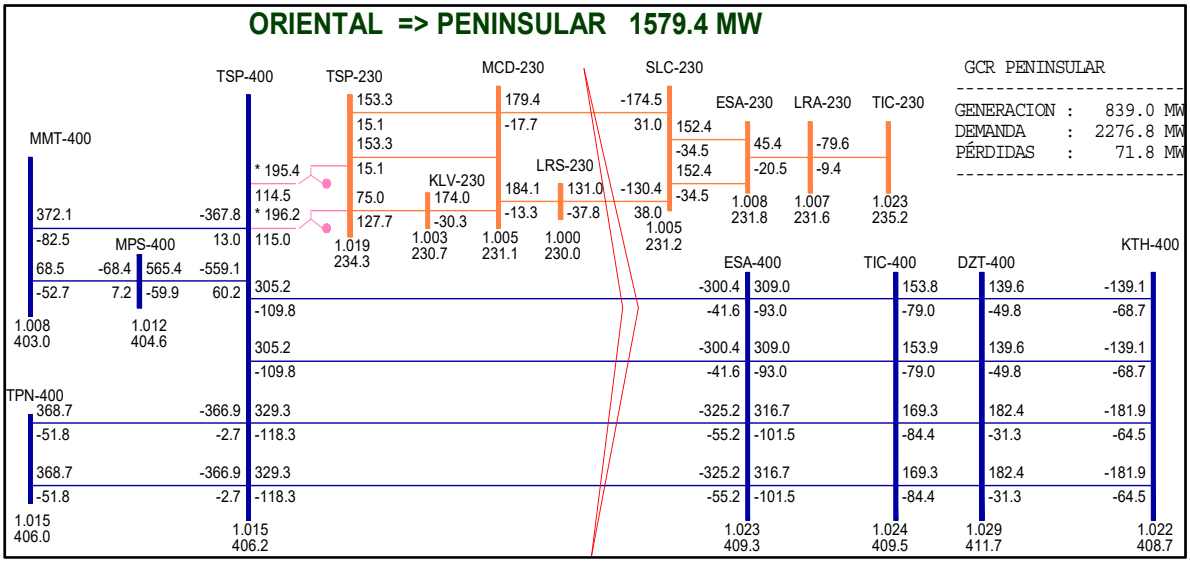


FIGURA 12.1.10 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA



CUADRO 12.1.8 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q10-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
ENLACE HVDC	770.2/770.3	385.1/385.5	770.2/770.9	770.2/771.0	770.2/770.3	770.2/770.3	770.2/770.6
LT MPS - A3U90 - TSP	534.2/537.5	741.5/741.8	---------	534.1/534.1	534.5/536.7	534.6/540.5	797.8/801.0
LT MCD - 93880 - LRS	172.5/173.7	211.4/214.3	176.0/178.9	196.4/199.0	193.1/194.5	171.0/171.7	228.3/230.3
LT MCD - 93810 - SLC	166.8/168.6	206.6/208.4	169.8/172.8	191.2/193.4	188.4/189.8	165.4/166.8	224.5/225.7
LT TSP - A3Q00 - ESA	263.7/290.3	424.7/435.6	260.6/293.4	483.7/494.1	244.3/269.0	265.1/303.2	484.0/491.4
LT TSP - A3Q10 - ESA	263.7/290.3	424.7/435.6	260.6/293.4	---------	244.3/269.0	265.1/303.2	484.0/491.4
LT TSP - 93830 - MCD	145.5/145.7	166.8/166.8	131.0/131.1	161.8/161.8	160.0/160.2	144.6/145.0	177.1/177.2
LT TSP - 93840 - MCD	145.5/145.7	166.8/166.8	131.0/131.1	161.8/161.8	160.0/160.2	144.6/145.0	177.1/177.2
LT KTH - A3PN0 - LEV	190.8/196.2	173.1/179.3	190.7/196.1	190.0/195.5	190.3/195.7	190.6/196.0	274.0/276.6
LT ESA - A3Q20 - TIC	260.1/279.7	415.0/423.1	257.0/277.8	235.6/259.5	---------	261.5/275.0	471.1/475.3
LT ESA - A3Q30 - TIC	260.1/279.7	415.0/423.1	257.0/277.8	235.6/259.5	482.5/488.3	261.5/275.0	471.1/475.3
LT TIC - A3Q40 - DZT	-20.8/55.4	138.0/158.6	-20.9/56.7	-22.1/55.3	-21.7/65.3	-21.0/43.7	119.8/153.3
LT TIC - A3Q50 - DZT	-20.8/55.4	138.1/158.7	-20.9/56.8	-22.1/55.3	-21.7/65.3	-21.0/43.7	119.8/153.4
LT DZT - A3NP0 - KTH	-20.8/22.1	137.5/143.8	-21.0/22.8	-22.1/23.1	-21.7/28.4	-21.1/22.0	119.3/133.6
LT DZT - A3PN0 - KTH	-20.8/22.1	137.5/143.8	-21.0/22.8	-22.1/23.1	-21.7/28.4	-21.1/22.0	119.3/133.6
LT ESA - 93010 - LRA	32.9/38.9	71.2/74.1	35.8/41.6	56.4/61.2	53.6/57.6	31.5/39.2	87.8/89.5
LT SLC - 93210 - ESA	139.4/143.9	180.5/184.1	142.6/147.3	164.6/168.7	161.7/165.5	137.9/142.5	198.3/203.0
LT SLC - 93220 - ESA	139.4/143.9	180.5/184.1	142.6/147.3	164.6/168.7	161.7/165.5	137.9/142.5	198.3/203.0
LT VAD - 93080 - KNP	155.4/155.5	112.4/112.4	155.3/155.3	153.7/153.7	154.2/154.2	155.2/155.3	-26.3/26.8
LT VAD - 93070 - NIZ	105.7/105.8	129.1/129.2	105.8/105.9	106.6/106.7	106.4/106.5	105.8/105.9	-17.6/21.8
LT VAD - 93050 - BLM	114.9/115.1	135.5/135.6	115.0/115.2	115.8/115.9	115.5/115.7	115.0/115.2	5.1/18.8
CEV ESA-400	0.0/85.5	0.0/72.5	0.0/56.5	0.0/59.0	0.0/15.4	---------	0.0/178.5

CUADRO 12.1.9 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	CEV ESA-400	LT ESA-A3Q20-TIC	1/2 CCG VLT
ENLACE HVDC	779/779.4	389.6/402.9	779/787	779/784.6	779/779.8	779/779	779.2/815.2
LT MPS - A3U90 - TSP	530.4/533.7	737.6/737.9	---------	530.3/530.3	530.7/532.9	530.8/536.9	793.6/797.0
LT MCD - 93880 - LRS	172.0/173.1	210.6/213.2	175.3/178.0	195.4/197.8	192.3/193.6	170.4/171.1	227.8/229.8
LT MCD - 93810 - SLC	166.3/168.0	205.9/207.6	169.3/172.0	190.3/192.4	187.6/188.9	164.8/166.2	223.9/225.1
LT TSP - A3Q00 - ESA	261.0/287.7	421.6/432.4	257.9/290.3	478.7/489.0	241.8/266.5	262.5/301.1	480.5/487.3
LT TSP - A3Q10 - ESA	261.0/287.7	421.6/432.4	257.9/290.3	---------	241.8/266.5	262.5/301.1	480.5/487.3
LT TSP - 93830 - MCD	145.3/145.5	166.4/166.4	130.8/130.9	161.3/161.3	159.6/159.8	144.3/144.7	176.8/177.0
LT TSP - 93840 - MCD	145.3/145.5	166.4/166.4	130.8/130.9	161.3/161.3	159.6/159.8	144.3/144.7	176.8/177.0
LT KTH - A3PN0 - LEV	191.1/196.5	173.4/179.6	191.0/196.4	190.4/195.8	190.6/196.0	190.9/196.3	274.1/276.7
LT ESA - A3Q20 - TIC	257.5/277.2	412.2/420.3	254.4/275.2	233.3/257.2	---------	258.9/272.4	467.9/472.3
LT ESA - A3Q30 - TIC	257.5/277.2	412.2/420.3	254.4/275.2	233.3/257.2	477.6/483.6	258.9/272.4	467.9/472.3
LT TIC - A3Q40 - DZT	-23.5/56.2	135.1/155.7	-23.6/57.3	-24.7/56.0	-24.3/65.8	-23.7/44.6	116.9/149.7
LT TIC - A3Q50 - DZT	-23.5/56.2	135.2/155.8	-23.6/57.3	-24.7/56.0	-24.3/65.8	-23.7/44.6	116.9/149.7
LT DZT - A3NP0 - KTH	-23.5/24.6	134.6/140.8	-23.6/25.1	-24.7/25.5	-24.3/30.3	-23.7/24.7	116.5/129.8
LT DZT - A3PN0 - KTH	-23.5/24.6	134.6/140.8	-23.6/25.1	-24.7/25.5	-24.3/30.3	-23.7/24.7	116.5/129.8
LT ESA - 93010 - LRA	32.3/38.4	70.5/73.5	35.3/41.1	55.5/60.5	52.8/56.9	30.9/38.8	87.6/89.4
LT SLC - 93210 - ESA	138.8/143.3	179.8/183.4	142.0/146.7	163.7/167.8	160.8/164.8	137.3/141.9	198.0/202.1
LT SLC - 93220 - ESA	138.8/143.3	179.8/183.4	142.0/146.7	163.7/167.8	160.8/164.8	137.3/141.9	198.0/202.1
LT VAD - 93080 - KNP	155.8/155.8	112.8/112.8	155.6/155.6	154.1/154.1	154.5/154.5	155.5/155.6	-26.1/26.8
LT VAD - 93070 - NIZ	104.9/105.0	128.3/128.4	105.0/105.1	105.9/106.0	105.6/105.7	105.1/105.2	-18.1/21.1
LT VAD - 93050 - BLM	114.2/114.4	134.7/134.8	114.3/114.5	115.1/115.2	114.8/115.0	114.4/114.5	4.6/16.7
CEV ESA-400	0.0/88.1	0.0/64.2	0.0/62.3	0.0/63.9	0.0/11.6	---------	0.0/158.4

CUADROS 12.1.10 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2024

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]										
Elementos monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	CEV-TIC-400	CEV-KTH-400	CEV-TSP-400	1/2 CCG VLT	LT TSP-ESA (2)
LT TPN - A3OR0 - TSP	468.0/471.2	623.2/624.9	468.5/469.9	468.7/471.3	468.0/471.8	468.0/471.5	468.0/471.3	468.2/472.7	605.3/605.7	472.1/472.2
LT TPN - A3RO0 - TSP	468.0/471.2	623.2/624.9	468.5/469.9	468.7/471.3	468.0/471.8	468.0/471.5	468.0/471.3	468.2/472.7	605.3/605.7	472.1/472.2
LT MPS - A3U90 - TSP	448.1/452.0	---------	448.6/450.5	448.6/451.9	448.1/452.6	448.1/452.4	448.1/452.1	448.1/453.5	568.7/569.3	451.7/451.9
LT MCD - 93880 - LRS	183.5/183.9	184.5/185.1	193.9/194.6	193.3/193.8	182.9/183.3	182.3/182.7	183.1/183.5	183.3/183.6	216.7/217.8	218.9/220.2
LT MCD - 93810 - SLC	178.8/179.6	179.7/180.7	189.5/190.4	189.0/189.8	178.3/179.1	177.7/178.5	178.4/179.2	178.8/179.5	212.9/213.6	215.1/215.9
LT TSP - A3NP0 - ESA	329.7/350.1	329.2/350.6	428.2/440.8	325.3/343.0	329.9/353.5	330.2/352.6	329.8/350.9	329.6/349.1	455.8/463.1	---------
LT TSP - A3PN0 - ESA	329.7/350.1	329.2/350.6	428.2/440.8	325.3/343.0	329.9/353.5	330.2/352.6	329.8/350.9	329.6/349.1	455.8/463.1	---------
LT TSP - A3Q00 - ESA	305.5/324.5	305.0/324.9	---------	301.6/318.0	305.6/327.5	305.9/326.7	305.6/325.2	305.5/323.6	422.9/430.0	610.5/612.5
LT TSP - A3Q10 - ESA	305.5/324.5	305.0/324.9	397.0/409.1	301.6/318.0	305.6/327.5	305.9/326.7	305.6/325.2	305.5/323.6	422.9/430.0	610.5/612.5
LT TSP - 93830 - MCD	156.0/156.7	152.0/152.7	163.2/163.7	162.9/163.6	155.7/156.5	155.3/156.0	155.8/156.5	156.1/157.0	175.7/176.1	180.4/180.7
LT TSP - 93840 - MCD	156.0/156.7	152.0/152.7	163.2/163.7	162.9/163.6	155.7/156.5	155.3/156.0	155.8/156.5	156.1/157.0	175.7/176.1	180.4/180.7
LT KTH - A3PN0 - LEV	172.5/174.7	172.4/174.7	172.1/174.4	172.2/174.8	172.4/174.5	172.1/173.4	171.8/171.9	172.5/174.7	263.3/265.5	171.3/173.6
LT ESA - A3NP0 - TIC	317.0/332.8	316.5/332.7	311.6/328.9	415.5/425.6	317.1/331.0	317.6/339.0	317.2/334.6	317.0/332.5	435.8/444.0	299.1/318.3
LT ESA - A3PN0 - TIC	317.0/332.8	316.5/332.7	311.6/328.9	415.5/425.6	317.1/331.0	317.6/339.0	317.2/334.6	317.0/332.5	435.8/444.0	299.1/318.3
LT ESA - A3Q20 - TIC	309.3/323.0	308.8/322.8	304.0/318.9	---------	309.6/321.4	309.6/328.4	309.4/324.6	309.4/322.7	425.5/432.9	291.7/308.3
LT ESA - A3Q30 - TIC	309.3/323.0	308.8/322.8	304.0/318.9	405.6/414.6	309.6/321.4	309.6/328.4	309.4/324.6	309.4/322.7	425.5/432.9	291.7/308.3
LT TIC - A3NP0 - DZT	169.3/189.2	169.3/189.3	169.0/189.2	169.1/190.7	169.3/188.3	169.1/183.6	169.8/198.3	169.3/189.0	250.4/264.9	168.3/188.5
LT TIC - A3PN0 - DZT	169.3/189.2	169.3/189.3	169.0/189.2	169.1/190.7	169.3/188.3	169.1/183.6	169.8/198.3	169.3/189.0	250.4/264.9	168.3/188.5
LT TIC - A3Q40 - DZT	153.8/172.9	153.8/173.0	153.6/172.9	153.6/174.3	153.9/172.1	153.9/167.9	153.9/181.2	153.8/172.8	227.6/242.0	152.9/172.3
LT TIC - A3Q50 - DZT	153.9/173.0	153.9/173.1	153.6/173.0	153.7/174.3	153.9/172.2	154.0/168.0	154.0/181.3	153.9/172.9	227.7/242.2	153.0/172.4
LT DZT - A3NP0 - KTH	139.6/148.2	139.6/148.3	139.4/148.1	139.3/149.2	139.6/147.6	139.7/144.7	139.6/154.0	139.6/148.1	205.8/215.2	138.8/147.6
LT DZT - A3PE0 - KTH	182.4/185.1	182.4/185.1	182.1/184.9	182.2/185.7	182.4/184.7	182.2/182.8	182.9/189.8	182.4/185.0	269.6/273.7	181.3/184.1

... Continuación

CUADROS 12.1.10 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2024

Elementos monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	CEV-TIC-400	CEV-KTH-400	CEV-TSP-400	1/2 CCG VLT	LT TSP-ESA (2)
LT DZT - A3PN0 - KTH	139.6/148.2	139.6/148.3	139.4/148.1	139.3/149.2	139.6/147.6	139.7/144.7	139.6/154.0	139.6/148.1	205.8/215.2	138.8/147.6
LT DZT - A3PP0 - KTH	182.4/185.1	182.4/185.1	182.1/184.9	182.2/185.7	182.4/184.7	182.2/182.8	182.9/189.8	182.4/185.0	269.6/273.7	181.3/184.1
LT ESA - 93010 - LRA	44.7/49.2	45.7/50.1	55.0/59.1	54.5/58.3	44.2/48.9	43.8/49.8	44.4/49.3	44.7/49.2	78.2/80.4	79.4/82.7
LT SLC - 93210 - ESA	151.8/155.6	152.8/156.7	162.8/166.5	162.3/165.9	151.2/155.1	150.6/154.6	151.4/155.3	151.7/155.5	186.9/190.0	189.2/192.4
LT SLC - 93220 - ESA	151.8/155.6	152.8/156.7	162.8/166.5	162.3/165.9	151.2/155.1	150.6/154.6	151.4/155.3	151.7/155.5	186.9/190.0	189.2/192.4
LT VAD - 93080 - KNP	112.9/112.9	112.8/112.8	112.1/112.1	112.1/112.1	112.9/113.0	112.9/113.1	113.6/113.7	112.9/112.9	-49.9/50.5	110.2/110.2
LT VAD - 93070 - NIZ	129.1/129.2	129.1/129.3	129.5/129.7	129.4/129.6	129.1/129.2	129.2/129.4	129.0/129.4	129.1/129.2	-4.9/14.5	130.6/130.8
LT VAD - 93050 - BLM	135.0/135.1	135.0/135.1	135.4/135.5	135.4/135.5	135.0/135.1	135.0/135.0	134.4/134.5	135.0/135.1	16.3/23.9	136.3/136.4
CEV ESA-400	0.0/59.9	0.0/50.2	0.0/31.9	0.0/17.7	0.0/0.0	0.0/104.9	0.0/73.7	0.0/71.6	0.0/123.8	0.0/15.8
CEV KTH-400	0.0/119.4	0.0/118.5	0.0/117.5	0.0/106.7	0.0/126.4	0.0/163.4	0.0/0.0	0.0/120.6	0.0/32.5	0.0/117.8
CEV TSP-400	0.0/59.8	0.0/28.0	0.0/6.2	0.0/41.9	0.0/74.7	0.0/69.6	0.0/62.8	0.0/0.0	0.0/71.6	0.0/104.6
CEV TIC-400	0.0/139.6	0.0/136.8	0.0/133.5	0.0/99.7	0.0/161.4	---------	0.0/181.9	0.0/143.3	0.0/9.1	0.0/133.9

CUADRO 12.1.11 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q10-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
KLV-230	229	225	226	226	228	230	222
MCD-230	230	226	227	227	229	230	221
LRS-230	230	230	230	230	230	230	225
TSP-400	405	397	399	398	404	408	390
TSP-230	232	228	229	229	231	233	224
LRS-115	112	111	111	111	111	112	109
QRP-230	235	235	235	235	235	235	235
RMY-400	404	404	404	404	404	404	404
KTH-400	404	404	404	404	404	404	404
KTH-115	115	115	115	115	115	115	115
ESA-400	410	404	409	409	406	419	400
TIC-400	412	406	411	412	409	416	400
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117
RMY-115	116	116	116	116	116	116	116
ESA-230	232	231	232	232	232	232	229
SLC-230	231	230	231	230	231	232	225
TIC-230	236	233	236	236	235	238	230
XUL-230	232	231	232	232	232	233	229
KNP-230	233	232	233	233	232	234	229
VAD-230	239	239	239	239	239	239	233
BLM-230	234	233	234	234	233	234	233

CUADRO 12.1.12 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	POLO HVDC	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q10-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
KLV-230	229	226	226	227	229	230	223
MCD-230	230	226	227	227	229	231	223
LRS-230	230	230	230	230	230	230	227
TSP-400	405	398	400	399	404	408	393
TSP-230	232	228	229	229	232	233	226
LRS-115	112	111	111	111	111	112	109
QRP-230	235	235	235	235	235	235	235
RMY-400	404	404	404	404	404	404	404
KTH-400	404	404	404	404	404	404	404
KTH-115	115	115	115	115	115	115	115
ESA-400	410	404	409	409	407	419	401
TIC-400	412	406	411	412	409	416	401
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117
RMY-115	116	116	116	116	116	116	116
ESA-230	232	231	232	232	232	233	229
SLC-230	231	230	231	230	231	232	226
TIC-230	236	233	236	236	235	238	231
XUL-230	232	231	232	232	232	233	230
KNP-230	233	232	233	233	232	234	229
VAD-230	239	239	239	239	239	239	234
BLM-230	234	233	234	234	234	234	234

CUADRO 12.1.13 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2024

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]										
Buses monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	CEV-TIC-400	CEV-KTH-400	CEV-TSP-400	1/2 CCG VLT	LT TSP-ESA (2)
KLV-230	231	230	230	231	231	231	231	231	228	228
MCD-230	231	231	230	231	231	231	231	232	229	228
LRS-230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
TSP-400	406	405	404	406	407	407	406	408	401	400
TSP-230	234	234	233	234	235	235	235	235	232	231
LRS-115	112	112	112	112	112	112	112	112	111	111
RMY-400	408	408	408	408	409	410	414	408	405	408
KTH-400	409	409	409	408	409	410	414	409	405	409
KTH-115	117	117	117	117	117	117	118	117	116	117
ESA-400	409	409	408	406	412	411	410	410	402	408
TIC-400	409	409	409	408	410	415	411	410	404	409
LEV-115	117	117	117	117	117	117	118	117	117	117
RMY-115	117	117	117	117	117	117	118	117	116	117
ESA-230	232	232	231	231	232	232	232	232	230	231
SLC-230	231	231	231	231	231	231	231	231	230	230
TIC-230	235	235	235	234	236	238	236	235	232	235
XUL-230	232	232	232	232	232	233	232	232	231	232
KNP-230	233	233	233	232	233	234	233	233	230	233
VAD-230	239	239	239	239	239	239	239	239	234	239
BLM-230	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234

Simulaciones en estado estaciones Caso 3.

Los flujos de potencia de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para las alternativas en Corriente Directa con tecnología LCC, en Corriente Directa con tecnología VSC y en Corriente Alterna se muestran en las figuras 12.1.11, 12.1.12 y 12.1.13 respectivamente.

Para las alternativas mencionadas en el párrafo anterior, se mantiene el mismo flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular, despacho de generación y demanda en el SIN.

Los cuadros 12.1.14, 12.1.15 y 12.1.16 muestran los flujos de potencia en MW y MVA para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2024 para demanda máxima de la GCR Peninsular, respectivamente.

Los cuadros 12.1.17, 12.1.18 y 12.1.19 muestran las tensiones en las subestaciones eléctricas asociadas, para las alternativas en LCC, VSC y CA de los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales elementos de transmisión asociados y compensación dinámica, para los escenarios de planeación 2024 para la demanda máxima de la GCR Peninsular, respectivamente.

FIGURA 12.1.11 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024 DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

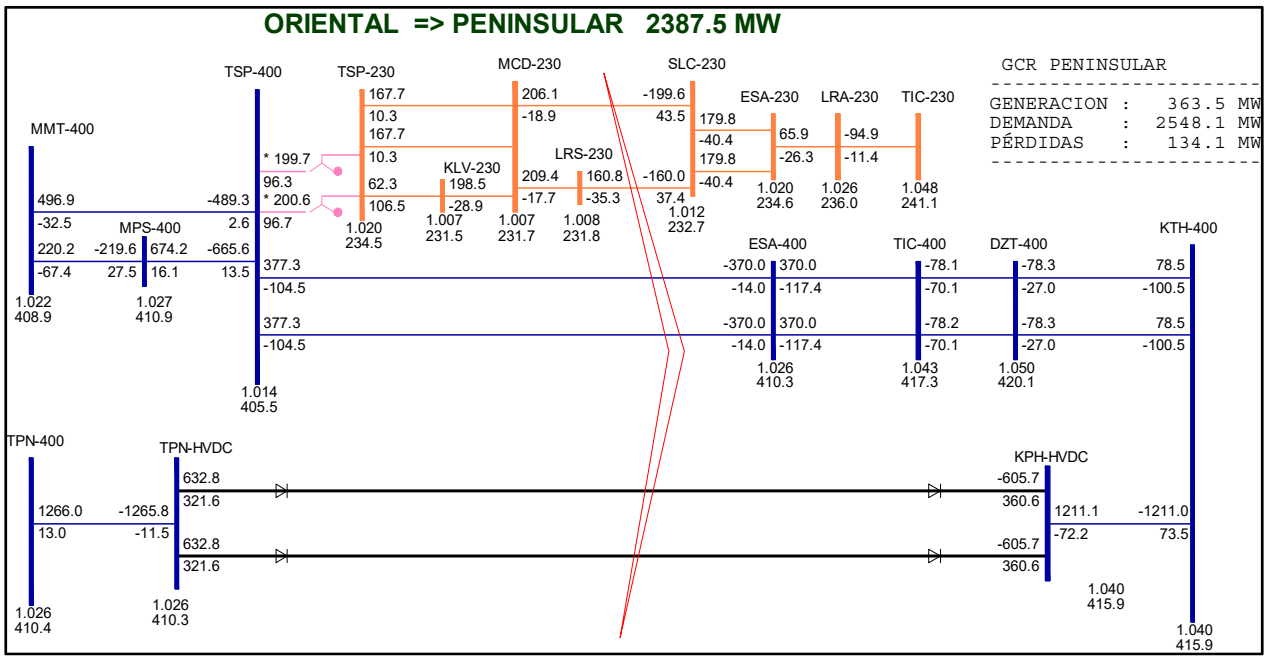


FIGURA 12.1.12 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024 DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

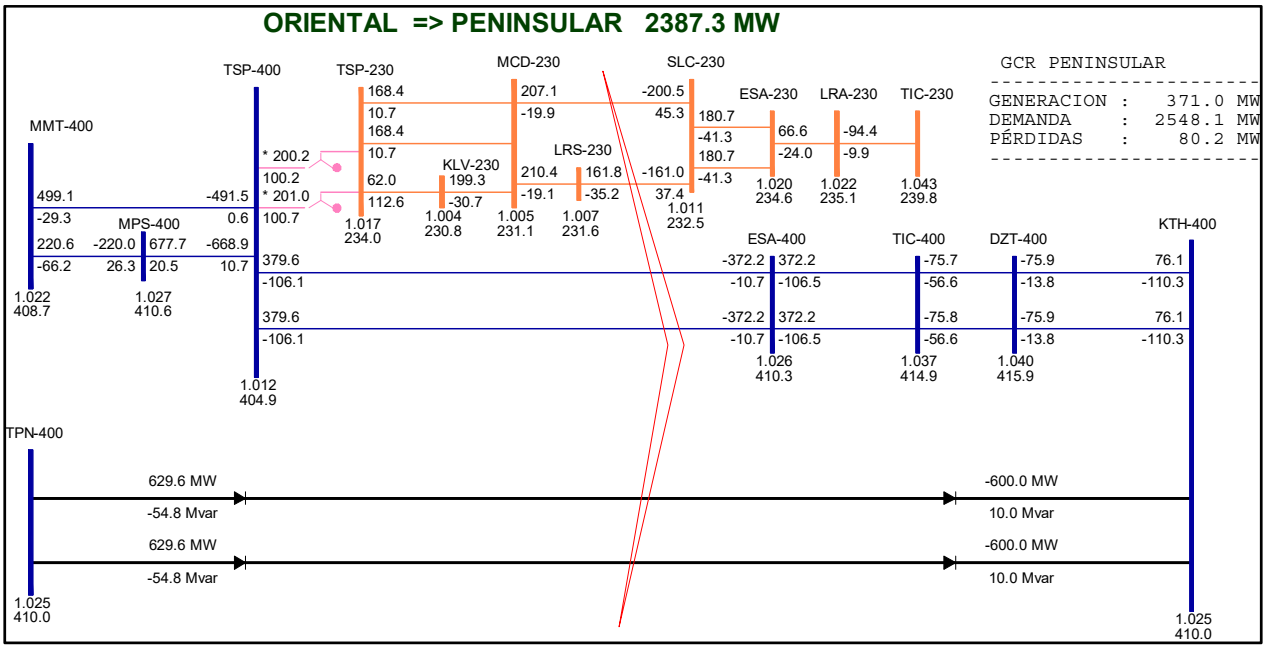
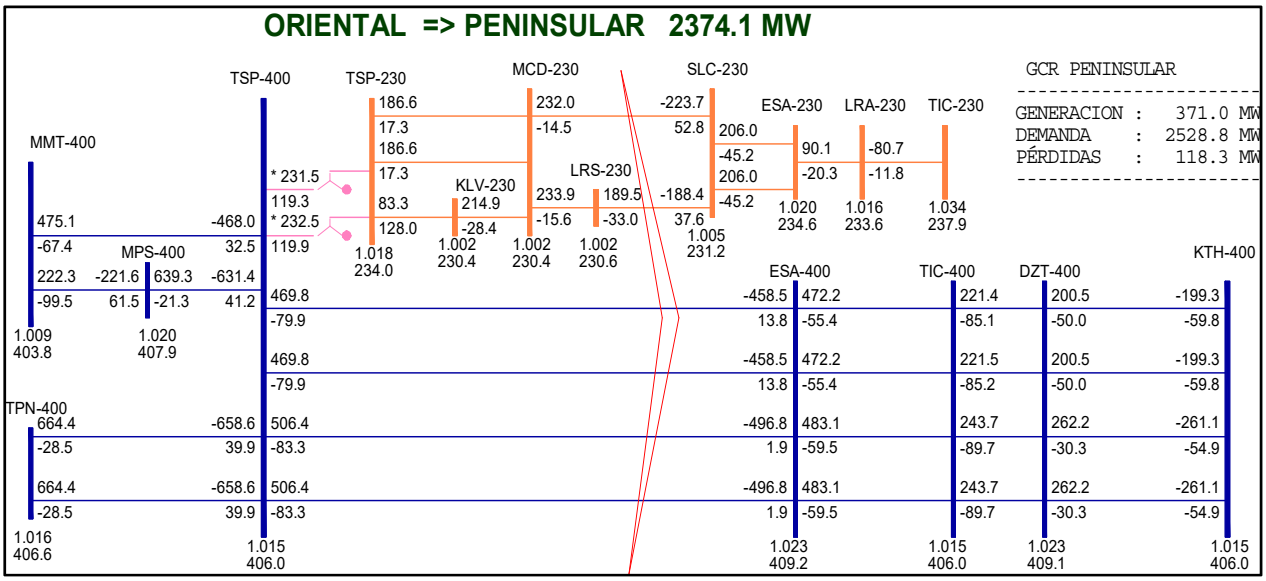


FIGURA 12.1.13 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE 230 Y 400 KV ASOCIADA AL ENLACE EN CORRIENTE DIRECTA GRIJALVA-RIVERA MAYA, ESCENARIO 2024 DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA



CUADRO 12.1.14 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024 PARA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]										
Elementos monitoreados	Caso Base	Polo HVDC	Polo HVDC, Polo paralelo 750 MW	Polo HVDC, Polo sobrecarga 10%	Polo HVDC, Polo sobrecarga 20%	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
ENLACE HVDC (MW)	1,266.0	632.9	754.1	829.9	905.9	1,266.0	1,266.0	1,265.9	1,265.9	1,266.0
LT MPS - A3U90 - TSP	674.2/674.4	1030.3/1051.0	960.9/973.7	919.1/928.6	879.1/886.0	----/----	678.5/686.4	678.1/678.5	673.7/678.8	757.0/758.7
LT MCD - 93880 - LRS	209.4/210.1	273.5/274.2	261.6/262.5	253.6/254.5	246.2/247.0	213.3/215.7	245.3/246.3	240.6/241.0	201.0/201.5	226.5/227.4
LT MCD - 93810 - SLC	206.1/207.0	273.2/273.5	260.4/260.8	252.3/252.8	244.6/245.1	209.5/211.6	243.5/244.2	239.2/239.5	198.4/199.8	224.2/224.9
LT TSP - A3Q00 - ESA	377.3/391.5	651.5/655.5	598.4/603.7	566.7/572.9	536.2/543.5	374.8/399.7	----/----	350.6/367.6	382.7/439.9	446.5/457.7
LT TSP - A3Q10 - ESA	377.3/391.5	651.5/655.5	598.4/603.7	566.7/572.9	536.2/543.5	374.8/399.7	695.3/696.2	350.6/367.6	382.7/439.9	446.5/457.7
LT TSP - 93830 - MCD	167.7/168.0	203.3/203.9	196.5/196.9	192.1/192.5	188.0/188.3	148.8/148.8	192.6/192.7	189.9/190.6	162.8/163.5	177.5/177.8
LT TSP - 93840 - MCD	167.7/168.0	203.3/203.9	196.5/196.9	192.1/192.5	188.0/188.3	148.8/148.8	192.6/192.7	189.9/190.6	162.8/163.5	177.5/177.8
LT KTH - A3PN0 - LEV	289.1/289.1	261.6/261.6	266.3/266.3	269.0/269.2	271.7/272.2	289.0/289.1	288.0/288.1	290.1/290.1	284.3/286.2	315.4/315.4
LT ESA - A3Q20 - TIC	370.0/388.2	627.8/628.2	578.9/581.1	549.4/553.4	520.9/527.2	367.1/385.7	334.5/358.0	----/----	375.1/382.6	436.1/446.1
LT ESA - A3Q30 - TIC	370.0/388.2	627.8/628.2	578.9/581.1	549.4/553.4	520.9/527.2	367.1/385.7	334.5/358.0	688.6/688.6	375.1/382.6	436.1/446.1
LT TIC - A3Q40 - DZT	-78.1/105.0	179.9/212.9	132.2/170.1	102.8/148.0	74.3/128.7	-78.3/104.9	-79.8/104.2	-77.8/120.2	-82.6/83.4	-34.6/86.8
LT TIC - A3Q50 - DZT	-78.2/105.0	180.0/213.0	132.3/170.2	102.9/148.1	74.4/128.8	-78.3/104.9	-79.8/104.2	-77.8/120.2	-82.6/83.5	-34.6/86.8
LT DZT - A3NP0 - KTH	-78.3/82.8	179.0/197.3	131.7/149.2	102.5/122.3	74.1/97.5	-78.4/82.8	-80.0/83.4	-78.0/93.3	-82.8/90.4	-34.6/49.8
LT DZT - A3PN0 - KTH	-78.3/82.8	179.0/197.3	131.7/149.2	102.5/122.3	74.1/97.5	-78.4/82.8	-80.0/83.4	-78.0/93.3	-82.8/90.4	-34.6/49.8
LT ESA - 93010 - LRA	65.9/70.9	125.5/126.3	115.2/116.6	108.1/110.1	101.3/103.9	68.6/73.6	100.2/103.8	95.9/97.5	59.2/71.5	82.8/85.9
LT SLC - 93210 - ESA	179.8/184.3	246.9/255.4	234.6/241.1	226.4/232.6	218.7/224.5	183.0/189.4	217.6/223.6	213.4/218.3	171.7/179.6	198.1/203.2
LT SLC - 93220 - ESA	179.8/184.3	246.9/255.4	234.6/241.1	226.4/232.6	218.7/224.5	183.0/189.4	217.6/223.6	213.4/218.3	171.7/179.6	198.1/203.2
LT VAD - 93080 - KNP	81.9/81.9	17.4/25.6	28.9/31.7	36.4/37.6	43.6/44.1	81.7/81.7	79.8/79.8	82.3/82.9	77.3/83.0	25.8/25.8
LT VAD - 93070 - NIZ	-12.6/13.0	22.5/24.4	16.3/18.2	12.2/14.9	8.4/11.9	-12.5/12.9	-11.4/11.9	-12.9/13.3	-9.8/10.2	-49.7/49.9
LT VAD - 93050 - BLM	11.7/12.4	42.4/43.2	36.9/37.6	33.4/34.0	29.9/30.6	11.8/12.5	12.7/13.3	11.4/12.7	14.2/14.2	-21.5/23.0
CEV ESA-400 (MVAr)	-230.1	300.0	161.9	69.6	-6.5	-158.9	-82.0	-46.2	-----	-130.6

CUADRO 12.1.15 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO 2024 PARA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	Caso Base	Polo HVDC	Polo HVDC, Polo paralelo 750 MW	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
ENLACE HVDC (MW)	1,261.4	630.7	751.5	1,261.4	1,261.4	1,261.4	1,261.4	1,261.4
LT MPS - A3U90 - TSP	677.7/678.0	1032.3/1057.9	963.1/977.0	----/----	682.3/691.4	682.1/682.6	677.6/679.8	760.4/762.5
LT MCD - 93880 - LRS	210.4/211.2	275.8/276.4	262.3/263.3	214.3/216.9	246.5/247.6	242.0/242.4	203.6/204.1	227.4/228.3
LT MCD - 93810 - SLC	207.1/208.1	275.7/276.0	261.2/261.7	210.5/212.8	244.8/245.5	240.5/240.9	200.4/201.1	225.0/225.8
LT TSP - A3Q00 - ESA	379.6/394.1	650.4/653.2	599.4/604.8	377.2/402.4	----/----	353.1/370.5	385.1/429.6	448.7/459.9
LT TSP - A3Q10 - ESA	379.6/394.1	650.4/653.2	599.4/604.8	377.2/402.4	699.8/700.7	353.1/370.5	385.1/429.6	448.7/459.9
LT TSP - 93830 - MCD	168.4/168.7	205.0/205.7	197.2/197.6	149.4/149.4	193.4/193.6	190.9/191.6	164.2/165.0	178.1/178.4
LT TSP - 93840 - MCD	168.4/168.7	205.0/205.7	197.2/197.6	149.4/149.4	193.4/193.6	190.9/191.6	164.2/165.0	178.1/178.4
LT KTH - A3PN0 - LEV	290.0/290.7	262.9/264.0	267.2/268.2	289.9/290.6	289.0/289.7	290.5/291.2	288.2/289.0	315.9/316.4
LT ESA - A3Q20 - TIC	372.2/387.1	626.5/626.7	579.8/581.0	369.3/384.6	336.6/356.0	----/----	377.5/381.8	438.2/446.4
LT ESA - A3Q30 - TIC	372.2/387.1	626.5/626.7	579.8/581.0	369.3/384.6	336.6/356.0	693.3/693.3	377.5/381.8	438.2/446.4
LT TIC - A3Q40 - DZT	-75.7/94.6	180.0/210.5	132.9/161.9	-75.9/94.4	-77.4/93.4	-74.9/114.9	-78.2/78.6	-32.5/77.5
LT TIC - A3Q50 - DZT	-75.8/94.6	180.1/210.6	132.9/162.0	-75.9/94.5	-77.4/93.4	-75.0/115.0	-78.3/78.6	-32.5/77.5
LT DZT - A3NP0 - KTH	-75.9/77.1	179.0/196.0	132.4/143.7	-76.0/77.2	-77.6/78.1	-75.1/88.6	-78.5/87.2	-32.5/42.1
LT DZT - A3PN0 - KTH	-75.9/77.1	179.0/196.0	132.4/143.7	-76.0/77.2	-77.6/78.1	-75.1/88.6	-78.5/87.2	-32.5/42.1
LT ESA - 93010 - LRA	66.6/70.8	127.0/127.2	115.6/116.6	69.4/73.5	101.1/104.1	97.0/98.1	61.0/70.6	83.4/86.0
LT SLC - 93210 - ESA	180.7/185.4	249.2/258.2	235.3/242.1	184.0/190.6	218.8/224.9	214.7/219.8	174.0/178.4	198.9/204.1
LT SLC - 93220 - ESA	180.7/185.4	249.2/258.2	235.3/242.1	184.0/190.6	218.8/224.9	214.7/219.8	174.0/178.4	198.9/204.1
LT VAD - 93080 - KNP	81.2/81.2	17.4/32.5	28.1/32.5	81.0/81.0	79.1/79.1	81.8/83.0	78.1/79.2	25.1/25.2
LT VAD - 93070 - NIZ	-12.3/12.3	22.3/23.6	16.6/17.4	-12.2/12.2	-11.1/11.1	-12.7/12.9	-10.5/10.7	-49.3/49.4
LT VAD - 93050 - BLM	11.9/12.7	42.2/43.3	37.2/38.0	12.0/12.7	13.0/13.6	11.5/13.0	13.5/13.6	-21.3/23.3
CEV ESA-400 (MVAr)	-208.3	300.0	200.0	-133.8	-56.9	-27.1	----	-111.8

CUADRO 12.1.16 FLUJO DE POTENCIA POR ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN Y COMPENSACIÓN DINÁMICA, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO 2024 PARA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT	LT TPN-TSP-ESA (2)
LT TPN - A3OR0 - TSP	664.4/665.0	887.0/887.2	667.1/667.5	666.9/667.5	664.4/665.0	708.5/709.1	----/----
LT TPN - A3RO0 - TSP	664.4/665.0	887.0/887.2	667.1/667.5	666.9/667.5	664.4/665.0	708.5/709.1	937.9/939.1
LT MPS - A3U90 - TSP	639.3/639.6	----/----	641.5/641.6	641.1/641.5	639.2/639.6	678.0/678.3	854.8/855.9
LT MCD - 93880 - LRS	233.9/234.4	235.1/235.7	250.4/250.8	248.6/248.9	233.5/234.1	243.6/244.0	253.7/254.4
LT MCD - 93810 - SLC	232.0/232.5	233.3/233.8	249.4/249.7	247.6/247.8	231.7/232.1	242.2/242.5	252.5/252.9
LT TSP - A3NP0 - ESA	506.4/513.2	505.8/512.6	659.3/660.4	501.3/508.4	506.6/514.4	546.9/551.6	676.5/678.1
LT TSP - A3PN0 - ESA	506.4/513.2	505.8/512.6	659.3/660.4	501.3/508.4	506.6/514.4	546.9/551.6	----/----
LT TSP - A3Q00 - ESA	469.8/476.6	469.2/476.0	----/----	465.0/472.1	469.9/477.6	507.5/512.3	627.9/629.8
LT TSP - A3Q10 - ESA	469.8/476.6	469.2/476.0	612.1/613.5	465.0/472.1	469.9/477.6	507.5/512.3	627.9/629.8
LT TSP - 93830 - MCD	186.6/187.4	181.0/181.9	198.3/199.4	197.1/198.2	186.3/187.1	192.5/193.5	194.6/195.3
LT TSP - 93840 - MCD	186.6/187.4	181.0/181.9	198.3/199.4	197.1/198.2	186.3/187.1	192.5/193.5	194.6/195.3
LT KTH - A3PN0 - LEV	257.5/260.6	257.4/260.6	257.1/260.2	257.1/260.2	257.5/260.6	285.6/288.0	257.0/260.1
LT ESA - A3NP0 - TIC	483.1/486.8	482.5/486.1	474.9/478.8	635.1/635.5	483.2/486.2	520.8/523.3	473.5/477.5
LT ESA - A3PN0 - TIC	483.1/486.8	482.5/486.1	474.9/478.8	635.1/635.5	483.2/486.2	520.8/523.3	473.5/477.5
LT ESA - A3Q20 - TIC	472.2/475.4	471.6/474.8	464.1/467.6	----/----	472.4/475.0	509.1/511.4	462.8/466.3
LT ESA - A3Q30 - TIC	472.2/475.4	471.6/474.8	464.1/467.6	621.3/621.6	472.4/475.0	509.1/511.4	462.8/466.3
LT TIC - A3NP0 - DZT	243.7/259.7	243.6/259.6	243.3/259.3	243.3/259.4	243.7/259.7	268.8/282.7	243.2/259.3
LT TIC - A3PN0 - DZT	243.7/259.7	243.6/259.6	243.3/259.3	243.3/259.4	243.7/259.7	268.8/282.7	243.2/259.3
LT TIC - A3Q40 - DZT	221.4/237.2	221.4/237.2	221.1/236.9	221.1/236.9	221.4/237.2	244.4/258.2	221.0/236.9
LT TIC - A3Q50 - DZT	221.5/237.3	221.5/237.3	221.2/237.0	221.2/237.1	221.5/237.4	244.5/258.4	221.2/237.0
LT DZT - A3NP0 - KTH	200.5/206.6	200.5/206.6	200.2/206.3	200.2/206.4	200.5/206.6	221.1/227.1	200.1/206.3
LT DZT - A3PE0 - KTH	262.2/263.9	262.2/263.9	261.8/263.5	261.8/263.6	262.2/263.9	289.2/291.0	261.7/263.5
LT DZT - A3PN0 - KTH	200.5/206.6	200.5/206.6	200.2/206.3	200.2/206.4	200.5/206.6	221.1/227.1	200.1/206.3
LT DZT - A3PP0 - KTH	262.2/263.9	262.2/263.9	261.8/263.5	261.8/263.6	262.2/263.9	289.2/291.0	261.7/263.5
LT ESA - 93010 - LRA	90.1/92.4	91.3/93.6	105.9/107.7	104.3/106.1	89.8/92.1	99.8/101.5	108.5/110.2
LT SLC - 93210 - ESA	206.0/211.0	207.4/212.4	223.7/228.9	221.8/226.9	205.7/210.6	216.4/221.4	226.7/232.6
LT SLC - 93220 - ESA	206.0/211.0	207.4/212.4	223.7/228.9	221.8/226.9	205.7/210.6	216.4/221.4	226.7/232.6
LT VAD - 93080 - KNP	7.0/16.0	7.0/16.0	6.1/15.8	6.2/15.8	7.0/16.0	-41.4/44.1	6.0/15.8
LT VAD - 93070 - NIZ	27.2/27.5	27.2/27.5	27.7/28.0	27.6/27.9	27.2/27.4	-13.0/16.7	27.8/28.1
LT VAD - 93050 - BLM	46.7/47.3	46.7/47.3	47.1/47.7	47.1/47.7	46.7/47.3	10.7/18.8	47.2/47.8
CEV ESA-400 (MVAr)	-40.7	-42.1	155.8	125	-----	53	270.7
CEV TIC-400 (MVAr)	-171.2	-172	-181.1	-11.9	-192.4	-92.9	-182.6
CEV TSP-400 (MVAr)	124.6	287.1	300	135.7	99.3	244	300
CEV KTH-400 (MVAr)	-195.9	-195.9	-196.2	-196.1	-195.9	-167.5	-196.2

CUADRO 12.1.17 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2024 PARA LA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA LCC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]										
Buses monitoreados	Caso Base	Polo HVDC	Polo HVDC, Polo paralelo 750 MW	Polo HVDC, Polo sobrecarga 10%	Polo HVDC, Polo sobrecarga 20%	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
KLV-230	232	222	226	227	228	225	227	231	236	230
MCD-230	232	221	225	226	227	226	227	230	237	230
LRS-230	232	224	227	228	229	230	229	230	236	231
TSP-400	406	388	393	396	398	394	396	405	417	402
TSP-230	235	225	228	229	230	228	229	234	240	233
LRS-115	115	113	115	115	115	115	115	115	115	115
RMY-400	415	415	415	417	418	415	415	412	421	413
KTH-400	416	416	417	418	420	416	416	413	423	414
KTH-115	118	118	119	119	119	118	119	118	120	118
ESA-400	410	410	410	410	410	410	410	410	449	410
TIC-400	417	408	411	413	415	417	419	408	441	414
LEV-115	118	118	118	118	118	118	118	118	119	118
RMY-115	118	118	119	119	119	118	118	118	120	118
ESA-230	235	235	235	235	235	235	235	235	243	235
SLC-230	233	225	228	229	229	230	229	231	238	231
TIC-230	241	236	238	239	240	241	242	236	255	239
XUL-230	237	236	236	236	237	237	237	236	247	237
KNP-230	233	229	231	232	232	234	234	230	245	231
VAD-230	240	240	240	240	240	240	240	240	242	237
BLM-230	236	235	236	236	236	236	236	235	236	235

CUADRO 12.1.18 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2024 PARA LA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR, ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA CON TECNOLOGÍA VSC

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	Caso Base	Polo HVDC	Polo HVDC, Polo paralelo 750 MW	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT
KLV-230	231	222	225	224	227	230	234	229
MCD-230	231	220	224	225	226	230	234	229
LRS-230	232	223	227	229	229	230	233	230
TSP-400	405	387	393	393	395	404	413	402
TSP-230	234	224	227	227	229	233	238	232
LRS-115	115	113	115	115	115	115	115	115
RMY-400	409	409	409	409	409	409	409	409
KTH-400	410	410	410	410	410	410	410	410
KTH-115	117	117	117	117	117	117	117	117
ESA-400	410	406	410	410	410	410	439	410
TIC-400	415	402	408	415	416	406	429	412
LEV-115	118	118	118	118	118	118	118	118
RMY-115	117	117	117	117	117	117	117	117
ESA-230	235	235	235	235	235	235	236	235
SLC-230	232	224	227	230	229	231	234	231
TIC-230	240	233	236	240	240	235	247	238
XUL-230	237	236	236	237	237	236	239	236
KNP-230	232	226	229	232	233	228	238	231
VAD-230	240	239	239	240	240	239	241	236
BLM-230	235	235	235	235	235	235	235	235

CUADRO 12.1.19 TENSIÓN EN LAS BARRAS DE 230 Y 400 KV, ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2024 PARA LA DEMANDA MÁXIMA DE LA GCR PENINSULAR

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	LT MPS-A3U90-TSP	LT TSP-A3Q00-ESA	LT ESA-A3Q20-TIC	CEV ESA-400	1/2 CCG VLT	LT TPN-TSP-ESA (2)
KLV-230	230	230	230	230	230	230	227
MCD-230	230	230	229	230	230	230	227
LRS-230	231	230	230	230	231	230	229
TSP-400	406	406	405	406	406	406	400
TSP-230	234	234	233	234	234	234	231
LRS-115	115	115	115	115	115	115	115
RMY-400	406	406	406	406	406	406	406
KTH-400	406	406	406	406	406	406	406
KTH-115	116	116	116	116	116	116	116
ESA-400	409	409	409	409	411	409	409
TIC-400	406	406	406	406	406	406	406
LEV-115	117	117	117	117	117	117	117
RMY-115	116	116	116	116	116	116	116
ESA-230	235	235	235	235	235	235	235
SLC-230	231	231	230	230	231	231	229
TIC-230	238	238	238	238	238	238	238
XUL-230	236	236	236	236	236	236	236
KNP-230	231	231	231	231	231	229	231
VAD-230	239	239	239	239	239	235	239
BLM-230	235	235	235	235	235	235	235

De los resultados de las simulaciones en estado estacionario, se observa que para la alternativa en LCC se tiene la ventaja de la sobrecarga por el Polo paralelo en servicio ante contingencia del otro Polo, lo cual no se tiene con la tecnología VSC.

Con la alternativa en LCC ante la pérdida de un Polo, al tener Condensadores Síncronos en la subestación eléctrica de KTH, el control de voltaje en la Rivera Maya es igual que la alternativa en VSC.

Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión del voltaje, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en las compuertas de flujo. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una subestación eléctrica a la que se conecta la línea de transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Simulaciones para el Caso 1

En 2023 se debe conectar un polo del enlace en Corriente Directa con capacidad de 750 MW para satisfacer el crecimiento de la demanda y consumo. Las siguientes contingencias son con el escenario de demanda máxima coincidente del SIN para las 23 hs, es decir no se cuenta con Centrales Eléctricas Fotovoltaicas.

Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Escárcega Potencia y liberación con el disparo de la línea de transmisión TSP-A3Q10-ESA

La figura 12.1.14 muestra el comportamiento del flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular para las alternativas de Corriente Directa LCC, VSC y Alterna.

Se observa que en las compuertas de flujo ubicadas en el SIN, se tiene un comportamiento igual ante la falla

para las tres alternativas. Para la alternativa en Corriente Directa, el enlace no presenta variación ante la perturbación.

La figura 12.1.15 muestra el voltaje en la barra de 400 kV del corredor Tabasco Potencia a Ticul Potencia, el comportamiento de las tres alternativas ante la contingencia es igual. Las tensiones iniciales en diferentes puntos, debido a que cada tecnología considerada cuenta con diferente compensación y esto modifica las condiciones iniciales de tensión para el mismo flujo de potencia activa hacia la Península.

FIGURA 12.1.14 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN COMPUERTA ORIENTAL-PENINSULAR ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN TSP-A3Q10-ESA

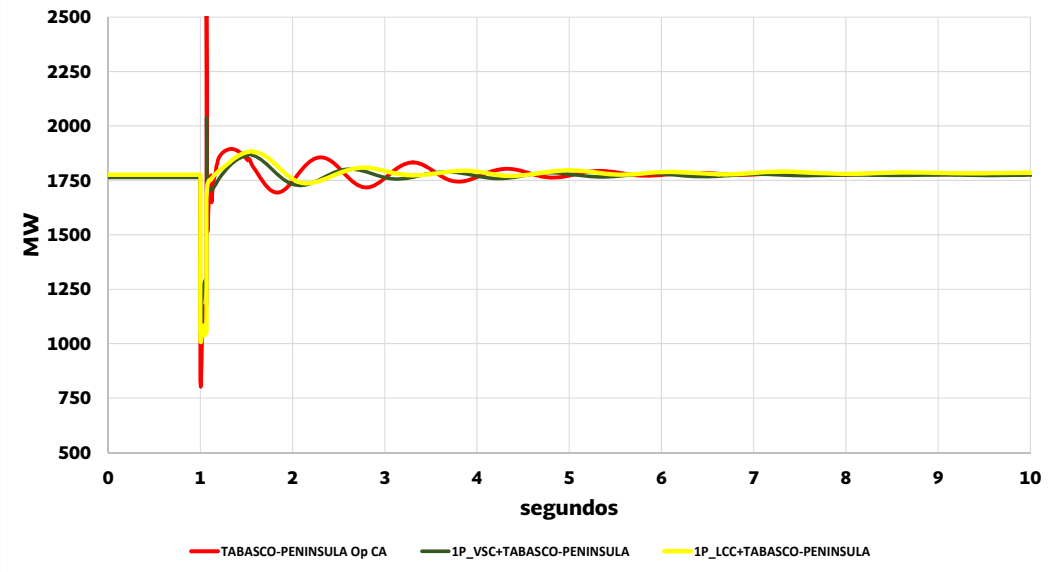
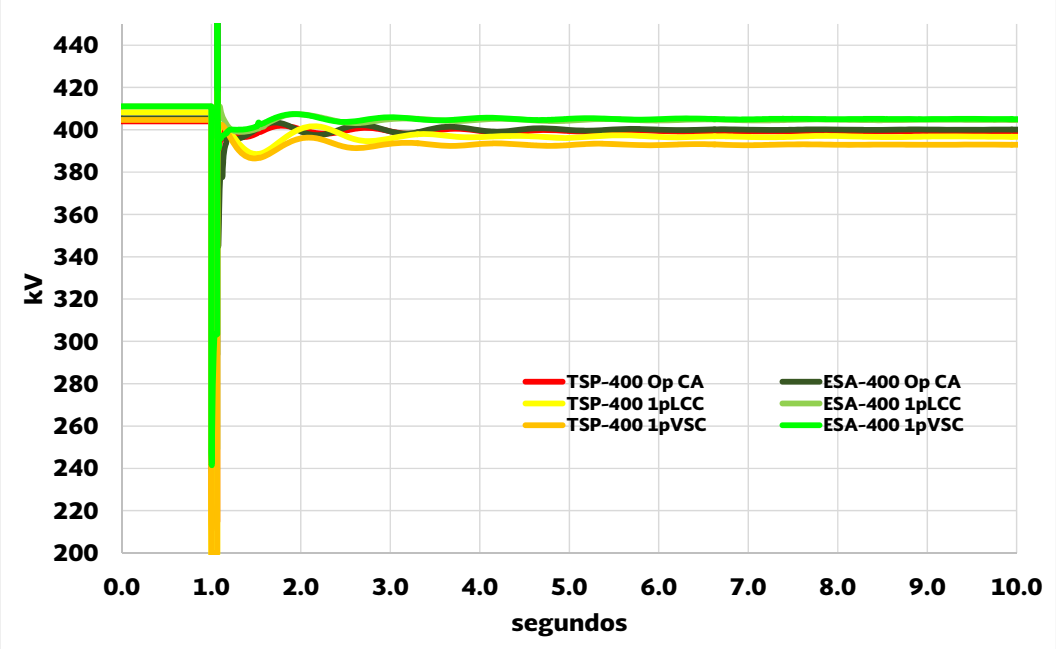


FIGURA 12.1.15 VOLTAJE EN BARRAS DE 400 KV ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN TSP-A3Q10-ESA



Disparo de medio paquete de la CCC Valladolid III

La figura 12.1.16 muestra el comportamiento del flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular para las alternativas de Corriente Directa LCC, VSC y Alterna.

Se observa que en las compuertas de flujo ubicadas en el SIN, se tiene un comportamiento igual ante la falla para las tres alternativas. Para la alternativa en Corriente Directa, el enlace no presenta variación ante la perturbación.

La figura 12.1.17 muestra el voltaje en la barra de 400 kV del corredor Tabasco Potencia a Ticul Potencia, el comportamiento de las tres alternativas ante la contingencia es igual.

FIGURA 12.1.16 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN COMPUERTA ORIENTAL-PENINSULAR ANTE DISPARO DE MEDIO PAQUETE DE CCC VALLADOLID III

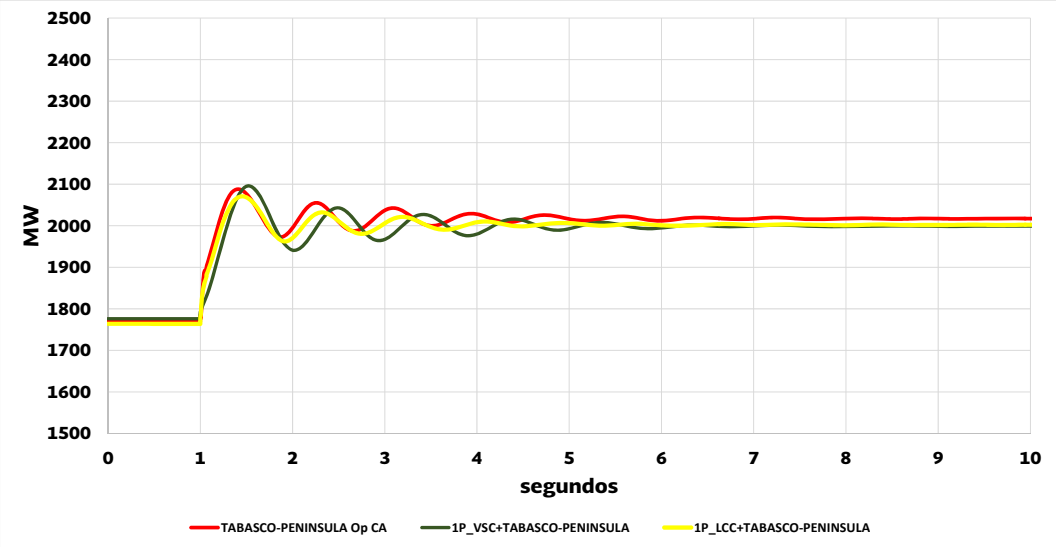
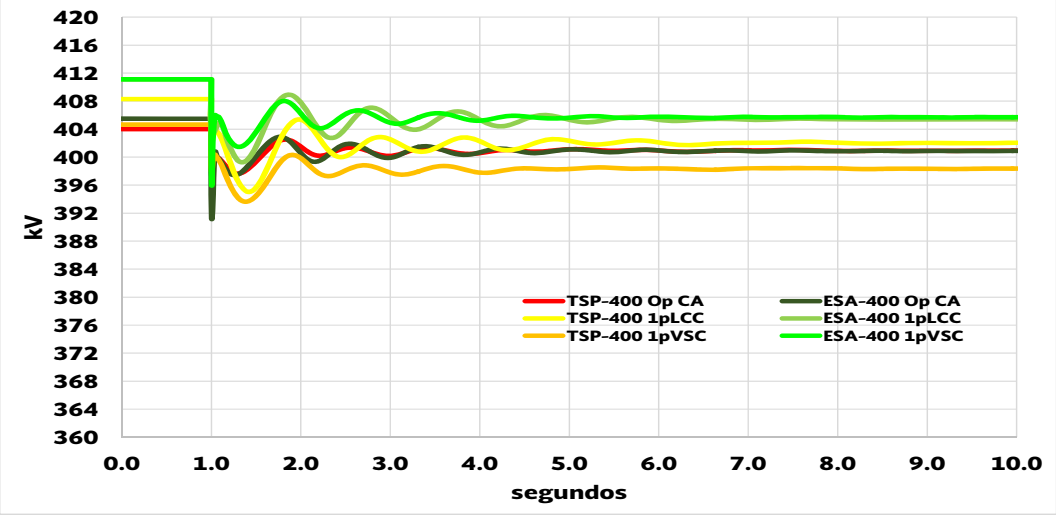


FIGURA 12.1.17 TENSIÓN EN BARRAS DE 400 KV ANTE EL DISPARO DE MEDIO PAQUETE DE CCC VALLADOLID III



Simulaciones para el Caso 2

Falla en la línea de corriente directa de un Polo del enlace Grijalva-Rivera Maya

Con un flujo de potencia activa pre-contingencia de 385 y 390 MW por polo del enlace de Corriente Directa LCC y VSC respectivamente Grijalva-Rivera Maya se simula una falla en un polo. Para la alternativa en Corriente Alterna, se simula el disparo de una LT Tabasco Potencia- Escárcega Potencia y una LT Escárcega Potencia a Ticul Potencia.

La figura 12.1.18 muestra el comportamiento del flujo de potencia en la compuerta Oriental-Peninsular en las LT de Corriente Alterna y enlace VSC Grijalva-Rivera Maya.

Las tres alternativas tienen un comportamiento similar en el amortiguamiento ante posterior a la liberación de la falla.

La figura 12.1.19 muestra el comportamiento de tensión en barras de 400 kV, en la alternativa de CA, al ocurrir la falla en esta red se tiene un abatimiento de tensión en la Península de Yucatán y zona Tabasco. Con la liberación de la falla, para las tres alternativas se tiene un transitorio de sobretensión hasta el 25% de la tensión nominal.

FIGURA 12.1.18 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN COMPUERTA ORIENTAL-PENINSULAR ANTE DISPARO DE UN POLO EN CD DEL ENLACE TPN-KTH

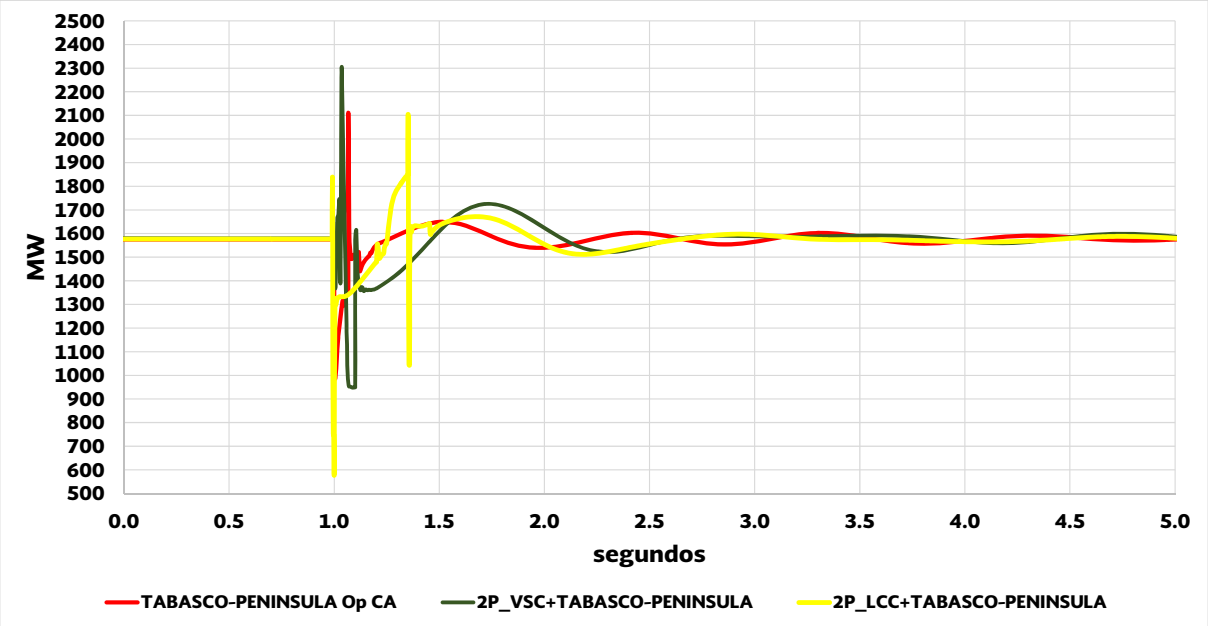
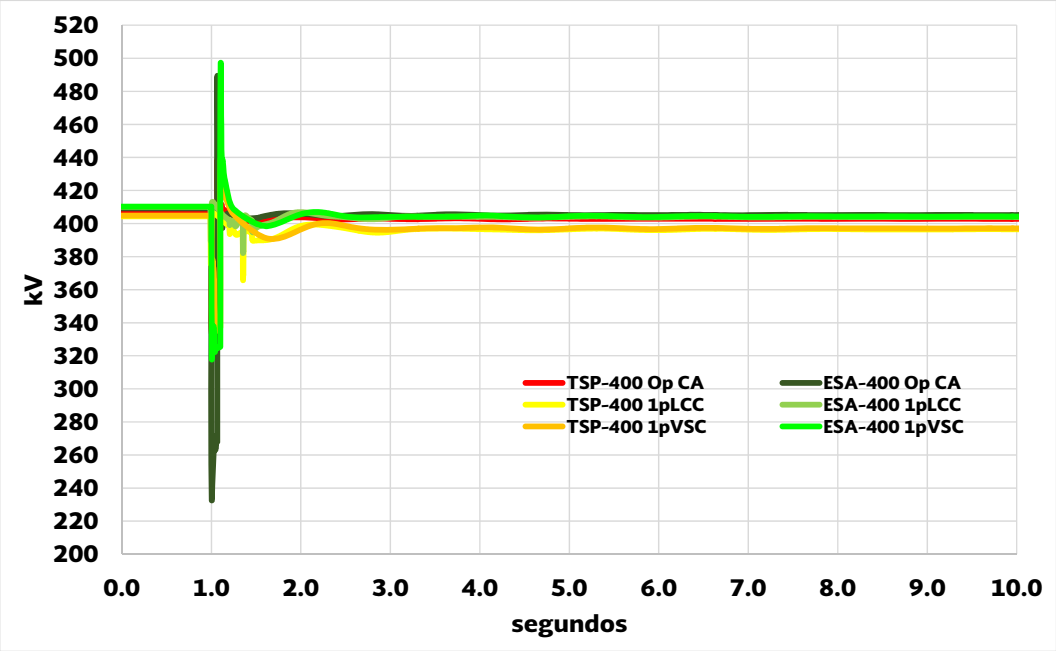


FIGURA 12.1.19 TENSIÓN EN BARRAS DE 400 KV ANTE DISPARO DE UN POLO EN CD DEL ENLACE TPN-KTH



Simulaciones para el Caso 3

Para el 2024 se debe contar con los Polos del enlace en Corriente Directa de 1,500 MW entre las regiones del Grijalva y la Rivera Maya.

El Caso 3, con un despacho de generación menor simulado y una transmisión de potencia hacia la Península de Yucatán arriba de 2,350 MW se realizan las siguientes contingencias.

Falla en la línea de Corriente Directa para alternativa LCC vs VSC

La figura 12.1.20 muestra el comportamiento los corredores de transmisión Grijalva-Tabasco, Oriental-Peninsular y enlaces de Corriente Directa LCC y VSC ante falla en la línea de Corriente Directa. Se observa un comportamiento similar en las tres alternativas. En la alternativa de CA la falla fue en ESA-400 con disparo de una LT TSP-ESA y una LT ESA-TIC.

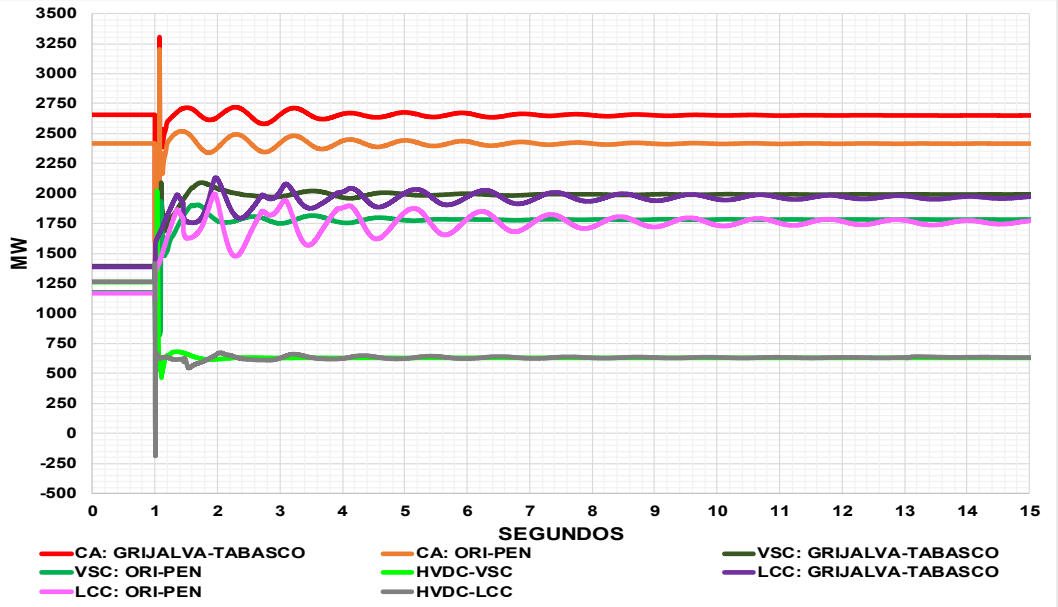
El corredor Grijalva-Tabasco está compuesto de las líneas de transmisión:

- MMT-A3U80-TSP + MPD-A3U90-TSP + MPD-93930-PEA + MPD-93940-PEA
- Para la alternativa de Corriente Alterna se adicionan dos LT entre TPN-TPS en 400 kV.

El corredor Oriental-Peninsular está compuesto de las líneas de transmisión

- TSP-A3Q00-ESA + TSP-A3Q10-ESA + MCD-93880-LRS +MCD-93810-SLC
- Para la alternativa de Corriente Alterna se adicionan dos LT TSP-ESA en 400 kV

FIGURA 12.1.20 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LOS CORREDORES GRIJALVA-TABASCO, ORIENTAL-PENINSULAR Y ENLACES LCC Y VSC, ANTE DISPARO UN POLO DE CD TPN-KTH Y DISPARO DE DOS LTS EN LA ALTERNATIVA CA DE LT TSP-ESA Y LT ESA-TIC



Falla en la línea de Corriente Directa para alternativa LCC vs VSC con recierre exitoso de Polo

La figura 12.1.21 muestra el flujo por el enlace en Corriente Directa para las alternativas LCC y VSC ante falla en la línea de Corriente Directa y liberación con la desconexión de las estaciones convertidoras en los extremos.

Debido a que en la actualidad no hay en operación estaciones convertidoras de puente completo para líneas aéreas con la tecnología VSC, se simula el recierre exitoso en un tiempo de 1.5 segundos.

La figura 12.1.22 muestra el comportamiento los corredores de transmisión Grijalva-Tabasco y Oriental- Península para las dos alternativas LCC y VSC para el caso de recierre exitoso.

FIGURA 12.1.21 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LOS CORREDORES GRIJALVA-TABASCO Y ORIENTAL-PENINSULAR CON DISPARO-RECIERRE DE UN POLO DE CD TPN-KTH

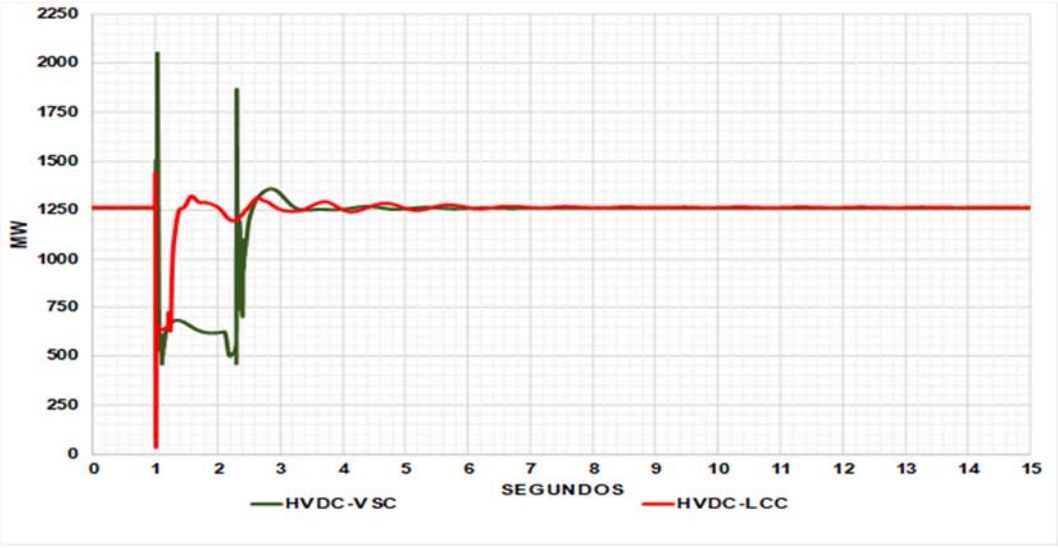
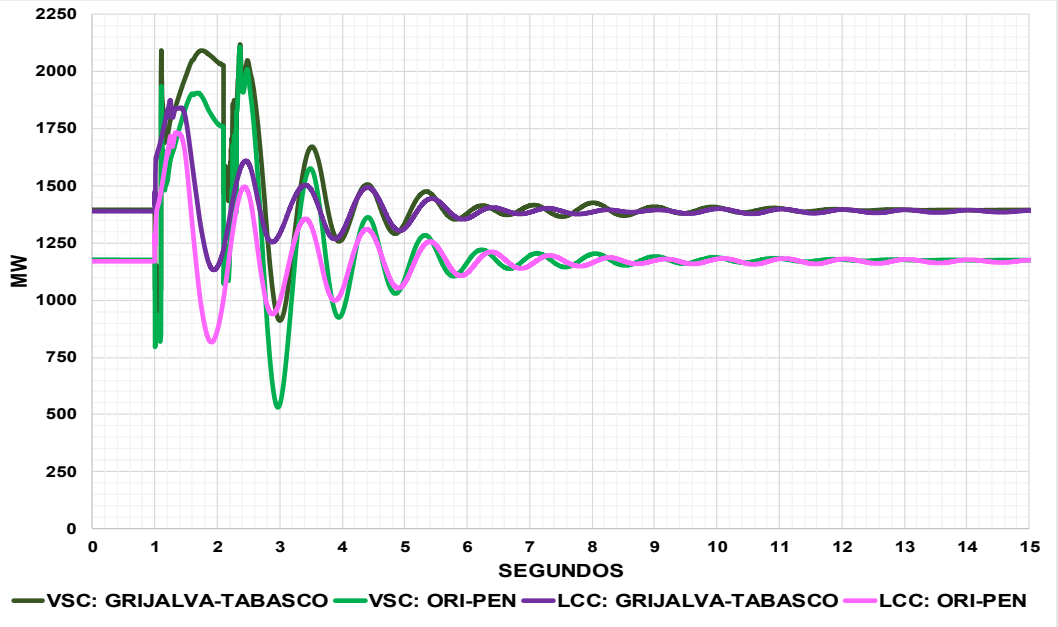


FIGURA 12.1.22 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LOS ENLACES DE CORRIENTE ALTERNA CON DISPARO-RECIERRE DE UN POLO DE CD TPN-KTH



Falla en la línea de Corriente Directa para alternativa LCC con acción de toma de carga del otro Polo

Una de las ventajas de la alternativa LCC respecto a la VSC es la capacidad de sobrecarga de los tiristores respecto a los IGBT.

Las sobrecargas en las estaciones convertidoras permiten que ante la falla de un Polo la otra pueda tomar carga. La figura 12.1.23 muestra el comportamiento del enlace en Corriente Directa TPN-KTH ante la falla de un Polo.

La figura 12.1.24 muestra el comportamiento del corredor Grijalva-Tabasco ante la falla de un polo del enlace en Corriente Directa LCC TPN-KTH. Se observa que, aunque la amplitud de la onda en la primera oscilación es del mismo tamaño, el amortiguamiento final del sistema es más rápido cuando el Polo toma sobrecarga.

La figura 12.1.25 muestra el comportamiento en el nodo de Tabasco Potencia en 400 kV, se observa que ante la falla el abatimiento de la tensión es igual para las cuatro simulaciones, pero la recuperación de la tensión es más rápida y a un valor cercano al nominal cuando el Polo toma sobrecarga.

FIGURA 12.1.23 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN EL ENLACE DE CORRIENTE DIRECTA LCC TPN-KTH ANTE FALLA DE UN POLO, CON DIFERENTE CARGA EN EL POLO NO FALLADO

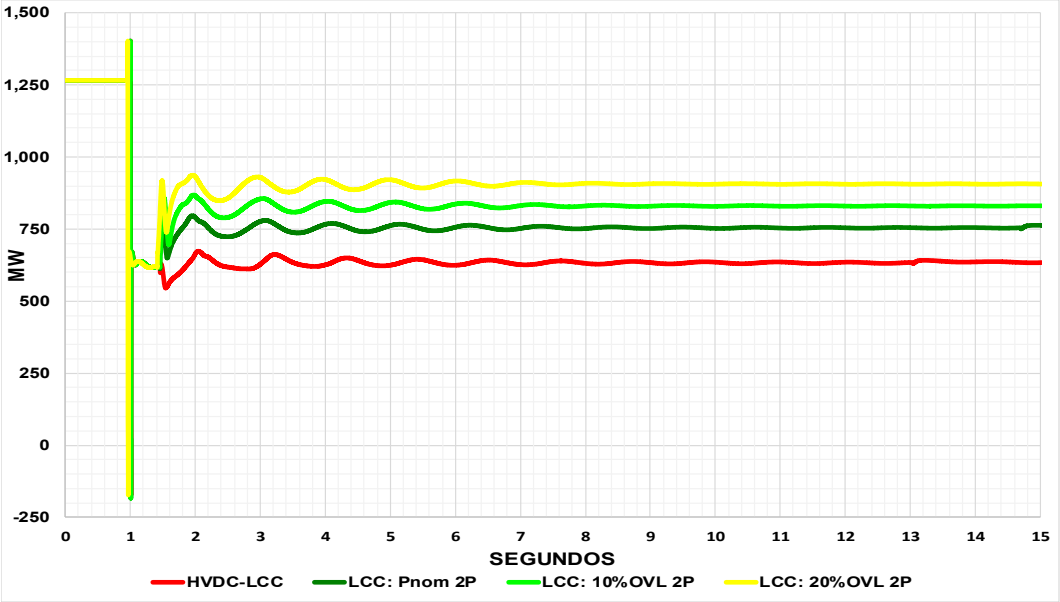


FIGURA 12.1.24 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN CORREDOR GRIJALVA-TABASCO ANTE FALLA DE UN POLO, CON DIFERENTE CARGA EN EL POLO NO FALLADO

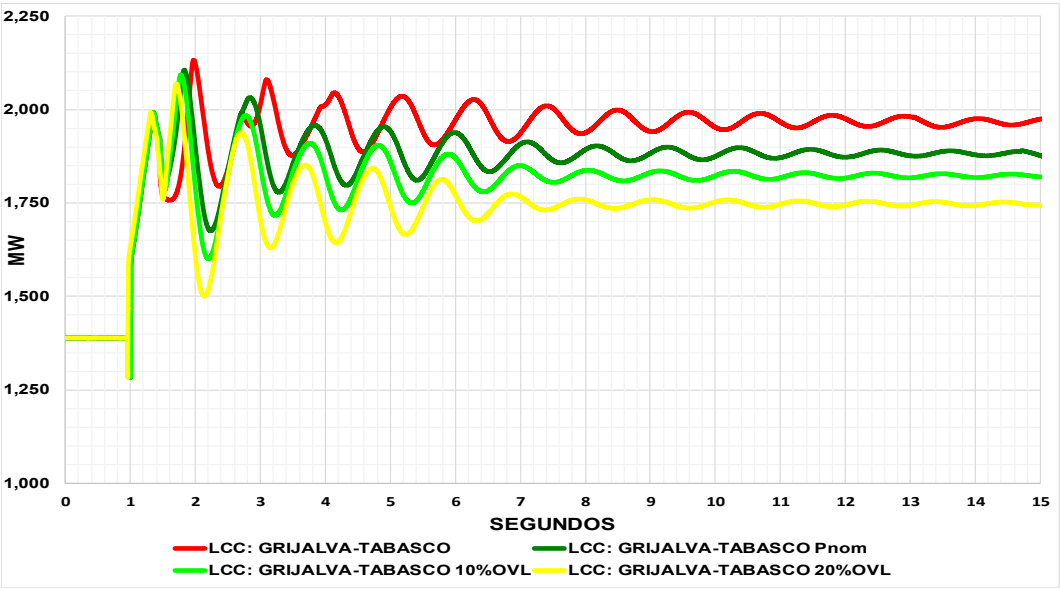
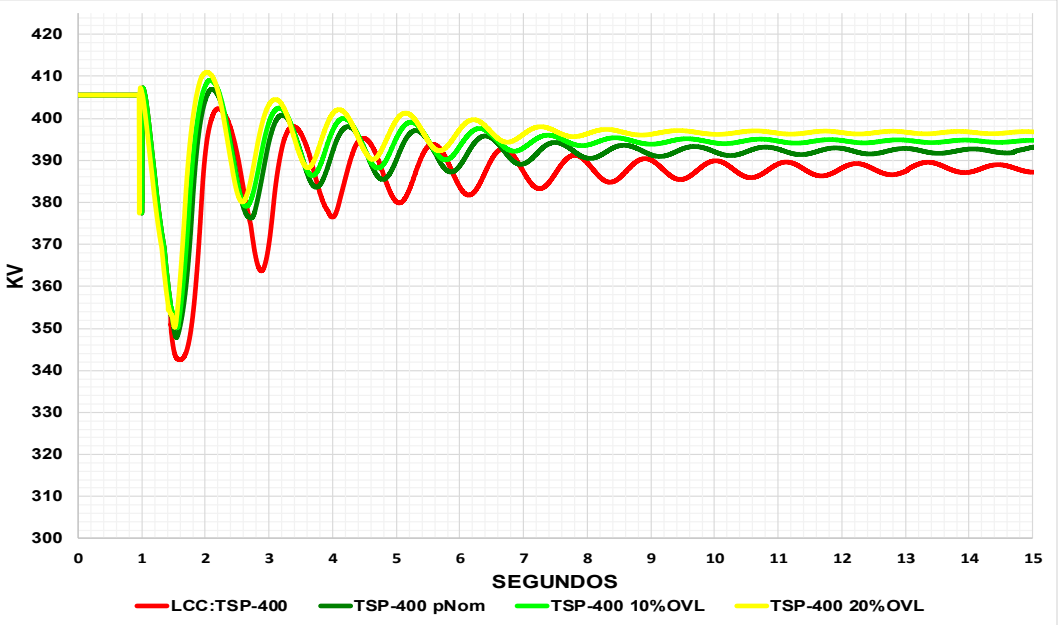


FIGURA 12.1.25 TENSIÓN EN SE TABASCO POTENCIA ANTE FALLA DE UN POLO, CON DIFERENTE CARGA EN EL POLO NO FALLADO



Análisis económico Interconexión Sureste-Peninsular

El proyecto de interconexión de la región Grijalva, en el sureste del país, con la Riviera Maya, en la Península de Yucatán, permitirá atender el crecimiento de la demanda en los estados de Yucatán y Quintana Roo por los siguientes 10 años, sin obstáculos para el desarrollo de los sectores turísticos, comerciales, residenciales, agrícolas e industriales.

El suministro y la calidad de gas natural a la Península de Yucatán, para generación de electricidad, ha enfrentado fuertes restricciones en los últimos años. El suministro de gas a la península está ligado a los yacimientos del sureste, los cuales han disminuido su producción en los últimos años. Las expectativas para mediano plazo prevén mayores restricciones, lo que inhibe la instalación de nuevas centrales que utilicen este combustible. Un posible escenario es que en el futuro el suministro proceda del sur de Texas a través de la red de gasoductos que se desarrollan del norte al centro del país, con expectativas de altos precios de este energético por los fletes de transporte hacia la Península.

Adicionalmente, para optimizar la operación del sistema, parte del parque termoeléctrico de la Península se retirará de operación debido a antigüedad y altos costos de operación. Sin embargo, debido a las restricciones de gas natural, el crecimiento de la demanda y la saturación de la capacidad de transmisión para llevar energía a la Península; será necesario postergar el retiro de centrales eléctricas en esta región, hasta contar con recursos de capacidad de transporte o de generación local.

Para garantizar el suministro de la demanda en la Península de Yucatán, se han analizado diferentes opciones de red de transmisión para hacer llegar la generación del sureste del país hasta los polos de desarrollo en la península.

Las opciones analizadas incrementarán la seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa; se reducirán considerablemente los costos de producción del parque de generación en la Península al evitar generar con unidades con altos costos de producción y con fuertes restricciones en la disponibilidad y calidad de gas natural.

La interconexión dará la oportunidad de incorporar generación renovable en el sureste del país y en la Península de Yucatán para satisfacer las necesidades locales de energía.

La incorporación de generación renovable, en el sureste y la Península de Yucatán, permitirá obtener beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, como consecuencia de una disminución en el uso de combustibles fósiles, lo que a su vez traerá importantes beneficios ambientales.

Los beneficios que se identifican consisten en:

- Ahorro en costos de producción: por combustibles, costos de O&M y pérdidas.
- Ahorro en costos de inversión: en infraestructura de generación y transmisión.
- Ahorro por reducción de costos de Energía no Suministrada (ENS).

Opciones de interconexión

En las opciones que se muestran a continuación, se considera una capacidad de transmisión de 1,500 MW, para atender los incrementos de la demanda y consumo de energía eléctrica en la Península de Yucatán, a partir de fuentes de generación de electricidad, convencionales eficientes y renovables.

Transferencias de potencia esperadas en las alternativas analizadas

Alternativa 1 - Enlace HVDC LCC Tecpatán – Kantenáh, 2 polos de 750 MW cada uno, y red asociada en corriente alterna en las GCR Oriental y Peninsular

En ésta se considera la interconexión en corriente directa mediante un bipolo con capacidad de transmisión de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ±500 kV, que se conectaría de la nueva subestación Tecpatán, en la región Grijalva en Chiapas, a la subestación Kantenáh, Quintana Roo, con una longitud estimada de 810 km.

Como parte de la red en CD, se requieren cuatro condensadores síncronos de ±250 MVAr.

Alternativa 1. En el cuadro 12.1.20 y 12.1.21 se muestran las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre la región Grijalva y la región Cancún, respectivamente, para el escenario base de evolución de los precios de combustibles y del crecimiento de la demanda y aportaciones hidrológicas media.

Se observa que, en todos los cuatrimestres se alcanzaran las mayores transferencias de potencia de la región Grijalva a Cancún.

El enlace tendrá un mayor factor de utilización promedio en el cuatrimestre julio-octubre con un valor del 52% y el menor factor de utilización promedio se presentará en el cuatrimestre marzo-junio con un valor del 43%.

Las transferencias de potencia, durante la mayor parte del tiempo van del Sureste al Peninsular, esto se debe al gran desarrollo de generación renovable en el sureste del país, así como a la disminución de la capacidad de generación convencional en la Península debido a su salida por antigüedad; aun cuando este parque de generación continúe en operación, su despacho será mínimo debido a que los costos de producción del parque de generación en el SIN son menores. En los escalones de menor demanda las transferencias de potencia activa se invierten hacia el sureste, esto se debe a que la generación renovable más la generación convencional por confiabilidad será mayor que la demanda de la Península para esos escalones de demanda.

CUADRO 12.1.20 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE GRIJALVA – CANCÚN

Periodo	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	545	803	715	695	497	738	564	1,012	1,057	596
01_PICO	481	1,500	1,114	1,044	691	1,040	873	1,500	1,500	1,195
02_MEDIO	750	341	392	788	441	521	603	1,113	1,205	547
03_MEDIO	750	657	1,500	701	777	862	948	1,470	1,500	902
04_MEDIO	750	337	236	670	287	378	451	960	1,041	381
05_MEDIO	257	979	885	875	776	1,019	661	1,175	1,261	832
06_MEDIO	-74	1,500	575	532	274	1,139	252	750	820	290
07_BASE	750	-306	-306	-256	-236	-205	-160	-117	-70	-29
MAR-JUN	658	423	796	572	509	743	408	657	645	345
01_PICO	-109	1,500	1,500	529	162	433	319	812	894	480
02_MEDIO	750	236	276	683	321	467	499	998	1,084	429
03_MEDIO	750	456	236	327	418	560	629	716	622	279
04_MEDIO	750	-38	1,500	476	1,500	1,229	258	749	830	405
05_MEDIO	750	121	1,500	1,500	633	1,500	587	1,107	896	294
06_MEDIO	750	-193	-167	-144	-228	729	-312	-16	32	-423
07_BASE	750	-418	-390	-344	-303	-286	-249	-203	-154	-104
NOV-FEB	594	660	859	907	496	707	427	642	676	475
01_PICO	750	532	470	874	524	1,500	664	1,198	1,279	882
02_MEDIO	750	43	1,500	1,500	371	677	343	837	918	507
03_MEDIO	750	1,500	1,500	1,500	1,500	744	408	894	976	315
04_MEDIO	-369	93	130	89	113	170	222	282	349	-135
05_MEDIO	41	616	605	618	681	750	1,100	893	971	301
06_MEDIO	750	1,500	1,500	1,500	59	927	112	301	236	1,095
07_BASE	750	-338	-305	-266	-225	-182	-142	-88	-5	88

CUADRO 12.1.21 FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE GRIJALVA – CANCÚN (%)

Periodo	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	73	54	48	46	33	49	38	67	70	40
MAR-JUN	88	28	53	38	34	50	27	44	43	23
NOV-FEB	79	44	57	60	33	47	28	43	45	32

Alternativa 2 - Enlace HVDC VSC Tecpatán – Kantenáh, 2 polos de 750 MW cada uno, y red asociada en corriente alterna en las GCR Oriental y Peninsular.

En esta se considera la interconexión en corriente directa mediante un bipolo con tecnología HVDC VSC, con capacidad de transmisión de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ±500 kV, que se conectaría de la subestación Tecpatán, en la región Grijalva, a la subestación Kantenáh, Quintana Roo, con una longitud estimada de 810 km.

Adicional a esta red en CD, se requieren un condensador síncrono de ±250 MVAr.

Para ésta, las transferencias de potencia esperadas serían similares a las de la alternativa 1.

Alternativa 3 - Línea de Transmisión en CA Grijalva-Tabasco – Lerma - Mérida - Cancún

En esta alternativa se considera la interconexión en corriente alterna de Grijalva-Tabasco, Tabasco-Lerma, Lerma-Mérida y Mérida-Cancún.

Alternativa 3. En los cuadros 12.1.22-12.1.29 se muestran las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre la región Grijalva y la región Cancún, respectivamente, para el escenario base de evolución

de los precios de combustibles y del crecimiento de la demanda y aportaciones hidrológicas media.

En el cuadro 12.1.22 se observa que, en el cuatrimestre julio-octubre se alcanza la mayor trasferencia de potencia entre las regiones Grijalva - Tabasco. En este mismo cuatrimestre el enlace alcanzará su mayor factor de utilización promedio con un valor de 41% en el periodo de estudio. Ver cuadro 12.1.23.

CUADRO 12.1.22 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE GRIJALVA – TABASCO

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	1,271	1,563	1,863	1,846	1,374	1,136	741	292	538	257	605
01_PICO	1,450	1,952	2,178	2,312	2,132	1,478	1,134	290	710	400	-270
02_MEDIO	1,450	1,604	1,815	2,014	1,731	1,078	462	603	448	229	-729
03_MEDIO	1,376	1,936	2,118	1,889	1,255	1,393	804	197	547	228	-30
04_MEDIO	1,450	1,366	1,998	1,392	1,113	1,038	617	-357	148	-100	-747
05_MEDIO	1,233	1,821	1,985	2,218	1,625	1,031	1,144	-284	674	-342	-866
06_MEDIO	1,273	1,339	1,949	2,039	1,373	1,474	829	-173	308	-305	-932
07_BASE	666	927	998	1,061	385	459	-200	142	933	197	-661
MAR-JUN	1,045	1,255	1,579	1,357	923	895	330	342	320	545	1,125
01_PICO	1,245	1,335	1,882	1,325	1,120	815	443	272	199	-410	-1,010
02_MEDIO	1,417	1,857	2,146	1,513	1,312	1,014	400	-177	428	-188	-784
03_MEDIO	1,450	1,796	1,912	1,592	1,010	1,146	609	77	231	-271	-794
04_MEDIO	1,061	1,146	1,625	1,672	1,193	1,034	-27	-38	219	-657	-978
05_MEDIO	1,323	1,275	1,462	1,245	1,029	1,306	467	-540	26	-269	-1,180
06_MEDIO	515	572	1,151	1,215	538	613	-46	-745	-615	-1,244	-1,880
07_BASE	305	803	874	938	262	336	-321	-545	-523	-775	-1,252
NOV-FEB	1,180	1,356	1,607	1,506	1,125	1,186	650	347	538	427	872
01_PICO	1,450	1,804	2,166	1,814	1,610	1,312	781	89	683	52	-498
02_MEDIO	1,450	1,645	1,498	1,631	1,082	1,322	585	-436	467	-118	-722
03_MEDIO	1,204	1,634	1,828	1,393	1,410	1,536	914	-65	450	-136	-742
04_MEDIO	855	929	1,526	1,561	898	996	357	-269	-161	-771	-1,393
05_MEDIO	1,399	1,469	2,086	1,861	1,202	1,312	674	49	173	-432	-1,054
06_MEDIO	1,138	1,188	1,259	1,328	650	728	69	-579	-498	-60	-184
07_BASE	766	820	887	952	1,020	1,094	1,172	939	1,334	1,423	1,513

CUADRO 12.1.23 FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE GRIJALVA – TABASCO (%)

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	88	55	66	65	48	40	26	10	19	9	21
MAR-JUN	72	44	56	48	33	32	12	12	11	19	40
NOV-FEB	81	48	57	53	40	42	23	12	19	15	31

En el cuadro 12.1.24 se observa que, en el cuatrimestre marzo-junio se alcanza la mayor trasferencia de potencia entre las regiones Tabasco - Lerma. En el cuatrimestre julio - octubre el enlace alcanzará su mayor factor de utilización promedio con un valor de 44% en el periodo de estudio. Ver cuadro 12.1.25.

CUADRO 12.1.24 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE TABASCO - LERMA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	1,049	1,300	1,595	1,694	1,146	1,014	656	290	329	412	1,007
01_PICO	1,179	1,643	1,810	1,904	1,683	1,352	978	99	470	-248	-611
02_MEDIO	1,200	1,368	1,524	2,041	1,377	1,035	389	-238	295	-331	-981
03_MEDIO	1,200	1,722	1,863	1,950	1,289	1,385	761	123	430	-289	-599
04_MEDIO	1,162	1,216	1,800	1,443	1,209	1,093	643	-425	100	-531	-1,185
05_MEDIO	1,173	1,439	1,846	2,101	1,431	1,081	862	-219	315	-352	-978
06_MEDIO	987	1,030	1,601	1,660	977	1,046	377	-656	-206	-856	-1,526
07_BASE	444	680	723	757	58	104	-584	-270	486	-275	-1,170
MAR-JUN	813	961	1,251	1,224	768	652	313	645	371	899	1,527
01_PICO	1,014	1,071	1,569	1,295	1,061	712	307	-560	-49	-681	-1,334
02_MEDIO	1,188	1,248	1,835	1,485	1,256	914	269	-344	176	-449	-1,097
03_MEDIO	1,106	1,414	1,486	1,445	828	917	342	-235	-130	-689	-1,268
04_MEDIO	955	1,011	1,155	1,497	994	1,077	-11	-637	-125	-760	-1,414
05_MEDIO	1,044	1,093	1,234	1,302	1,059	701	130	-614	-90	-733	-1,396
06_MEDIO	255	286	831	865	165	210	-479	-1,215	-1,115	-1,788	-2,472
07_BASE	130	601	644	681	-16	31	-655	-907	-910	-1,194	-1,706
NOV-FEB	925	1,009	1,270	1,312	924	934	499	518	435	733	1,227
01_PICO	1,134	1,451	1,759	1,687	1,454	1,109	546	-185	359	-324	-926
02_MEDIO	1,040	1,097	1,243	1,321	1,086	1,171	519	-538	-24	-657	-1,310
03_MEDIO	1,093	1,151	1,299	1,379	1,146	1,233	583	-430	45	-586	-1,238
04_MEDIO	521	568	1,127	1,183	498	562	-109	-774	-699	-1,353	-2,021
05_MEDIO	1,117	1,166	1,743	1,813	1,137	1,215	555	-97	-6	-647	-1,310
06_MEDIO	935	964	1,008	1,050	353	403	-282	-964	-907	-500	-654
07_BASE	636	668	711	751	796	844	896	638	1,005	1,066	1,128

CUADRO 12.1.25 FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE TABASCO - LERMA (%)

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	87	55	68	72	49	43	28	12	14	18	34
MAR-JUN	68	41	53	52	33	28	13	27	16	38	52
NOV-FEB	77	43	54	56	39	40	21	22	19	31	42

En el cuadro 12.1.26 se observa que, en los cuatrimestres julio-octubre y noviembre – febrero se alcanza la mayor trasferencia de potencia entre las regiones Lerma - Mérida. En el cuatrimestre julio - octubre el enlace alcanzará su mayor factor de utilización promedio con un valor de 70% en el periodo de estudio. Ver cuadro 12.1.27.

CUADRO 12.1.26 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE LERMA - MÉRIDA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	701	947	1,157	1,235	1,412	1,271	1,463	1,333	1,692	1,739	1,293
01_PICO	791	1,191	1,261	1,331	1,818	1,484	1,819	1,668	2,000	2,000	1,642
02_MEDIO	796	979	1,043	1,517	1,584	1,241	1,319	1,407	1,893	1,980	1,353
03_MEDIO	800	1,293	1,353	1,417	1,486	1,559	1,647	1,728	2,000	2,000	1,693
04_MEDIO	785	862	1,335	979	1,454	1,329	1,593	1,263	1,743	1,825	1,193
05_MEDIO	800	1,076	1,378	1,605	1,666	1,318	1,803	1,462	1,951	2,000	1,397
06_MEDIO	696	760	1,223	1,267	1,317	1,370	1,428	1,134	1,547	1,613	967
07_BASE	241	470	503	529	562	598	637	672	713	758	805
MAR-JUN	524	662	878	840	1,100	980	1,039	1,058	1,358	1,438	908
01_PICO	655	728	1,119	843	1,317	970	1,276	1,137	1,605	1,685	1,054
02_MEDIO	783	864	1,339	988	1,468	1,126	1,203	1,305	1,779	1,866	1,239
03_MEDIO	723	1,034	1,090	1,034	1,143	1,212	1,355	1,432	1,512	1,660	1,098
04_MEDIO	611	681	737	1,047	1,266	1,330	986	1,078	1,545	1,624	990
05_MEDIO	717	786	839	890	1,358	1,004	1,154	1,133	1,614	1,687	1,047
06_MEDIO	130	159	606	632	665	700	738	728	813	858	195
07_BASE	-52	385	419	447	482	519	559	596	639	686	734
NOV-FEB	610	708	895	922	1,151	1,147	1,219	1,162	1,392	1,453	1,020
01_PICO	746	1,067	1,274	1,188	1,665	1,321	1,477	1,471	1,966	2,000	1,419
02_MEDIO	678	751	809	866	1,341	1,406	1,478	1,158	1,628	1,708	1,076
03_MEDIO	717	793	852	911	1,387	1,454	1,527	1,249	1,681	1,763	1,133
04_MEDIO	293	340	798	840	886	936	990	1,044	1,102	1,163	516
05_MEDIO	774	846	1,313	1,365	1,422	1,481	1,547	1,614	1,684	1,757	1,118
06_MEDIO	661	713	748	779	815	854	896	937	982	1,031	1,081
07_BASE	399	442	475	505	540	578	619	658	702	749	798

CUADRO 12.1.27 FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE LERMA - MÉRIDA (%)

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	88	47	58	62	71	64	73	67	85	87	65
MAR-JUN	66	33	44	42	55	49	52	53	68	72	45
NOV-FEB	76	35	45	46	58	57	61	58	70	73	51

En el cuadro 12.1.28 se observa que, en el cuatrimestre julio-octubre se alcanza la mayor trasferencia de potencia entre las regiones Mérida - Cancún. En este mismo cuatrimestre el enlace alcanzará su mayor factor de utilización promedio con un valor de 65% en el periodo de estudio. Ver cuadro 12.1.29.

CUADRO 12.1.28 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE MÉRIDA - CANCÚN

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	832	860	892	923	953	986	1,024	1,055	1,087	1,123	1,161
01_PICO	1,050	1,085	1,123	1,163	1,200	1,242	1,289	1,328	1,368	1,413	1,459
02_MEDIO	937	969	1,003	1,038	1,072	1,109	1,152	1,186	1,222	1,262	1,304
03_MEDIO	974	1,007	1,043	1,080	1,114	1,153	1,197	1,233	1,270	1,312	1,355
04_MEDIO	874	904	936	969	1,001	1,036	1,076	1,108	1,141	1,179	1,219
05_MEDIO	859	888	920	952	983	1,017	1,056	1,088	1,121	1,158	1,197
06_MEDIO	690	713	741	766	791	819	851	876	903	934	966
07_BASE	442	457	476	492	509	528	549	564	583	604	626
MAR-JUN	750	776	804	832	859	889	924	951	980	1,013	1,047
01_PICO	873	902	934	967	998	1,033	1,073	1,105	1,138	1,176	1,215
02_MEDIO	946	978	1,012	1,048	1,081	1,119	1,161	1,196	1,232	1,272	1,314
03_MEDIO	907	938	970	1,005	1,037	1,073	1,114	1,148	1,182	1,221	1,261
04_MEDIO	848	877	908	940	970	1,004	1,042	1,074	1,106	1,143	1,181
05_MEDIO	774	801	830	859	886	918	953	981	1,011	1,045	1,080
06_MEDIO	438	453	472	487	504	523	544	559	577	598	620
07_BASE	467	483	503	519	537	556	579	595	614	636	659
NOV-FEB	730	755	783	810	836	865	899	926	954	985	1,018
01_PICO	912	943	976	1,010	1,043	1,079	1,120	1,154	1,188	1,227	1,267
02_MEDIO	873	903	934	968	999	1,033	1,073	1,105	1,138	1,176	1,214
03_MEDIO	895	926	958	992	1,024	1,059	1,100	1,133	1,167	1,205	1,245
04_MEDIO	653	675	700	724	748	774	804	828	854	882	912
05_MEDIO	794	821	850	880	909	940	977	1,006	1,036	1,070	1,106
06_MEDIO	500	518	538	556	574	595	619	637	656	679	703
07_BASE	485	501	521	539	557	577	600	617	636	658	681

CUADRO 12.1.29 FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE MÉRIDA - CANCÚN (%)

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	79	54	56	58	60	62	65	67	69	71	73
MAR-JUN	71	49	51	53	54	56	58	60	62	64	66
NOV-FEB	70	48	50	51	53	55	57	59	60	62	64

Beneficios de la interconexión

Alternativa 1. Requiere una inversión de 1,095.6 millones de dólares en VP de 2020 (equivalente a una inversión instantánea de 1,260 millones de dólares de 2017).

Los beneficios totales se estiman en 2,588.1 millones de dólares en VP de 2020, de los cuales, 2,097.9 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación, mantenimiento y pérdidas; 139.6 millones de dólares corresponden a ahorros en inversión de generación más transmisión; 357.9 millones de dólares a ahorros por energía no servida; se presenta un ligero sobrecosto de 7.3 millones de dólares por externalidades asociadas con emisiones de NOx, SOx, PST y CO_2.

El proyecto presenta un beneficio neto de 1,492.5 millones de dólares en VP de 2020 y una relación beneficio-costo de 2.36. En el cuadro 12.1.30 se muestran estos indicadores, para el escenario medio de hidrología, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.1.30 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN SURESTE-PENINSULAR ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2020

Inversión: Generación + Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
139.6	-7.3	2,097.9	357.9	2,588.1	1,095.6	1,492.5	2.36

Análisis de sensibilidad con respecto al Costo de Inversión

En el cuadro 12.1.31 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera la evolución de precios de combustibles y el crecimiento de la demanda base, así como hidrología media. Estas sensibilidades muestran, que el proyecto soporta un incremento de 136% en el costo de inversión para una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.1.31 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	821.7	3.15	1,766.4
-20	876.5	2.95	1,711.7
-15	931.2	2.78	1,656.9
-10	986.0	2.62	1,602.1
-5	1,040.8	2.49	1,547.3
0	1,095.6	2.36	1,492.5
5	1,150.4	2.25	1,437.8
10	1,205.1	2.15	1,383.0
15	1,259.9	2.05	1,328.2
20	1,314.7	1.97	1,273.4
25	1,369.5	1.89	1,218.7
136	**2,588.1**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2020

Análisis de escenarios con respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles, y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Para el caso sin proyecto se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

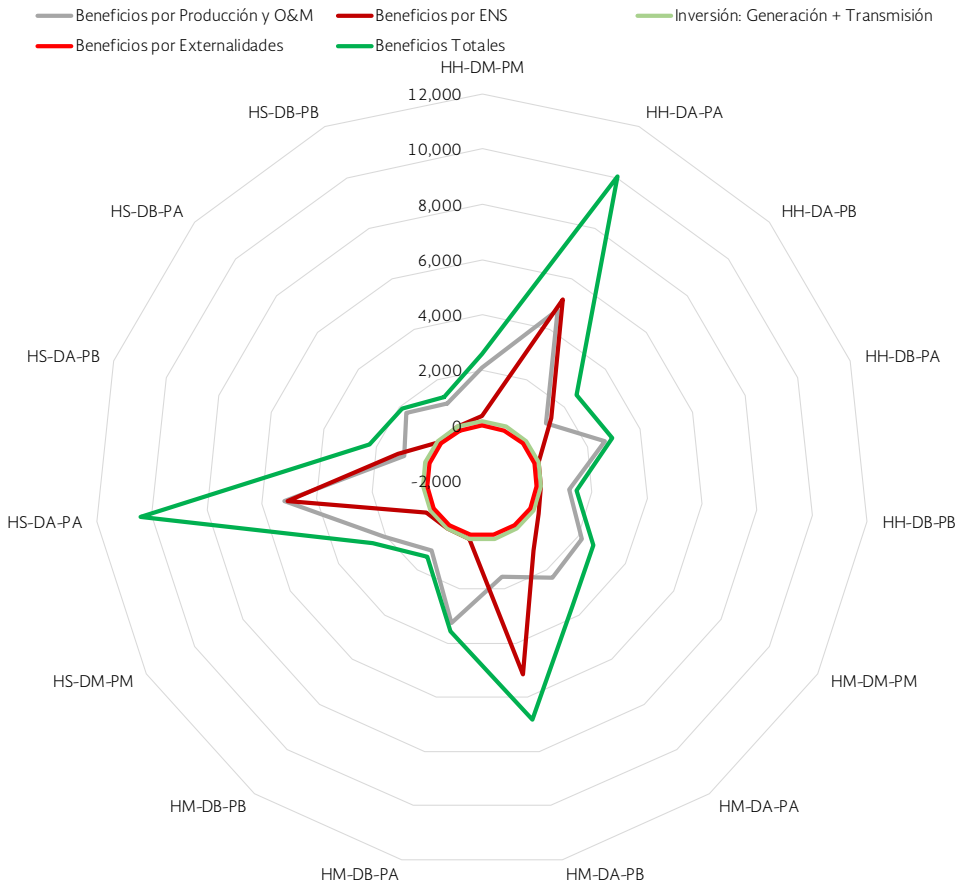
Se aplazaron los retiros de todas las unidades del área Peninsular durante el periodo de estudio, lo cual equivale a una capacidad de 1406 MW netos diferidos.

En el cuadro 12.1.32 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.1.32 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Inversión: Generación + Transmisión	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	2,063.84	357.38	139.60	0.42	2,561.23	1,095.58	1,465.65	2.34
HH-DA-PA	4,677.39	5,764.41	139.60	-18.60	10,562.80	1,095.58	9,467.23	9.64
HH-DA-PB	1,039.85	1,383.40	139.60	-11.48	2,551.37	1,095.58	1,455.79	2.33
HH-DB-PA	2,634.51	146.81	139.60	-4.47	2,916.45	1,095.58	1,820.87	2.66
HH-DB-PB	1,127.77	124.33	139.60	-0.56	1,391.14	1,095.58	295.56	1.27
HM-DM-PM	2,097.85	357.94	139.60	-7.26	2,588.13	1,095.58	1,492.55	2.36
HM-DA-PA	2,245.11	1,136.32	139.60	-11.87	3,509.16	1,095.58	2,413.58	3.20
HM-DA-PB	1,483.73	5,749.11	139.60	-17.70	7,354.74	1,095.58	6,259.16	6.71
HM-DB-PA	3,252.12	149.74	139.74	-1.90	3,539.70	1,095.58	2,444.12	3.23
HM-DB-PB	1,077.66	133.55	139.74	2.74	1,353.68	1,095.58	258.10	1.24
HS-DM-PM	1,977.64	333.01	139.74	-0.98	2,449.41	1,095.58	1,353.83	2.24
HS-DA-PA	5,240.64	5,766.19	139.74	-10.14	11,136.43	1,095.58	10,040.85	10.16
HS-DA-PB	854.52	1,192.01	139.74	-3.07	2,183.20	1,095.58	1,087.62	1.99
HS-DB-PA	1,602.33	71.61	139.74	-0.61	1,813.07	1,095.58	717.49	1.65
HS-DB-PB	1,032.42	126.71	139.60	-14.24	1,284.48	1,095.58	188.90	1.17

FIGURA 12.1.26 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)



Como se observa del cuadro 12.1.32 y de la figura 12.1.26, en ocho escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y seis estarían por arriba.

El escenario con los mayores beneficios corresponde al de condiciones hidrológicas secas, demanda alta y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, precios de combustibles bajo y demanda baja, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

En diez de los quince escenarios analizados, el beneficio neto del proyecto es superior al valor presente de los costos de inversión.

Alternativa 2. Requiere una inversión de 1,090.8 millones de dólares en VP de 2020 (equivalente a una inversión instantánea de 1,256.1millones de dólares de 2017).

Los beneficios totales se estiman en 2,593.7 millones de dólares en VP de 2020, de los cuales, 2,103.4 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción que incluyen los de reducción de pérdidas, operación y mantenimiento; 139.6 a inversión en generación más transmisión; 357.9 millones de dólares a ahorros por energía no servida. Se tiene un ligero sobrecosto de 7.3 millones de dólares por externalidades asociadas a emisiones de NOx, SOx, PST y CO_2.

Se tiene un beneficio neto de 1,502.9 millones de dólares en VP de 2020 y una relación beneficio-costo de 2.38. El cuadro 12.1.33, muestra los indicadores, para el escenario medio de hidrología, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.1.33 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN SURESTE-PENINSULAR ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2020

Inversión: Generación + Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
139.6	-7.3	2,103.4	357.9	2,593.7	1,090.8	1,502.9	2.38

Análisis de Sensibilidad con respecto al Costo de Inversión

En el cuadro 12.1.34 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera hidrología media, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda base. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento del 138% en el costo de inversión para una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.1.34 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	818.1	3.17	1,775.6
-20	872.6	2.97	1,721.1
-15	927.2	2.80	1,666.5
-10	981.7	2.64	1,612.0
-5	1,036.3	2.50	1,557.4
0	1,090.8	2.38	1,502.9
5	1,145.3	2.26	1,448.4
10	1,199.9	2.16	1,393.8
15	1,254.4	2.07	1,339.3
20	1,308.9	1.98	1,284.7
25	1,363.5	1.90	1,230.2
138	**2,593.7**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2020

Análisis de escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles, y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Para el caso sin proyecto se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

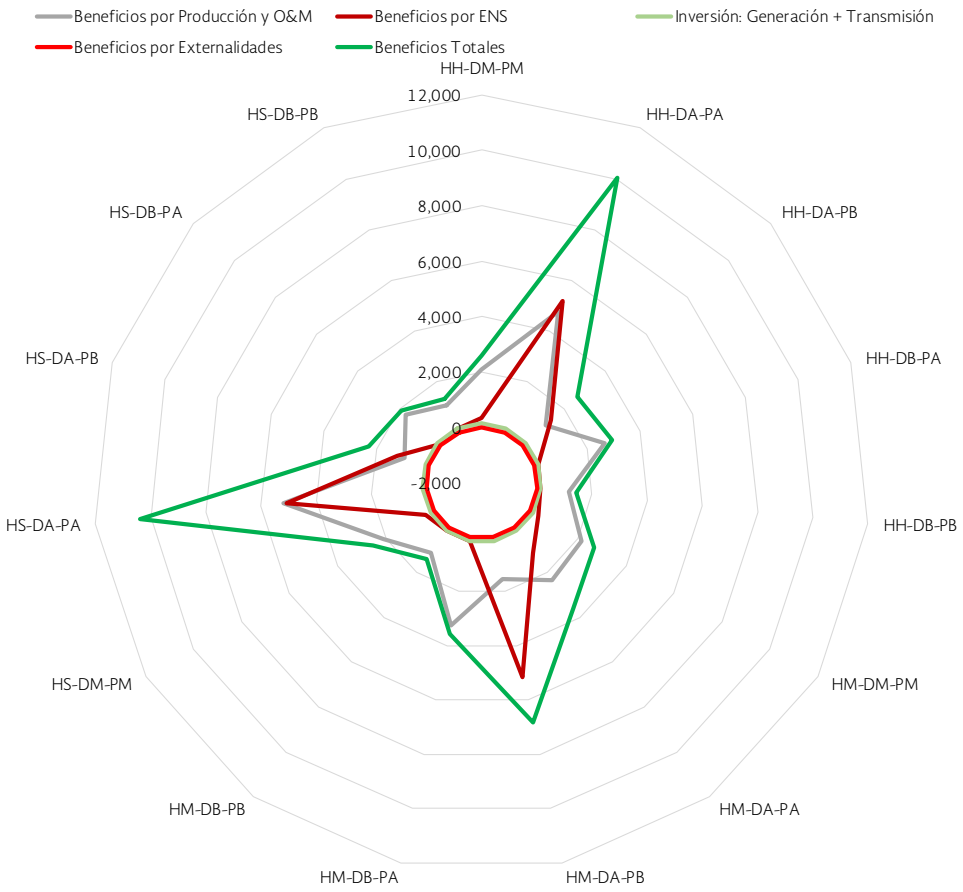
Se aplazaron los retiros de todas las unidades del área Peninsular durante el periodo de estudio, lo cual equivale a una capacidad de 1406 MW netos diferidos.

En el cuadro 12.1.35 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.1.35 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Inversión: Generación + Transmisión	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	2,069.41	357.38	139.60	0.42	2,566.80	1,090.79	1,476.01	2.35
HH-DA-PA	4,682.96	5,764.41	139.60	-18.60	10,568.37	1,090.79	9,477.58	9.69
HH-DA-PB	1,045.41	1,383.40	139.60	-11.48	2,556.93	1,090.79	1,466.14	2.34
HH-DB-PA	2,640.08	146.81	139.60	-4.47	2,922.01	1,090.79	1,831.22	2.68
HH-DB-PB	1,133.33	124.33	139.60	-0.56	1,396.71	1,090.79	305.92	1.28
HM-DM-PM	2,103.42	357.94	139.60	-7.26	2,593.70	1,090.79	1,502.91	2.38
HM-DA-PA	2,250.68	1,136.32	139.60	-11.87	3,514.73	1,090.79	2,423.94	3.22
HM-DA-PB	1,489.30	5,749.11	139.60	-17.70	7,360.31	1,090.79	6,269.52	6.75
HM-DB-PA	3,257.69	149.74	139.74	-1.90	3,545.27	1,090.79	2,454.48	3.25
HM-DB-PB	1,083.23	133.55	139.74	2.74	1,359.25	1,090.79	268.46	1.25
HS-DM-PM	1,983.21	333.01	139.74	-0.98	2,454.98	1,090.79	1,364.19	2.25
HS-DA-PA	5,246.20	5,766.19	139.74	-10.14	11,142.00	1,090.79	10,051.21	10.21
HS-DA-PB	860.09	1,192.01	139.74	-3.07	2,188.77	1,090.79	1,097.98	2.01
HS-DB-PA	1,607.90	71.61	139.74	-0.61	1,818.63	1,090.79	727.84	1.67
HS-DB-PB	1,037.99	126.71	139.60	-14.24	1,290.05	1,090.79	199.26	1.18

FIGURA 12.1.27 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)



Como se observa del cuadro 12.1.35 y de la figura 12.1.27, en ocho escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y seis estarían por arriba.

El escenario con los mayores beneficios corresponde al de condiciones hidrológicas secas, demanda alta y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, precios de combustibles bajo y demanda baja, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

En once de los quince escenarios analizados, el beneficio neto del proyecto es superior al valor presente de los costos de inversión.

Alternativa 3. Requiere una inversión de 1,142.6 millones de dólares en VP de 2020 (equivalente a una inversión instantánea de 1,300.7 millones de dólares de 2017).

Los beneficios totales se estiman en 2,662.4 millones de dólares en VP de 2020, de los cuales, 2,173.6 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción que incluyen los de reducción de pérdidas, operación y mantenimiento; 139.6 a inversión en generación más transmisión; 353.9 millones de dólares a ahorros por energía no servida. Se tiene un ligero sobrecosto de 4.7 millones de dólares por externalidades asociadas a emisiones de NOx, SOx, PST y CO_2.

Se tiene un beneficio neto de 1,519.8 millones de dólares en VP de 2020 y una relación beneficio-costo de 2.33.

El cuadro 12.1.36, muestra los indicadores, para el escenario medio de hidrología, evolución de los precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.1.36 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN SURESTE-PENINSULAR ALTERNATIVA 3

Millones de USA $ en VP 2020

Inversión: Generación + Transmisión	Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
139.6	-4.7	2,173.6	353.9	2,662.4	1,142.6	1,519.8	2.33

Análisis de Sensibilidad con respecto al Costo de Inversión

En el cuadro 12.1.37 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera hidrología media, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda base. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento del 133% en el costo de inversión para una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.1.37 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 3

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	857.0	3.11	1,805.4
-20	914.1	2.91	1,748.3
-15	971.3	2.74	1,691.2
-10	1,028.4	2.59	1,634.0
-5	1,085.5	2.45	1,576.9
0	1,142.6	2.33	1,519.8
5	1,199.8	2.22	1,462.6
10	1,256.9	2.12	1,405.5
15	1,314.0	2.03	1,348.4
20	1,371.2	1.94	1,291.2
25	1,428.3	1.86	1,234.1
133	**2,662.4**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2020

Análisis de Escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles, y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Para el caso sin proyecto se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

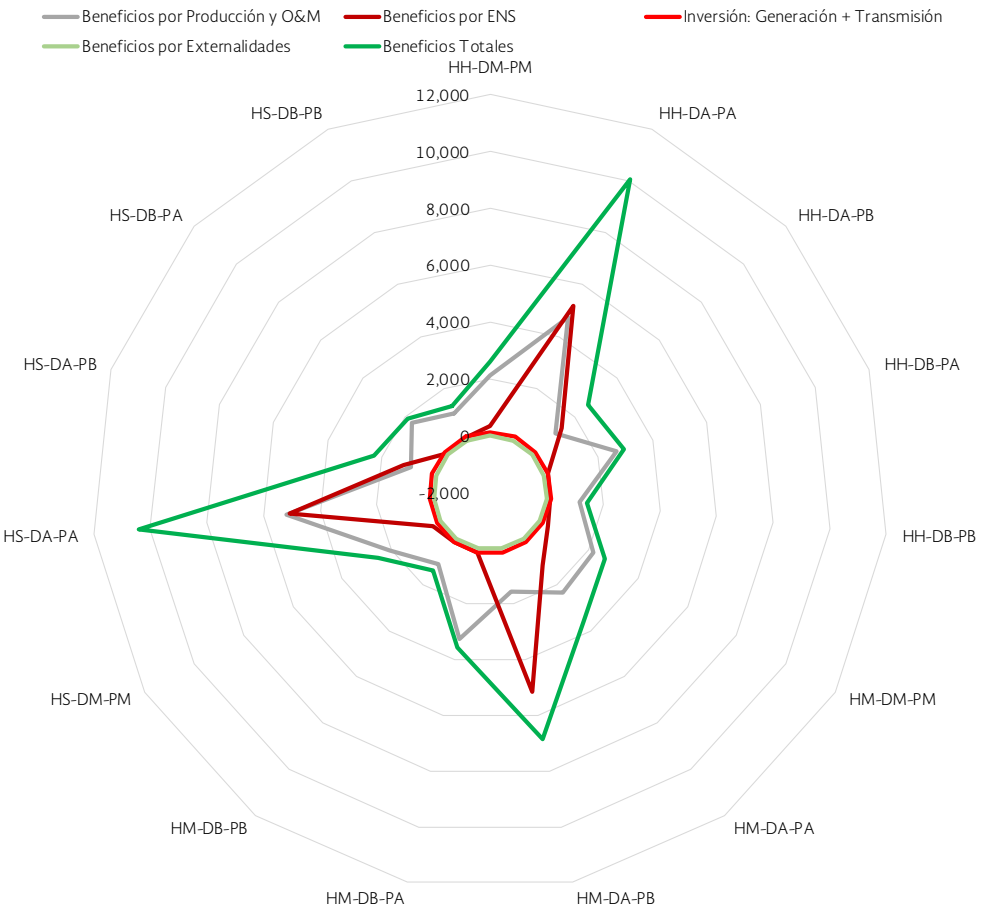
Se aplazaron los retiros de todas las unidades del área Peninsular durante el periodo de estudio, lo cual equivale a una capacidad de 1406 MW netos diferidos.

En el cuadro 12.1.38 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.1.38 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 3 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Inversión: Generación + Transmisión	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	2,103.60	353.64	139.60	1.68	2,598.51	1,142.65	1,455.86	2.27
HH-DA-PA	4,751.01	5,183.84	139.60	-15.77	10,058.68	1,142.65	8,916.03	8.80
HH-DA-PB	1,104.30	1,378.79	139.60	-6.37	2,616.32	1,142.65	1,473.67	2.29
HH-DB-PA	2,676.48	148.34	139.60	-2.71	2,961.72	1,142.65	1,819.07	2.59
HH-DB-PB	1,168.43	127.27	139.60	1.20	1,436.50	1,142.65	293.85	1.26
HM-DM-PM	2,173.56	353.92	139.60	-4.66	2,662.41	1,142.65	1,519.76	2.33
HM-DA-PA	2,319.37	1,138.97	139.60	-9.27	3,588.66	1,142.65	2,446.01	3.14
HM-DA-PB	1,550.70	5,164.10	139.60	-12.68	6,841.72	1,142.65	5,699.07	5.99
HM-DB-PA	3,268.11	149.60	139.74	-0.50	3,556.95	1,142.65	2,414.30	3.11
HM-DB-PB	1,108.00	135.78	139.74	3.43	1,386.95	1,142.65	244.30	1.21
HS-DM-PM	2,080.66	330.10	139.74	1.26	2,551.75	1,142.65	1,409.10	2.23
HS-DA-PA	5,195.08	5,080.28	139.74	-10.00	10,405.10	1,142.65	9,262.45	9.11
HS-DA-PB	945.05	1,192.01	139.74	2.65	2,279.45	1,142.65	1,136.80	1.99
HS-DB-PA	1,670.52	73.57	139.74	2.12	1,885.95	1,142.65	743.30	1.65
HS-DB-PB	1,069.20	127.96	139.60	-12.56	1,324.19	1,142.65	181.54	1.16

FIGURA 12.1.28 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 3 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)



Como se observa del cuadro 12.1.38 y de la figura 12.1.28, en ocho escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y seis estarían por arriba.

El escenario con los mayores beneficios corresponde al de condiciones hidrológicas secas, demanda alta y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, precios de combustibles bajo y demanda baja, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

En once de los quince escenarios analizados, el beneficio neto del proyecto es superior al valor presente de los costos de inversión.

El cuadro 12.1.39, presenta un resumen de la comparación de las principales características técnicas y económicas de cada alternativa.

CUADRO 12.1.39 SÍNTESIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA INTERCONEXIÓN SURESTE-PENINSULAR

Característica Operativa	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual	Igual
Potencial de integración de generación renovable (MW)	Igual	Igual	Igual
Madurez de la tecnología	Igual	Menor	Igual
Inercia y corto circuito para el sistema	Mayor	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Igual	Igual	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Mayor	Menor	Menor
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual	Menor
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual	Menor
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Mayor	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual	Igual
Costo de Inversión, millones de dólares en VP de 2020	1,095.6	1,090.8	1,142.6
Beneficios totales, millones dólares en VP 2020	2,588.1	2,593.7	2,662.4
Relación Beneficio/Costo	2.36	2.38	2.33

La alternativa 2 presenta ligeramente mayor relación beneficio/costo, sin embargo, por la madurez de la tecnología, necesidad del Sistema de adición de inercia y nivel de corriente de cortocircuito al reemplazar generación convencional por generación renovable, el proyecto seleccionado es la alternativa 1.

Sección 2. Macro Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país

Estudio de Confiabilidad. Las GCR Noroeste y Norte constan de los estados de Sinaloa, Sonora, Chihuahua, Durango tienen un dinamismo, industrial, minero y agrícola muy importante para el crecimiento de México.

Con un crecimiento del consumo de las GCR Noroeste y Norte es 3.4 y 3.2% respectivamente. El crecimiento de la demanda de las GCR Noroeste y Norte es 3.6 Y 3.1% respectivamente. La GCR Noroeste presenta un crecimiento por arriba de la media nacional.

El comportamiento de la demanda en ambas regiones es regido por las estaciones del año, alta temperatura en verano, y los ciclos agrícolas en los estados de Sinaloa, Sonora y Chihuahua, especialmente los centros de carga de bombeo (motores de inducción). En invierno disminuye la temperatura y los centros de carga de bombeo agrícola se detienen, por lo que la demanda disminuye significativamente con respecto a verano.

Ambas GCR tienen cuentan con una región geográfica con una alta irradiación solar, lo que permite la integración de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas, ver figura 8.1. La integración de Centrales Eléctricas con fuente primaria de energía renovable solar permitirá disminuir los costos de producción, requiriendo de una red de transmisión de energía eléctrica para la evacuación de la energía.

La GCR Occidental en los últimos años ha tenido un dinamismo industrial y minero muy importante para el

crecimiento de México, en especial las regiones de Zacatecas, Aguascalientes, León y San Luis Potosí. Con un crecimiento en consumo del 2.9, 3.2, 2.7 y 3.8% respectivamente, el crecimiento de la demanda del 2.7, 2.5, 2.9 y 3.1% respectivamente.

La integración de Centrales Eléctricas convencionales con fuente primaria de energía gas natural también se ha estado desarrollado en la región occidente del país.

Con la integración futura de Centrales Eléctricas, en especial fuentes renovales intermitentes, requiere de una flexibilidad operativa en la red de transmisión, con suficientes márgenes de reserva en la transmisión para soportar la intermitencia de las Centrales Eléctricas renovables, proporcionar margen de reserva operativo al SEN y soporte las contingencias sencillas más severas sin ocasionar problemas de Confiabilidad, Continuidad y Seguridad en la operación del SEN.

Se estima que con la entrada de la generación tanto base como intermitente, gran parte del margen de reserva se ubique en el norte de país, sin una capacidad de transmisión robusta, se podría presentar en otras regiones del país energía no suministrada y despacho de unidades menos eficientes, como consecuencia una elevación de los costos de mercado.

Con la nueva infraestructura, se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como son: reducir los costos de producción, cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, aumentar la eficiencia del MEM, permitir una mayor integración de generación renovable e incluir proyectos de redes eléctricas inteligentes.

Además, se prepara la primera etapa de la red de corriente alterna colindante a la línea de corriente directa Bipolar de 1,500 MW entre Baja California – Noroeste para transmitir hasta 1,500 MW lado Sistema Interconectado Nacional.

Fechas de entrada en operación del proyecto

- **Fecha necesaria de entrada en operación:** abril de 2018, 2020, 2021, 2022 y 2023.
- **Fecha factible de entrada en operación:** Noreste – Occidente: abril 2021, Aguascalientes – San Luis Potosí – Querétaro: abril de 2022, Noroeste – Norte – Noreste: abril de 2022 y 2023 y Norte – Occidente: abril de 2024.

Alternativas

Se analizaron dos alternativas de red de transmisión para incrementar la capacidad de transmisión como se muestran en las figuras 12.2.1 a 12.2.4.

La infraestructura común para todas las alternativas de las tres partes de este proyecto de la Macro Red es la siguiente:

- Entronque en 400 kV de la línea de transmisión entre las SE Choacahui y La Higuera en la SE Culiacán Poniente.
- Entronque en 115 kV de la línea de transmisión entre las SE Navojoa Industrial y El Carrizo en la SE El Mayo.
- Línea de transmisión en 400 kV, tendido de doble circuito, de aproximadamente 20 km, entre las SE Seri y Hermosillo V.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las SE Hermosillo V y Nacozari, aislada en 400 kV operando actualmente en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes, aislada en 400 kV operando actualmente en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Amarre de las líneas, en 400 kV, Hermosillo V – Nacozari con las líneas Nacozari – Nuevo Casas Grandes para formar el doble circuito Hermosillo V – Nuevo Casas Grandes.
- Entronque en 400 kV del doble circuito entre las SE Hermosillo V y Nuevo Casas Grandes y de las líneas de transmisión entre las SE Agua Prieta II y Nacozari y el Fresnal y Nacozari en la nueva subestación Castillo; estas últimas dos líneas de transmisión operando en 230 kV.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del doble circuito entre las SE Nuevo Casas Grandes y Moctezuma, aislado en 400 kV operando actualmente en 230 kV, incluye reactores de línea.
- Cambio de tensión de operación a 400 kV del primer circuito entre las SE Moctezuma y El Encino, aislado en 400 kV operando actualmente en 230 kV, incluye reactor de línea.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 35 km, tendido de doble circuito entre las SE Lerdo y Torreón Sur.

- Entronque en 400 kV de la línea de transmisión entre las SE Tesistán y Zapotlanejo en la SE Ixtlahuacán.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 258 km, tendido del primer circuito entre las SE Torreón Sur y Derramadero, incluye reactor de línea.

- Entronque en 400 kV de las líneas de transmisión entre las SE Anáhuac Potencia y El Potosí en la SE La Pila. Incluye traslado de reactores de línea de la SE El Potosí a la SE La Pila.

- Entronque en 400 kV de las líneas de transmisión entre las SE Querétaro Potencia Maniobras y Tula en la SE El Sauz.

- Línea de transmisión en 400 kV operación inicial en 230 kV de aproximadamente 155 km, estructura de doble circuito tendido del primero, entre las SE Aguascalientes Potencia y San Luis Potosí, dividida en cuatro secciones para la interconexión de proyectos fotovoltaicos y eólicos de la región.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Hermosillo V, incluye fase de reserva.

- Dos bancos de transformación de 400/230 kV de 450 MVA en la SE Castillo, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Nuevo Casas Grandes, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/115 kV de 375 MVA en la SE Nuevo Casas Grandes, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Moctezuma.

- Sustitución de los tres bancos de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Encino, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Lerdo, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Jerónimo Ortiz.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE La Pila, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/115 kV de 375 MVA en la SE La Pila, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE El Sauz, incluye fase de reserva.

- Banco de transformación de 400/115 kV de 375 MVA en la SE El Sauz, incluye fase de reserva.

- STATCOM en la SE Mazatlán II en 400 kV de ± 300 MVAr.

- Traslado de cinco de los seis reactores que quedan disponibles en las SE Hermosillo V, Nacozari y Nuevo Casas Grandes a las SE Santa Ana, Puerto Libertad, Seis de Abril, Industrial Caborca y Lerdo.

Para la red de transmisión Noroeste – Norte – Noreste consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 139 km, tendido de doble circuito entre las SE Encino y Camargo II en 400 kV. Se aprovecha la estructura de doble circuito de 400 kV entre las SE Francisco Villa y Camargo II y el cambio de tensión de operación de 230 a 400 kV de la línea de transmisión 93170 actual.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 330 km, tendido de doble circuito entre las SE Camargo II y Lerdo, incluye reactores de línea.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Camargo II, incluye fase de reserva.

Alternativa 2

- Enlace de Corriente Directa Bipolo con tecnología LCC de 1,200 MW, ± 400 kV, entre las SE El Encino y Lerdo de 450 km con 2 conductores por polo 1510 KCM-ACSR con retorno metálico.

Para la red de transmisión Norte – Occidente consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 246 km, tendido del primer

circuito entre las SE Jerónimo Ortiz y Calera, incluye reactor de línea.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 269 km, tendido del primer circuito entre las SE Calera e Ixtlahuacán, incluye reactor de línea.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Calera, incluye fase de reserva.

Alternativa 2

- Línea de transmisión en 400 kV de doble circuito, de aproximadamente 246 km, entre las SE Jerónimo Ortiz y Calera, con operación inicial en 230 kV.

- Línea de transmisión en 400 kV de doble circuito, de aproximadamente 269 km, entre las SE Calera e Ixtlahuacán, con operación inicial en 230 kV.

- Entronque de 8.5 km en la SE Ixtlahuacán de las líneas de transmisión en 230 kV Tesistán – Guadalajara Oriente y Guadalajara Norte – Guadalajara Oriente.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE Ixtlahuacán, incluye fase de reserva.

- STATCOM en 230 kV en la SE Calera con una capacidad de +150/-50 MVAr.

Para la red de transmisión Noreste – Occidente consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

- Entronque en 400 kV de la línea de transmisión entre las SE Ramos Arizpe Potencia y El Salero en la SE Derramadero, incluye traslado de reactor de línea de la SE Ramos Arizpe Potencia a la SE Derramadero.

Alternativa 2

- No existe una segunda alternativa factible que compita técnica y económicamente con la alternativa 1 ya que no se tiene espacio disponible en las subestaciones aledañas para instalar alimentadores que reciban una nueva línea de transmisión. Adicionalmente, el proyecto se requiere que esté en operación a inicios de 2021, es poco probable que se lleve a cabo la construcción y puesta en servicio de una nueva línea de transmisión.

Para la red de transmisión Aguascalientes – San Luis Potosí – Querétaro consiste en las siguientes obras:

Alternativa 1

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 95 km, tendido del primer circuito entre las SE La Pila y San Luis de la Paz II.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 127 km, tendido del primer circuito entre las SE San Luis de la Paz II y El Sauz, incluye reactor de línea.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE San Luis de la Paz II, incluye fase de reserva.

Alternativa 2

- Línea de transmisión en 400 kV de doble circuito, de aproximadamente 95 km, entre las SE La Pila y San Luis de la Paz II, operación inicial en 230 kV.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 127 km, tendido del primer circuito entre las SE San Luis de la Paz II y El Sauz, operación inicial en 230 kV.

- Línea de transmisión en 400 kV, de aproximadamente 97 km, tendido del primer circuito entre las SE San Luis de la Paz II y Querétaro Potencia, operación inicial en 230 kV.

- Banco de transformación de 400/230 kV de 375 MVA en la SE La Pila.

- Los reactores de línea incluyen su respectivo reactor de neutro.

FIGURA 12.2.1 ALTERNATIVA 1 PARA LAS TRES PARTES DEL PROYECTO MACRO RED DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR EL NOROESTE, NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS

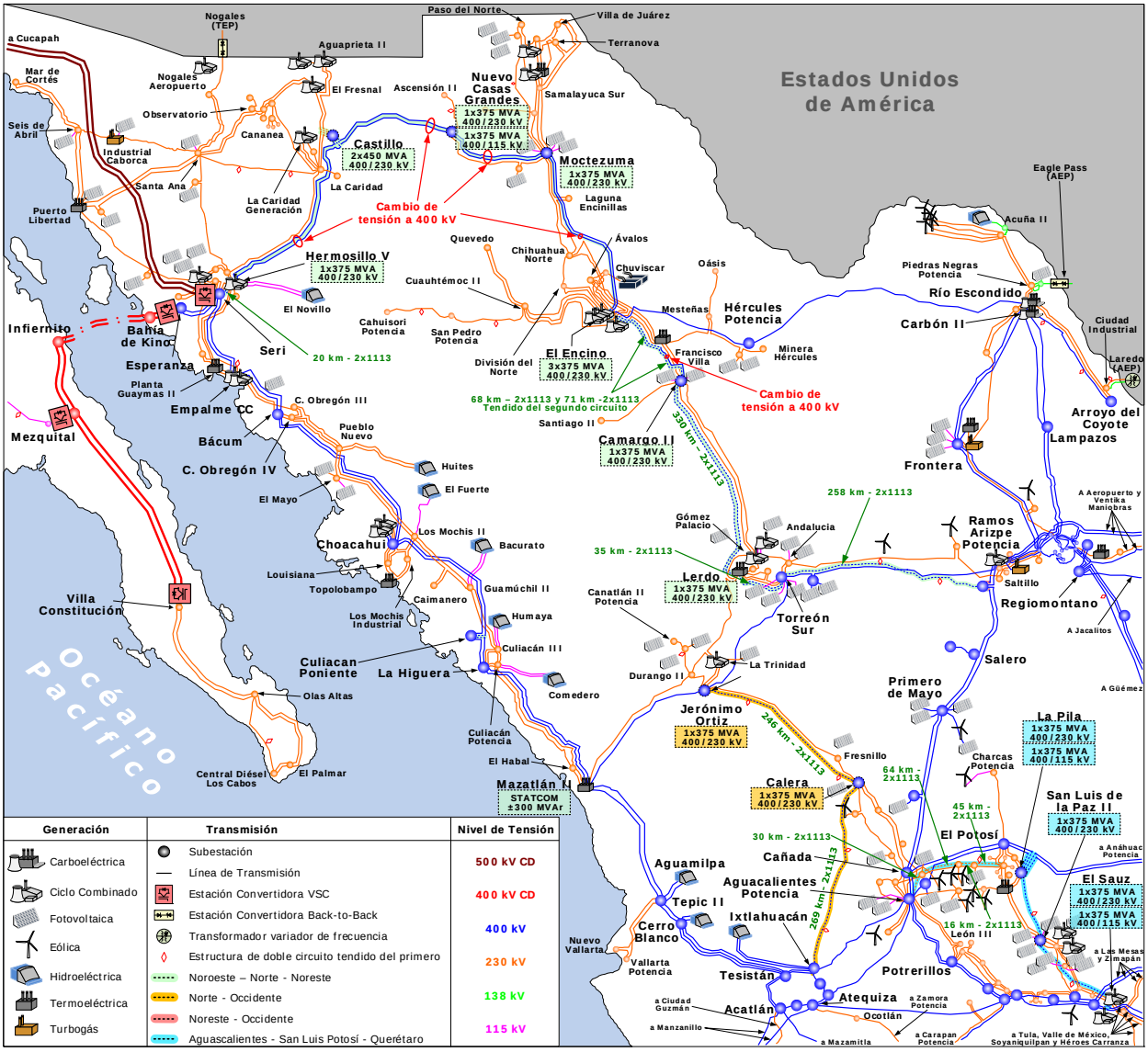


FIGURA 12.2.2 ALTERNATIVA 2 NOROESTE – NORTE – NORESTE

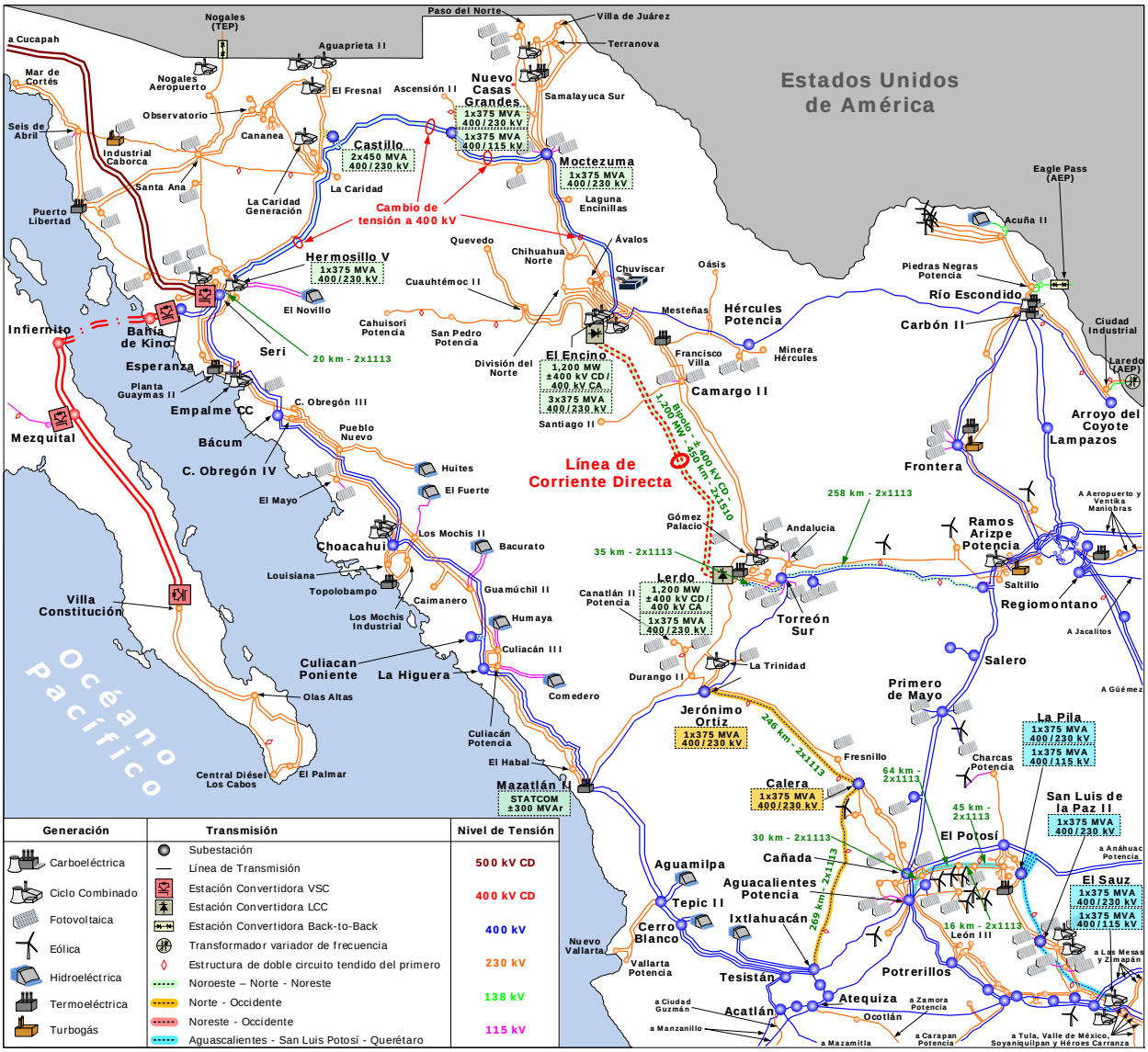


FIGURA 12.2.3 ALTERNATIVA 2 NORTE – OCCIDENTE

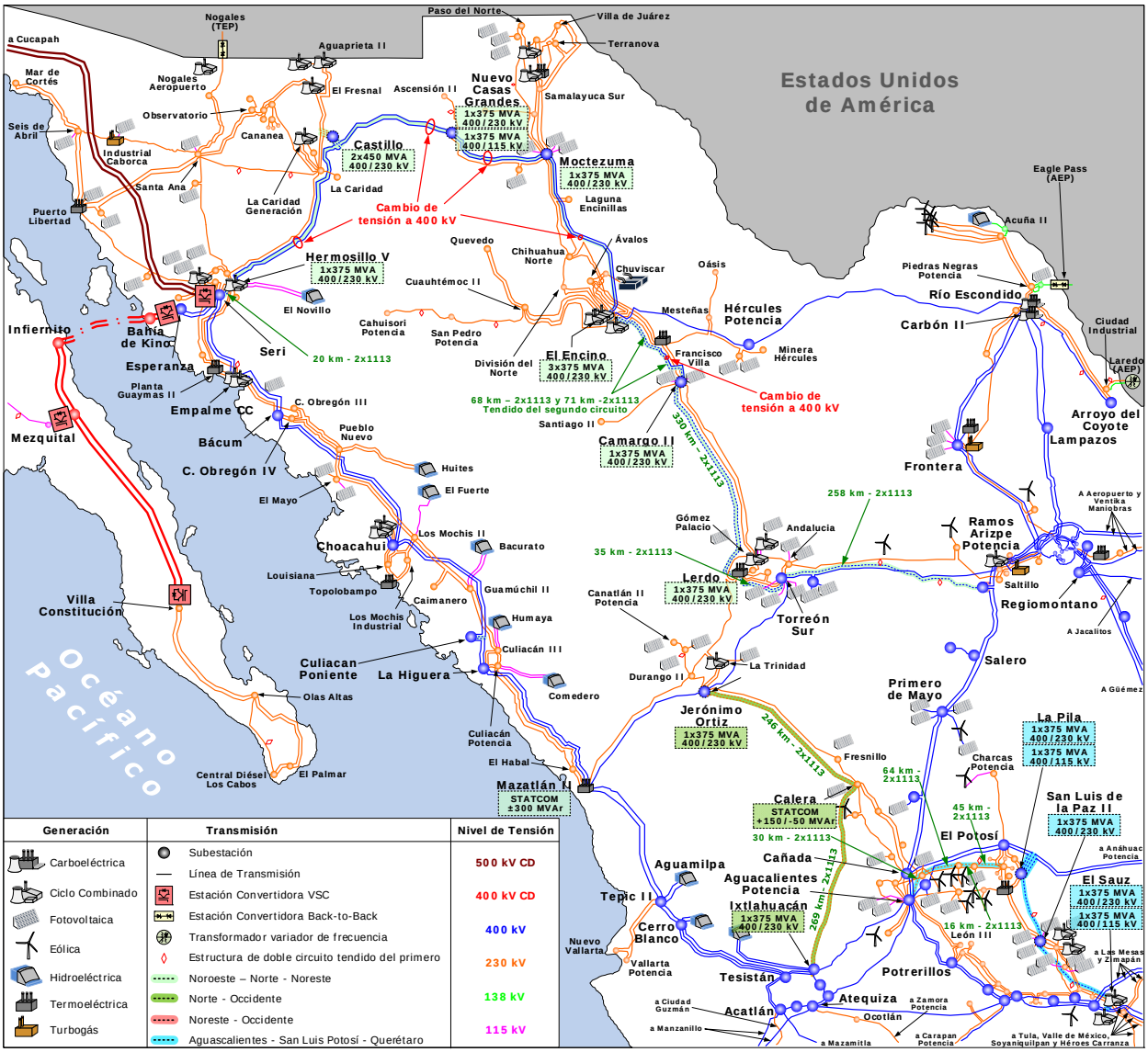
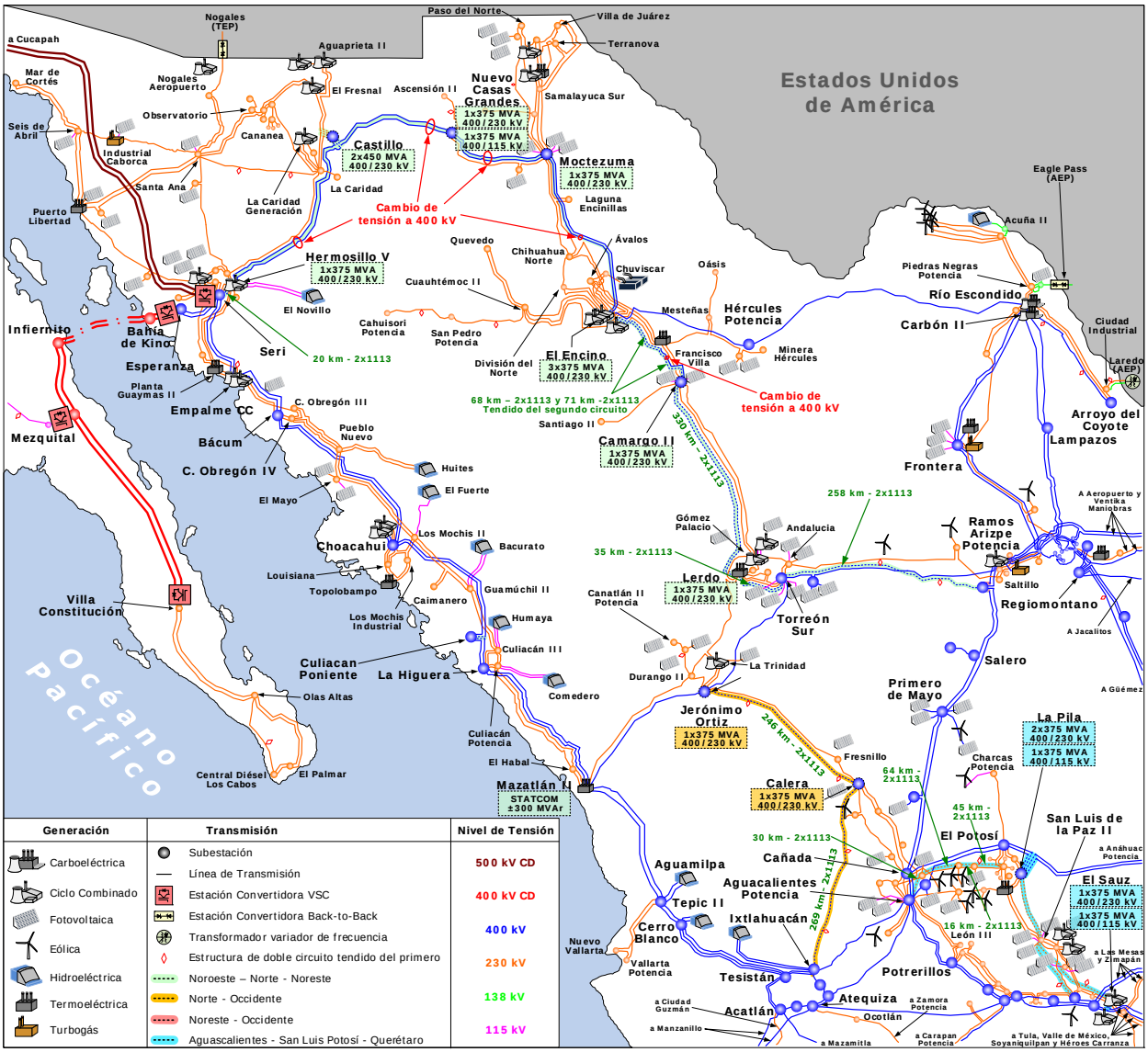


FIGURA 12.2.4 ALTERNATIVA 2 AGUASCALIENTES – SAN LUIS POTOSÍ – QUERÉTARO



Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: voltaje, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de voltajes, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico.

El caso base de flujos de potencia seleccionado es una condición de demanda media de invierno del SEN, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada.

En los estudios de flujos de potencia se toman en cuenta todos los proyectos de interconexión, de conexión, expansión de la red, despacho de generación estacional y los pronósticos de demanda esperados.

En el estado de pre-contingencia, se considera que el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia. Todas las instalaciones y elementos de estas deben estar dentro de las características de diseño del generador, transportista y distribuidor.

Ante la ocurrencia de contingencias sencillas (N-1), el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de las características especificadas en el Código de Red, Manual Regulatorio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

También es posible la pérdida simultánea de dos elementos, por ejemplo, cuando dos circuitos se encuentran en torres diferentes, pero en el mismo derecho de vía y son impactadas por un huracán o vehículo aéreo. Para este tipo de contingencias (Categoría C del código de Red), puede ser necesario Esquemas Acción Remedial.

La figura 12.2.5 presenta los flujos de potencia de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para la alternativa en Corriente Alterna entre las subestaciones eléctricas El Encino y Lerdo para un escenario factible de invierno 2024 14:00 hs de las GCR del norte del país, con la transmisión por el corredor de transmisión entre la región de Chihuahua y la Laguna en el límite de transmisión determinado por planeación.

La figura 12.2.6 presenta los flujos de potencia de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para la alternativa en Corriente Directa del Bipolo de 1,200 MW entre El Encino-Lerdo para un escenario factible de invierno 2024 14:00 hs de las GCR del norte del país. La transmisión por el Bipolo es 1,200 MW.

Una de las ventajas de la alternativa en Corriente Alterna, es la factibilidad de integrar Centrales Eléctricas renovables y convencionales a lo largo de la red de 400 kV propuesta. En la figura 8.1 se puede observar que desde la región de Chihuahua hasta la Laguna se tiene una alta irradiación solar, además en esta misma trayectoria se tiene un gasoducto de gran capacidad que permitiría la incorporación de Centrales Eléctricas con gas natural.

El cuadro 12.2.1 se muestran los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno 2024 con el cambio de tensión entre las subestaciones eléctricas Seri y El Encino, así como la infraestructura propuesta para la alternativa en Corriente Alterna entre las subestaciones eléctricas El Encino y Lerdo, pre y post contingencia para las principales líneas de transmisión asociadas. El cuadro 12.2.2 se muestran las tensiones.

El cuadro 12.2.3 muestra los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno con el cambio de tensión entre las subestaciones eléctricas Seri y El Encino, así como la infraestructura propuesta para la alternativa en Corriente Directa entre las subestaciones eléctricas El Encino y Lerdo, pre y post contingencia para las principales líneas asociadas. En El cuadro 12.2.4 se muestran las tensiones.

El cuadro 12.2.5 se muestran los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno 2024 con la ampliación de la transmisión entre las regiones Durango, Zacatecas y Guadalajara con la alternativa en 400 kV, pre y post contingencia para las principales líneas de transmisión asociadas. El cuadro 12.2.6 se muestran las tensiones.

El cuadro 12.2.7 se muestran los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno 2024 con la ampliación de la transmisión entre las regiones Durango, Zacatecas y Guadalajara con la alternativa en 230 kV, pre y post contingencia para las principales líneas de transmisión asociadas. En El cuadro 12.2.8 se muestran las tensiones.

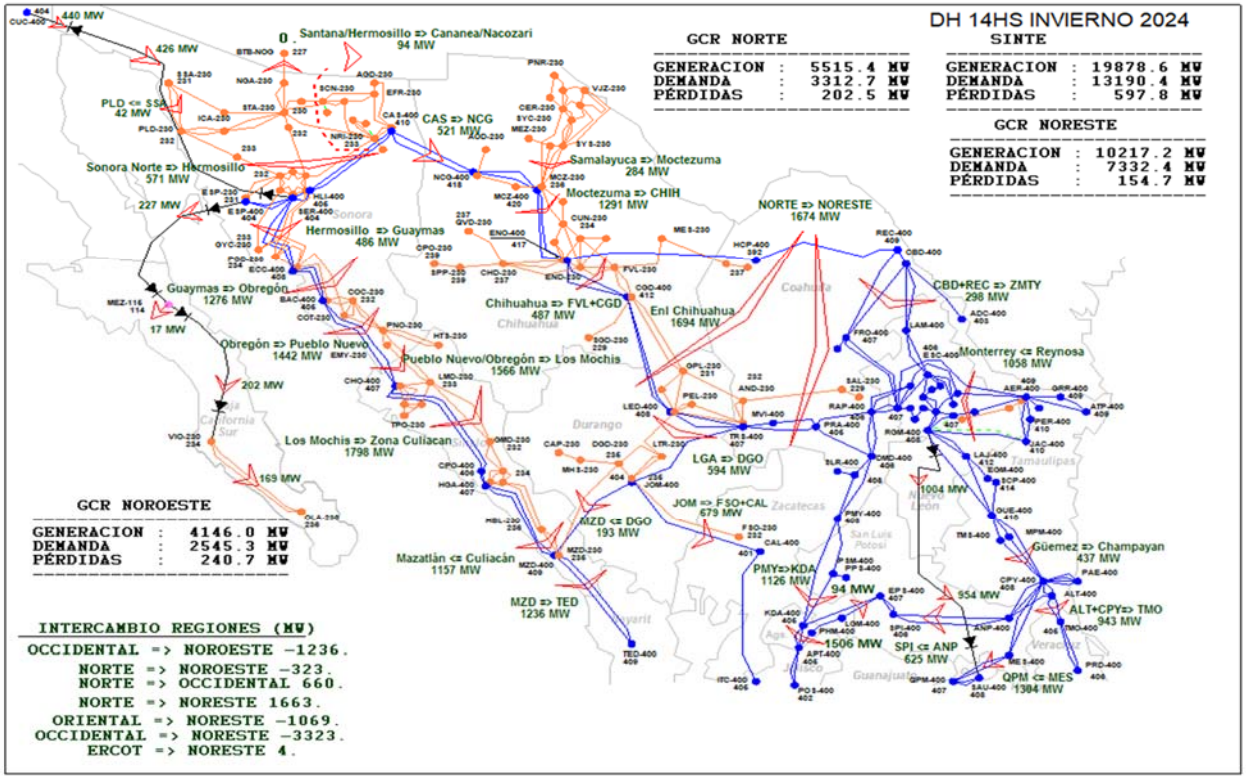
En las dos alternativas, la transmisión de potencia activa de la región de Durango a Zacatecas en el límite de transmisión determinado por planeación.

El cuadro 12.2.9 muestra los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno 2024 con la ampliación de la transmisión entre las regiones de San Luis Potosí y Querétaro en 400 kV entre las subestaciones eléctricas La Pila –San Luis de la Paz – El Sauz; una la línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones eléctricas Aguascalientes Potencia – San Luis Potosí con sus entronques en los proyectos fotovoltaicos y eólicos; los entronques en las subestaciones eléctricas La Pila, San Luis de la Paz y El Sauz en 400 kV con su respectiva transformación, pre y post contingencia para las principales líneas asociadas. El cuadro 12.2.10 muestra las tensiones.

El cuadro 12.2.11 muestra los resultados en estado estacionario para un escenario factible de 14:00 hs de invierno 2024 con la ampliación de la transmisión entre las regiones de San Luis Potosí y Querétaro en 230 kV entre las subestaciones eléctricas La Pila –San Luis de la Paz – El Sauz y Querétaro Potencia; una la línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones eléctricas Aguascalientes Potencia – San Luis Potosí con sus entronques en los proyectos fotovoltaicos y eólicos; pre y post contingencia para las principales líneas asociadas. El cuadro 12.2.12 muestra las tensiones.

En las dos alternativas, la infraestructura entre las subestaciones eléctricas: El Encino y Lerdo en Corriente Alterna en 400 kV, Jerónimo Ortiz Martínez e Ixtlahuacán en 400 kV y un Polo de la línea en Corriente Directa entre Regiomontano y El Sauz. La transmisión entre las Gerencias de Control Regional Noroeste-Norte-Noreste hacia Occidental y Oriental en su límite de transmisión determinado por planeación.

FIGURA 12.2.5 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED EN 230 Y 400 KV ALTERNATIVA CORRIENTE ALTERNA DE DOS CIRCUITOS EN 400 KV EL ENCINO-CAMARGO II-LERDO Y ALTERNATIVA EN 400 KV JERÓNIMO ORTIZ-CALERA-IXTLAHUACÁN



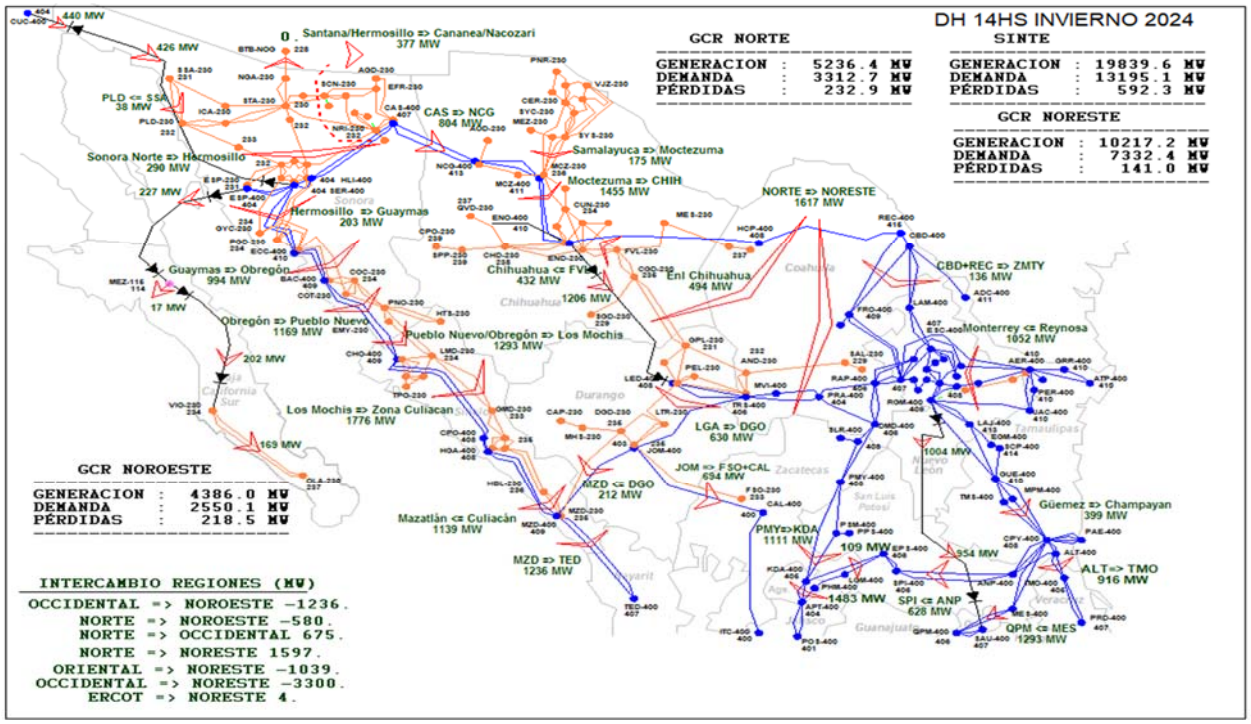
CUADRO 12.2.1 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON EL CAMBIO DE TENSIÓN ENTRE SERI-NACOZARI-NUEVO CASAS GRANDES-MOCTEZUMA-EL ENCINO Y ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA EL ENCINO-LERDO

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]									
Elementos monitoreados	Caso Base	LT ENO-HCP-REC	LT CHO-A3NO0-CPO	LT CAS-A3NT0-NCG	LT NCG-A3NT0-MCZ	LT MCZ-A3NT0-ENO	LT TRS-A3A20-JOM	LT CGD-A3NT0-LED	LT ENO-A3NT0-CGD
LT TRS - A3A20 - JOM	488.9/491.0	508.6/511.8	527.4/528.9	471.7/474.1	479.5/481.8	462.4/465.1	----/----	442.9/447.9	474.0/476.6
LT MVI - A3NT0 - PRA	535.4/536.7	685.0/685.1	539.8/541.1	530.3/531.6	532.7/534.0	527.5/529.0	650.9/650.9	499.1/501.6	523.3/524.8
LT TRS - A3NT0 - PRA	445.5/447.5	595.8/596.2	449.7/451.9	440.4/442.4	442.8/444.8	437.5/439.6	563.6/563.7	407.2/411.8	433.1/435.4
LT AND - 93050 - MEH	157.3/157.8	207.3/207.3	158.9/159.5	155.6/156.1	156.4/156.9	154.8/155.4	184.8/184.9	149.5/150.4	153.8/154.4
LT CGD - A3NT0 - LED	438.4/443.7	600.6/600.6	463.4/467.7	424.1/430.1	430.6/436.3	415.1/423.0	393.1/399.3	----/----	413.1/421.9
LT CGD - A3TN0 - LED	438.4/443.7	600.6/600.6	463.4/467.7	424.1/430.1	430.6/436.3	415.1/423.0	393.1/399.3	658.1/658.1	413.1/421.9
LT ENO - A3A10 - HCP	555.0/559.2	----/----	569.2/575.4	544.8/548.1	549.1/552.8	531.4/533.4	569.8/576.4	610.6/624.8	574.4/581.3
LT CGD - 93040 - GPL	137.3/138.2	184.2/184.2	144.9/145.6	133.1/134.3	135.1/136.1	132.5/133.7	129.3/130.4	185.1/185.1	137.9/138.9
LT CGD - 93080 - GPL	140.7/141.6	188.8/188.8	148.5/149.1	136.5/137.5	138.5/139.4	135.9/136.9	132.5/133.5	189.7/189.8	141.4/142.3
LT HCP - A3000 - REC	542.2/550.0	----/----	555.5/562.5	532.6/541.1	536.7/545.0	519.5/530.2	556.2/562.5	594.1/598.6	560.3/567.1
LT ENO - A3NT0 - CGD	349.5/350.6	519.8/521.7	374.8/375.8	335.0/336.3	341.4/342.8	320.6/325.6	306.4/308.0	286.4/286.4	----/----
LT ENO - A3TN0 - CGD	349.5/350.6	519.8/521.7	374.8/375.8	335.0/336.3	341.4/342.8	320.6/325.6	306.4/308.0	286.4/286.4	569.5/569.5
LT FVL - 93100 - CGD	215.2/215.7	260.4/260.6	223.4/223.9	210.8/211.4	213.0/213.6	215.7/216.5	203.8/204.4	216.7/217.1	258.2/258.6
LT FVL - 93200 - CGD	217.3/217.8	262.9/263.1	225.6/226.1	212.9/213.4	215.1/215.6	217.7/218.6	205.8/206.3	218.7/219.2	260.7/261.1
LT FVL - 93110 - AVL	70.1/70.4	45.1/45.5	65.2/65.3	72.8/73.1	71.4/71.7	67.0/67.2	76.9/77.3	69.7/69.8	46.0/46.1
LT FVL - 93210 - END	72.6/73.0	39.6/40.1	66.8/67.0	75.7/76.2	74.2/74.6	73.8/74.0	80.7/81.3	71.4/71.4	41.3/41.4
LT FVL - 93260 - END	71.8/72.2	39.1/39.7	66.1/66.2	74.9/75.4	73.4/73.8	72.9/73.1	79.8/80.4	70.6/70.6	40.9/41.0
LT MCZ - A3NT0 - ENO	512.4/516.2	455.3/459.2	547.0/549.6	491.7/497.2	499.7/505.0	----/----	472.3/477.2	482.5/484.5	498.7/501.3
LT MCZ - A3TN0 - ENO	512.4/516.2	455.3/459.2	547.0/549.6	491.7/497.2	499.7/505.0	837.8/837.9	472.3/477.2	482.5/484.5	498.7/501.3
LT MCZ - 93230 - CUN	145.6/146.5	137.3/138.2	154.3/155.0	141.0/142.1	144.6/145.6	213.7/213.7	135.8/136.9	139.9/140.6	146.8/147.5
LT MCZ - 93240 - LEN	123.2/124.2	116.3/117.4	130.4/131.1	119.4/120.6	122.4/123.5	179.3/179.3	115.1/116.4	118.4/119.3	124.1/125.0
LT CAS - A3NT0 - NCG	261.9/289.5	195.5/234.8	305.9/326.7	----/----	249.1/277.2	229.4/256.4	211.5/248.3	225.7/257.7	248.8/277.6
LT CAS - A3TN0 - NCG	261.9/289.5	195.5/234.8	305.9/326.7	476.8/488.2	249.1/277.2	229.4/256.4	211.5/248.3	225.7/257.7	248.8/277.6
LT NCG - A3NT0 - MCZ	225.4/240.2	168.4/185.8	262.8/275.9	203.6/228.9	----/----	194.6/205.7	182.3/199.6	194.4/209.1	214.1/228.5
LT NCG - A3TN0 - MCZ	225.4/240.2	168.4/185.8	262.8/275.9	203.6/228.9	381.3/387.9	194.6/205.7	182.3/199.6	194.4/209.1	214.1/228.5
LT FIS - 93NT0 - NCG	7.7/26.9	19.4/35.0	-0.3/22.6	12.1/23.4	-22.8/31.6	9.3/26.3	16.7/33.2	14.1/30.5	9.8/27.9
LT CHO - A3N30 - CPO	656.5/656.9	700.1/700.1	1048.6/1057.8	672.0/672.3	665.0/665.3	678.0/678.2	689.8/689.9	680.4/680.6	665.2/665.5
LT CHO - A3NO0 - CPO	645.2/645.7	688.1/688.1	----/----	660.5/660.8	653.6/654.0	666.4/666.6	677.9/678.1	668.7/669.0	653.7/654.1
LT LMD - 93620 - GMD	198.8/199.8	211.9/212.9	268.7/268.8	203.4/204.4	201.3/202.3	205.2/206.2	208.7/209.6	206.0/206.9	201.4/202.3
LT LMD - 93640 - GMD	198.8/199.8	211.9/212.9	268.7/268.8	203.4/204.4	201.3/202.3	205.2/206.2	208.7/209.6	206.0/206.9	201.4/202.3
LT LMI - 73790 - JJR	61.4/61.6	64.0/64.2	80.0/80.0	62.3/62.5	61.9/62.1	62.6/62.9	63.3/63.5	62.8/63.0	61.9/62.1
LT LMI - 73NO0 - RCO	34.6/35.2	36.2/36.7	46.0/46.2	35.2/35.7	34.9/35.5	35.4/35.9	35.8/36.3	35.5/36.0	34.9/35.5

CUADRO 12.2.2 TENSIÓN POR NODO CON EL CAMBIO DE TENSIÓN ENTRE SERI-NACOZARI-NUEVO CASAS GRANDES-MOCTEZUMA-EL ENCINO Y ALTERNATIVA EN CORRIENTE ALTERNA EL ENCINO-LERDO

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]									
Buses monitoreados	Caso Base	LT ENO-HCP-REC	LT CHO-A3NO0-CPO	LT CAS-A3NT0-NCG	LT NCG-A3NT0-MCZ	LT MCZ-A3NT0-ENO	LT TRS-A3A20-JOM	LT CGD-A3NT0-LED	LT ENO-A3NT0-CGD
GPL-230	231	227	230	231	231	231	230	228	230
NAZ-230	231	228	231	231	231	231	231	229	231
LED-400	408	398	407	409	408	408	407	403	408
LED-230	232	229	232	232	232	232	232	231	232
CGD-400	412	404	410	413	413	410	414	405	408
CGD-230	235	234	234	235	235	234	235	234	234
FVL-230	236	236	236	236	236	235	236	235	235
MES-230	239	238	239	239	239	238	239	238	238
HCP-400	394	400	389	396	395	392	392	380	388
HCL-230	237	236	236	237	237	236	237	236	236
AVL-230	234	234	234	234	234	232	235	233	234
CHD-230	237	237	237	238	237	234	238	236	237
CUN-230	234	234	233	234	234	230	234	233	233
ENO-400	417	416	414	417	417	410	418	412	414
ENO-230	235	235	234	235	235	232	235	234	234
DDN-230	234	234	233	234	234	231	235	233	233
CHU-230	234	234	234	234	234	232	235	233	234
MCZ-400	420	421	418	419	418	415	421	419	419
MCZ-230	236	236	235	235	235	234	236	235	235
NCG-400	418	420	416	414	418	416	420	418	418
NCG-230	241	241	240	239	241	239	241	241	241
AOD-230	241	242	240	239	241	240	242	241	241
CAS-400	410	411	409	405	410	409	411	410	410
CAS-230	234	234	233	232	234	233	234	234	234
REC-400	412	415	410	413	413	412	410	406	410

FIGURA 12.2.6 FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED EN 230 Y 400 KV ALTERNATIVA DE LÍNEA DE CORRIENTE DIRECTA BIPOLAR DE ± 400 KV 1200 MW EL ENCINO-LERDO Y ALTERNATIVA EN 400 KV JERÓNIMO ORTIZ-CALERA-IXTLAHUACÁN



CUADRO 12.2.3. FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON EL CAMBIO DE TENSIÓN ENTRE SERI-NACOZARI-NUEVO CASAS GRANDES-MOCTEZUMA-EL ENCINO Y ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA EL ENCINO-LERDO

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	Caso Base	HVDC ENO-LED 1P	LT ENO-HCP-REC	LT CHO-A3NO0-CPO	LT CAS-A3NT0-NCG	LT NCG-A3NT0-MCZ	LT MCZ-A3NT0-ENO	LT TRS-A3A20-JOM
LT ENO-400 -LED HVDC	1206.4/1208.1	603.2/608.1	1206.6/1208.3	1206.5/1208.4	1206.4/1208.2	1206.4/1208.4	1206.4/1206.5	1206.6/1208.2
LT LED-400 - LED HVDC	1149.5/1150.9	575.0/579.2	1148.7/1149.5	1149.4/1150.7	1149.6/1151.1	1149.5/1151.0	1149.6/1151.0	1148.3/1148.9
LT MVI - A3NT0 - PRA	594.3/594.8	492.4/494.4	674.9/674.9	590.0/590.6	594.1/594.6	594.3/594.8	595.8/596.2	735.9/736.2
LT TRS - A3NT0 - PRA	505.8/506.6	401.8/404.5	587.5/587.6	501.3/502.2	505.7/506.5	505.8/506.6	507.4/508.1	649.5/649.6
LT AND - 93050 - MEH	171.6/171.9	147.4/148.1	203.0/203.0	171.1/171.4	170.8/171.1	171.2/171.5	171.5/171.7	205.4/205.4
LT TRS - A3A20 - JOM	520.6/522.0	405.6/410.0	492.0/494.2	549.9/550.8	499.3/501.0	508.7/510.2	497.6/499.4	----/----
LT HCP - A3000 - REC	348.8/371.9	544.1/550.2	----/----	380.4/400.8	312.5/339.6	327.7/353.5	293.1/330.1	334.6/357.8
LT ENO - A3A10 - HCP	353.8/358.8	557.6/564.5	----/----	386.5/389.0	316.5/325.4	332.1/339.4	296.9/311.8	339.2/345.0
LT CGD - 93040 - GPL	72.0/76.3	181.2/181.2	161.8/162.0	87.4/90.7	56.5/62.1	63.4/68.4	57.5/63.2	43.4/49.2
LT CGD - 93080 - GPL	73.8/77.8	185.7/185.7	165.9/166.0	89.6/92.7	57.9/63.2	65.0/69.7	58.9/64.4	44.5/49.9
LT FVL - 93100 - CGD	33.3/33.5	101.8/102.0	89.6/89.8	42.9/43.2	23.6/23.9	27.9/28.3	24.0/27.4	15.5/15.7
LT FVL - 93170 - CGD	41.3/41.4	126.9/126.9	111.6/111.6	53.4/53.5	29.2/29.4	34.6/34.8	30.5/34.0	18.9/19.1
LT FVL - 93200 - CGD	33.6/33.8	102.7/103.0	90.5/90.6	43.3/43.6	23.8/24.2	28.2/28.5	24.2/27.6	15.6/15.8
LT FVL - 93110 - AVL	131.7/132.1	69.7/70.2	80.8/81.6	122.6/122.9	140.8/141.2	136.7/137.0	136.7/137.4	148.3/148.8
LT FVL - 93210 - END	153.7/154.2	72.6/73.4	87.0/88.6	142.5/142.8	165.0/165.5	160.0/160.4	166.1/167.0	174.6/175.2
LT FVL - 93260 - END	152.0/152.5	71.8/72.6	86.0/87.6	140.8/141.1	163.1/163.6	158.2/158.5	164.2/165.1	172.6/173.2
LT MCZ - 93230 - CUN	155.8/156.6	146.0/146.8	144.8/145.7	163.6/164.2	148.5/149.5	154.3/155.2	238.3/238.7	146.6/147.5
LT MCZ - 93240 - LEN	131.6/132.5	123.5/124.4	122.5/123.6	138.0/138.7	125.6/126.7	130.3/131.4	199.4/199.7	124.0/125.0
LT MCZ - A3NT0 - ENO	584.3/587.3	498.8/501.7	503.1/507.5	610.7/613.0	555.5/560.5	565.7/570.8	----/----	555.4/559.0
LT MCZ - A3TN0 - ENO	584.3/587.3	498.8/501.7	503.1/507.5	610.7/613.0	555.5/560.5	565.7/570.8	958.6/962.7	555.4/559.0
LT CAS - A3NT0 - NCG	402.6/414.9	303.8/327.4	307.2/331.8	438.0/447.0	----/----	385.1/392.7	371.2/381.4	363.4/379.8
LT CAS - A3TN0 - NCG	402.6/414.9	303.8/327.4	307.2/331.8	438.0/447.0	742.2/742.5	385.1/392.7	371.2/381.4	363.4/379.8
LT NCG - A3NT0 - MCZ	342.5/347.1	258.8/263.5	261.8/267.2	372.0/376.6	311.4/325.1	----/----	312.3/314.1	309.6/314.3
LT NCG - A3TN0 - MCZ	342.5/347.1	258.8/263.5	261.8/267.2	372.0/376.6	311.4/325.1	580.8/582.7	312.3/314.1	309.6/314.3
LT FIS - 93NT0 - NCG	-20.4/25.1	-2.9/22.6	-3.4/22.8	-26.9/29.0	-13.9/14.7	-68.2/68.2	-19.9/23.7	-13.1/22.5
LT CHO - A3N30 - CPO	646.8/647.2	713.8/713.8	711.5/711.5	1039.9/1049.3	668.4/668.5	658.9/659.1	668.3/668.5	673.8/673.9
LT CHO - A3NO0 - CPO	635.7/636.1	701.5/701.5	699.2/699.2	----/----	656.9/657.1	647.5/647.8	656.9/657.1	662.2/662.4
LT LMD - 93620 - GMD	197.0/197.7	217.4/217.9	216.7/217.2	268.1/268.1	203.5/204.1	200.6/201.3	203.5/204.1	205.0/205.6
LT LMD - 93640 - GMD	197.0/197.7	217.4/217.9	216.7/217.2	268.1/268.1	203.5/204.1	200.6/201.3	203.5/204.1	205.0/205.6
LT LMI - 73790 - JJR	62.8/63.0	67.0/67.1	66.8/67.0	81.7/81.8	64.1/64.3	63.5/63.7	64.1/64.3	64.4/64.6
LT LMI - 73NO0 - RCO	35.5/36.0	38.1/38.5	38.0/38.4	47.1/47.2	36.3/36.8	36.0/36.4	36.3/36.8	36.5/37.0

CUADRO 12.2.4. TENSIÓN POR NODO CON EL CAMBIO DE TENSIÓN ENTRE SERI-NACOZARI-NUEVO CASAS GRANDES-MOCTEZUMA-EL ENCINO Y ALTERNATIVA EN CORRIENTE DIRECTA EL ENCINO-LERDO

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	Caso Base	HVDC ENO-LED 1P	LT ENO-HCP-REC	LT CHO-A3NO0-CPO	LT CAS-A3NT0-NCG	LT NCG-A3NT0-MCZ	LT MCZ-A3NT0-ENO	LT TRS-A3A20-JOM
GPL-230	231	230	229	231	232	232	232	230
LED-400	408	409	405	408	408	408	408	404
LED-230	232	232	231	232	233	232	233	231
NAZ-230	232	231	230	231	232	232	232	230
CGD-230	235	235	235	235	235	235	235	235
HCL-230	237	237	237	237	237	237	236	237
FVL-230	236	236	236	236	236	236	234	236
MES-230	239	239	239	239	239	239	238	239
HCP-400	408	384	400	404	411	409	401	410
AVL-230	234	235	235	234	234	234	228	235
CHD-230	238	238	239	237	238	237	231	238
CUN-230	234	234	235	233	234	233	227	234
ENO-400	410	410	414	409	411	410	396	412
ENO-230	235	236	237	235	235	235	229	236
DDN-230	234	235	236	234	234	234	228	235
CHU-230	234	235	235	234	234	234	228	235
MCZ-400	411	414	416	410	410	408	404	413
MCZ-230	236	237	237	235	235	235	234	236
NCG-400	413	418	419	411	406	407	410	415
NCG-230	239	241	241	237	235	236	237	240
AOD-230	239	241	242	238	235	236	237	240
CAS-400	407	409	410	406	401	406	406	408
CAS-230	232	233	234	232	230	232	232	233
REC-400	415	404	408	413	416	416	414	414

CUADRO 12.2.5 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 400 KV

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]						
Elementos monitoreados	Caso Base	LT MZD-A3J00-TED	LT TRS-A3A20-JOM	LT JOM-A3A30-MZD	LT MZD-93820-DGD	LT JOM-93600-FSO
LT TRS - A3A20 - JOM	542.8/543.9	470.4/472.0	----/----	467.5/469.3	534.2/535.3	506.9/508.1
LT LED - 93090 - LTR	115.5/118.7	96.3/100.5	266.8/266.8	101.9/105.6	106.7/110.2	95.2/99.4
LT JOM - A3A30 - MZD	217.6/237.4	36.4/97.1	39.8/92.7	----/----	260.6/277.3	250.7/268.6
LT DGD - 93820 - MZD	73.1/78.0	32.3/39.9	47.0/54.6	128.7/130.8	----/----	89.9/93.6
LT JOM - 93600 - FSO	187.4/187.4	217.7/218.7	149.9/150.4	201.5/201.8	192.9/193.0	----/----
LT JOM - A3NT0 - CAL	592.0/592.0	696.0/699.1	436.0/439.3	655.3/656.3	599.7/599.7	676.0/676.9
LT CAL - A3OC0 - ITC	485.7/492.6	559.7/565.4	417.1/424.2	526.5/533.3	492.2/499.2	461.8/471.5
LT APT - A3N20 - ITC	425.5/429.5	485.3/487.4	476.0/480.7	449.1/452.8	429.8/433.8	416.9/420.8
LT APT - A3OC0 - CTM	439.2/442.2	488.2/490.1	475.3/478.6	458.7/461.6	442.7/445.7	431.5/434.5
LT MZD - A3600 - TED	671.3/671.3	1066.8/1086.6	612.1/612.8	607.3/608.1	660.2/660.2	695.0/695.0
LT MZD - A3J00 - TED	666.0/666.0	----/----	607.3/608.1	602.5/603.4	655.0/655.1	689.5/689.5
ENLACE MZD-TED	1337.3/1337.3	1066.8/1086.6	1219.4/1220.9	1209.8/1211.5	1315.2/1315.3	1384.5/1384.5
CEV JOM MVAr	0.0/50.7	0.0/97.3	0.0/47.8	0.0/65.3	0.0/74.9	0.0/66.0
CEV MZD MVAr	0.0/26.7	0.0/161.2	0.0/4.8	0.0/43.5	0.0/30.9	0.0/57.3
LT NCG - A3NT0 - MCZ	206.0/221.7	234.0/248.0	158.8/178.1	185.8/202.9	201.9/217.8	206.7/222.2
LT NCG - A3TN0 - MCZ	206.0/221.7	234.0/248.0	158.8/178.1	185.8/202.9	201.9/217.8	206.7/222.2
JOM-400/230 AT NT	-163.2/163.4	-158.6/160.9	-279.1/281.2	-115.1/116.4	-197.8/197.9	-252.0/252.4
JOM-400/230 AT 01	-115.2/115.3	-112.1/113.5	-196.7/198.4	-81.3/82.1	-139.6/139.6	-178.0/178.1
CAL-400/230 AT OC	89.8/100.3	112.6/135.0	10.3/14.0	108.2/123.5	90.5/101.7	192.3/203.3

... Continuación

CUADRO 12.2.5 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 400 KV

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]						
Elementos monitoreados	LT JOM-A3NT0-CAL	LT CAL-A3OC0-ITC	JOM AT01 400/230	CAL AT04 400/230	LT PMY-A3J70-KDA	LT APT-A3N20-ITC
LT TRS - A3A20 - JOM	339.3/346.5	475.5/479.7	551.0/551.9	527.5/528.8	609.9/610.0	564.0/564.6
LT LED - 93090 - LTR	74.2/79.4	98.1/102.2	106.5/110.2	113.1/116.4	134.4/136.9	121.2/124.2
LT JOM - A3A30 - MZD	427.3/430.8	325.7/332.0	209.3/230.6	227.3/246.3	240.8/260.3	242.2/259.8
LT DGD - 93820 - MZD	107.6/110.0	95.1/98.2	80.9/85.3	73.8/78.7	78.8/83.1	79.0/83.4
LT JOM - 93600 - FSO	300.4/307.6	166.9/167.0	194.3/194.4	208.1/208.2	200.8/201.1	182.7/182.8
LT JOM - A3NT0 - CAL	----/----	401.9/407.3	585.1/585.1	544.0/544.2	631.0/631.4	591.7/591.8
LT CAL - A3OC0 - ITC	222.0/251.7	----/----	484.7/491.7	529.9/536.8	496.0/503.7	539.5/543.9
LT APT - A3N20 - ITC	435.7/439.6	552.7/554.5	426.0/430.0	406.2/409.7	389.3/394.4	----/----
LT APT - A3OC0 - CTM	439.4/442.5	529.6/531.2	439.5/442.5	424.9/427.8	407.4/411.4	590.5/591.2
LT MZD - A3600 - TED	788.2/789.8	737.0/737.5	671.0/671.0	675.7/675.7	694.9/694.9	690.9/690.9
LT MZD - A3J00 - TED	782.0/783.5	731.2/731.6	665.7/665.7	670.4/670.4	689.4/689.4	685.4/685.4
ENLACE MZD-TED	1570.2/1573.3	1468.2/1469.1	1336.7/1336.7	1346.1/1346.1	1384.3/1384.3	1376.3/1376.3
CEV JOM MVAr	0.0/71.7	0.0/1.3	0.0/50.7	0.0/55.7	0.0/86.9	0.0/62.3
CEV MZD MVAr	0.0/159.8	0.0/86.8	0.0/29.0	0.0/33.0	0.0/66.1	0.0/55.1
LT NCG - A3NT0 - MCZ	208.5/223.7	203.8/219.5	205.9/221.6	206.8/222.4	195.5/211.9	200.8/216.9
LT NCG - A3TN0 - MCZ	208.5/223.7	203.8/219.5	205.9/221.6	206.8/222.4	195.5/211.9	200.8/216.9
JOM-400/230 AT NT	-54.2/54.5	-153.1/154.6	-255.4/255.5	-149.4/149.6	-162.2/163.7	-165.6/166.1
JOM-400/230 AT 01	-38.2/38.4	-107.9/109.1	---------	-105.5/105.6	-114.6/115.5	-116.9/117.2
CAL-400/230 AT OC	-222.0/223.0	394.6/395.2	84.4/94.8	---------	116.0/127.8	35.6/63.1

CUADRO 12.2.6 TENSIONES EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ MARTÍNEZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 400 KV

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]												
Buses monitoreados	Caso Base	LT MZD-A3J00-TED	LT TRS-A3A20-JOM	LT JOM-A3A30-MZD	LT MZD-93820-DGD	LT JOM-93600-FSO	LT JOM-A3NT0-CAL	LT CAL-A3OC0-ITC	JOM AT01 400/230	CAL AT04 400/230	LT PMY-A3J70-KDA	LT APT-A3N20-ITC
JOM-400	404	401	407	403	403	402	405	408	403	404	402	403
JOM-230	233	232	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233
JOM-115	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
MZD-400	407	404	408	407	407	407	404	406	407	407	406	407
MZD-230	234	233	235	234	234	234	233	234	234	234	234	234
MZD-115	117	116	117	117	117	117	116	117	117	117	117	117
APT-400	402	400	401	401	402	402	401	400	402	402	401	400
APT-230	230	229	230	230	230	230	230	229	230	231	230	230
APT-115	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
CAL-400	396	387	403	391	395	393	395	405	395	390	392	393
CAL-230	230	226	232	228	229	229	227	232	230	232	228	229
CAL-115	115	113	116	114	115	115	113	116	115	116	114	115
FSO-230	229	226	232	228	229	229	223	232	229	231	228	229
ITC-400	403	400	404	402	403	402	402	401	403	402	402	401
TED-400	407	402	409	408	407	406	402	404	407	406	406	406
TED-230	234	231	235	235	234	233	231	232	234	234	233	233
TED-115	116	115	117	117	117	116	115	116	116	116	116	116

CUADRO 12.2.7 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ MARTÍNEZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 230 KV

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	LT MZD-A3J00-TED	LT TRS-A3A20-JOM	LT JOM-A3A30-MZD	LT MZD-93820-DGD	LT JOM-93600-FSO	JOM AT01 400/230
LT TRS - A3A20 - JOM	495.0/496.2	395.1/398.5	----/----	335.5/340.2	484.5/485.7	451.1/453.0	491.2/492.9
LT LED - 93090 - LTR	134.6/137.3	113.9/117.2	277.6/277.6	109.3/112.5	124.4/127.2	116.9/120.1	137.0/139.5
LT JOM - A3A30 - MZD	390.6/399.7	196.4/214.7	199.4/224.3	----/----	446.0/452.9	433.1/439.6	395.8/403.7
LT DGD - 93820 - MZD	95.9/98.9	45.8/51.1	72.0/76.6	200.6/200.7	----/----	110.4/112.6	93.5/96.7
LT JOM - 93NT0 - CAL	273.2/273.7	319.5/322.8	220.6/220.6	312.4/314.8	280.5/281.2	325.7/328.3	271.7/272.2
LT JOM - 93TN0 - CAL	273.2/273.7	319.5/322.8	220.6/220.6	312.4/314.8	280.5/281.2	325.7/328.3	271.7/272.2
LT JOM - 93600 - FSO	220.4/220.7	256.1/258.1	180.1/180.1	250.5/252.0	226.0/226.3	----/----	219.2/219.5
LTs JOM-CAL 230KV	546.4/547.4	639/645.6	441.2/441.2	624.8/629.6	561/562.4	651.4/656.6	543.4/544.4
LT CAL - 93CO0 - ITC	189.1/189.4	215.3/215.4	175.1/175.7	209.8/209.9	192.7/192.9	171.6/172.2	188.5/188.7
LT CAL - 93OC0 - ITC	189.1/189.4	215.3/215.4	175.1/175.7	209.8/209.9	192.7/192.9	171.6/172.2	188.5/188.7
LTs CAL-ITC 230 KV	378.2/378.8	430.6/430.8	350.2/351.4	419.6/419.8	385.4/385.8	343.2/344.4	377/377.4
LT APT - A3N20 - ITC	478.9/483.2	556.8/559.4	517.7/522.4	529.5/533.8	485.5/489.8	471.0/475.3	478.5/482.7
LT APT - A3OC0 - CTM	465.0/468.8	525.7/528.3	494.5/498.5	504.0/507.7	470.1/473.8	458.8/462.6	464.7/468.5
LT MZD - A3600 - TED	753.2/753.8	1202.4/1245.3	688.4/688.4	642.6/643.1	738.2/738.5	780.0/781.2	754.5/755.1
LT MZD - A3J00 - TED	747.2/747.8	----/----	683.0/683.0	637.6/638.1	732.3/732.6	773.8/775.0	748.5/749.1
LTs MZD-TED 400 KV	1500.4/1501.6	1202.4/1245.3	1371.4/1371.4	1280.2/1281.2	1470.5/1471.1	1553.8/1556.2	1503/1504.2
CEV JOM MVAr	0.0/134.7	0.0/150.0	0.0/129.5	0.0/150.0	0.0/150.0	0.0/150.0	0.0/141.5
CEV CAL MVAr	0.0/101.5	0.0/150.0	0.0/24.5	0.0/150.0	0.0/117.5	0.0/113.9	0.0/99.3
CEV MZD MVAr	0.0/124.6	0.0/282.6	0.0/73.2	0.0/100.0	0.0/127.0	0.0/163.0	0.0/121.8
JOM-400/230 AT NT	54.8/56.4	111.9/111.9	-116.9/116.9	192.7/192.9	16.6/21.5	5.4/12.4	85.8/85.8
JOM-400/230 AT 01	39.7/44.9	80.5/86.8	-82.6/87.8	138.2/142.7	12.5/24.5	4.5/23.4	---------

... Continuación

CUADRO 12.2.7 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ MARTÍNEZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 230 KV

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	CAL AT04 400/230	LT PMY-A3J70-KDA	LT APT-A3N20-ITC	LT JOM-93NT0-CAL	LT CAL-93CO0-ITC	LT CAL-ITC	LT JOM-CAL
LT TRS - A3A20 - JOM	495.0/496.2	564.8/564.8	516.0/516.7	437.8/439.9	483.6/485.0	466.2/467.9	338.4/342.9
LT LED - 93090 - LTR	134.6/137.3	156.8/158.4	139.9/142.2	111.5/114.9	129.2/132.1	121.0/124.2	71.3/77.0
LT JOM - A3A30 - MZD	390.6/399.7	419.7/428.0	421.5/428.7	446.1/451.9	413.5/420.9	448.1/453.4	540.8/542.7
LT DGD - 93820 - MZD	95.9/98.9	100.7/103.4	103.7/106.2	114.9/116.9	103.1/105.6	114.0/115.9	147.4/148.2
LT JOM - 93NT0 - CAL	273.2/273.7	292.3/293.3	268.3/268.7	----/----	256.5/256.7	231.2/231.3	----/----
LT JOM - 93TN0 - CAL	273.2/273.7	292.3/293.3	268.3/268.7	342.7/346.5	256.5/256.7	231.2/231.3	----/----
LT JOM - 93600 - FSO	220.4/220.7	235.0/235.5	216.5/216.7	273.3/275.7	207.9/208.0	188.9/188.9	355.0/367.9
LTs JOM-CAL 230KV	546.4/547.4	584.6/586.6	536.6/537.4	342.7/346.5	513/513.4	462.4/462.6	----/----
LT CAL - 93CO0 - ITC	189.1/189.4	190.8/191.0	213.2/213.2	164.9/165.8	----/----	----/----	123.7/126.2
LT CAL - 93OC0 - ITC	189.1/189.4	190.8/191.0	213.2/213.2	164.9/165.8	227.1/227.1	----/----	123.7/126.2
LTs CAL-ITC 230 KV	378.2/378.8	381.6/382	426.4/426.4	329.8/331.6	227.1/227.1	----/----	247.4/252.4
LT APT - A3N20 - ITC	478.9/483.2	441.6/447.1	----/----	468.8/473.1	517.0/520.3	573.6/575.9	452.2/456.4
LT APT - A3OC0 - CTM	465.0/468.8	431.6/436.7	639.6/640.4	457.0/460.8	497.5/500.5	545.7/547.9	443.6/447.6
LT MZD - A3600 - TED	753.2/753.8	779.8/781.0	777.0/778.3	788.3/789.7	768.6/769.6	791.9/793.6	847.7/851.7
LT MZD - A3J00 - TED	747.2/747.8	773.6/774.8	770.9/772.0	782.0/783.4	762.6/763.5	785.6/787.3	841.0/844.8
LTs MZD-TED 400 KV	1500.4/1501.6	1553.4/1555.8	1547.9/1550.3	1570.3/1573.1	1531.2/1533.1	1577.5/1580.9	1688.7/1696.5
CEV JOM MVAr	0.0/134.7	0.0/150	0.0/139.8	0.0/150	0.0/119.0	0.0/99.2	0.0/150
CEV CAL MVAr	0.0/101.5	0.0/145.9	0.0/122.3	0.0/120.8	0.0/100.0	0.0/68.9	0.0/98.7
CEV MZD MVAr	0.0/124.6	0.0/177.6	0.0/165.2	0.0/175.5	0.0/147.7	0.0/184.2	0.0/279.5
JOM-400/230 AT NT	54.8/56.4	76.8/79.6	48.6/52.2	-9.8/14.6	35.0/38.2	5.1/18.8	-121.3/121.8
JOM-400/230 AT 01	39.7/44.9	55.4/57.4	35.3/39.1	-6.3/24.1	25.6/32.4	4.3/18.5	-85.8/89.0

CUADRO 12.2.8 TENSIONES EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ MARTÍNEZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 230 KV

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	LT MZD-A3J00-TED	LT TRS-A3A20-JOM	LT JOM-A3A30-MZD	LT MZD-93820-DGD	LT JOM-93600-FSO	JOM AT01 400/230
JOM-400	400	399	401	401	400	400	401
JOM-230	233	232	233	233	233	233	233
JOM-115	116	116	116	116	116	116	116
TED-400	404	398	407	408	405	403	404
TED-230	232	229	234	234	233	232	232
TED-115	116	114	116	117	116	115	116
CAL-230	232	229	232	231	232	232	232
CAL-115	116	114	116	115	116	116	116
FSO-230	231	227	232	228	231	232	231
ITC-400	403	401	404	404	403	403	403
ITC-230	231	230	232	231	231	231	231
APT-400	401	399	400	400	401	401	401
APT-230	230	229	230	229	230	230	230
APT-115	114	113	114	114	114	114	114
MZD-400	405	401	406	405	405	404	405
MZD-230	233	232	234	232	233	233	233
MZD-115	116	116	117	116	116	116	116

... Continuación

CUADRO 12.2.8 TENSIONES EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES JERONIMO ORTIZ MARTÍNEZ-CALERA-IXTLAHUACÁN EN 230 KV

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	CAL AT04 400/230	LT PMY-A3J70-KDA	LT APT-A3N20-ITC	LT JOM-93NT0-CAL	LT CAL-93CO0-ITC	LTs CAL-ITC	LTs JOM-CAL
JOM-400	400	398	400	400	400	400	399
JOM-230	233	232	233	233	233	234	233
JOM-115	116	116	116	116	117	117	116
TED-400	404	403	403	402	403	402	399
TED-230	232	232	232	232	232	231	230
TED-115	116	115	115	115	116	115	115
CAL-230	232	232	232	232	232	232	232
CAL-115	116	116	116	116	116	116	116
FSO-230	231	230	231	229	231	232	225
ITC-400	403	403	402	403	402	401	402
ITC-230	231	231	230	231	230	230	231
APT-400	401	400	399	401	400	398	400
APT-230	230	229	229	230	229	228	230
APT-115	114	114	113	114	114	113	114
MZD-400	405	404	404	404	404	403	401
MZD-230	233	232	233	232	233	232	231
MZD-115	116	116	116	116	116	116	115

CUADRO 12.2.9 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 400 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	Caso Base	LT TED-A3J00-MZD	LT KDA-A3J70-PMY	LT APT-A3K90-KDA	LT QPM-A3CO0-SAU	LT ITC-A3N20-APT	LT SPA-A3OC0-SAU	LT SPI-A3OC0-SPA
LT APT - A3N20 - ITC	495.1/497.6	556.6/557.7	452.4/455.9	478.4/481.6	495.8/498.3	----/----	515.6/517.8	514.3/516.6
LT APT - A3M00 - POS	489.6/490.2	493.3/494.1	453.2/454.4	470.8/471.7	482.3/482.9	549.6/549.8	524.3/524.6	526.5/526.9
LT APT - A3M10 - POS	489.6/490.2	493.3/494.1	453.2/454.4	470.8/471.7	482.3/482.9	549.6/549.8	524.3/524.6	526.5/526.9
LTs APT-POS	979.2/980.4	986.6/988.2	906.4/908.8	941.6/943.4	964.6/965.8	1099.2/1099.6	1048.6/1049.2	1053/1053.8
LT APT - A3OC0 - CTM	519.8/521.4	570.3/571.2	482.4/484.9	505.1/507.2	520.2/521.8	695.2/695.2	540.8/542.1	539.7/541.0
LT KDA - A3J10 - APT	704.2/704.6	747.3/747.5	602.1/604.0	1193.8/1193.8	701.0/701.3	649.6/649.6	726.5/726.6	728.5/728.6
LT KDA - A3K90 - APT	702.2/702.6	745.2/745.4	600.4/602.3	----/----	699.0/699.4	647.7/647.8	724.4/724.5	726.5/726.6
LTs KDA-APT	1406.4/1407.2	1492.5/1492.9	1202.5/1206.3	1193.8/1193.8	1400/1400.7	1297.3/1297.4	1450.9/1451.1	1455/1455.2
LT SPI - A3CO0 - EPS	58.9/73.9	65.4/77.8	101.4/112.2	52.7/67.8	53.4/70.0	35.2/53.4	111.9/119.2	144.7/153.5
LT SPI - A3OC0 - EPS	58.9/73.9	65.4/77.8	101.4/112.2	52.7/67.8	53.4/70.0	35.2/53.4	111.9/119.2	144.7/153.5
LTs SPI-EPS	117.8/147.8	130.8/155.6	202.8/224.4	105.4/135.6	106.8/140	70.4/106.8	223.8/238.4	289.4/307
LT SPI - A3OC0 - SPA	396.5/400.8	402.5/407.0	382.2/387.9	405.9/410.0	414.6/418.3	422.6/426.0	157.1/163.9	----/----
LT QPM - A3CO0 - SAU	690.0/696.2	680.0/687.1	677.6/685.2	683.6/690.0	----/----	689.5/696.0	839.5/846.1	758.6/767.2
LT QPM - A3OC0 - SAU	562.2/568.7	553.9/561.2	551.9/559.7	557.0/563.6	1120.0/1128.3	561.7/568.5	684.1/691.0	617.9/626.6
LTs QPM-SAU	1252.2/1264.9	1233.9/1248.3	1229.5/1244.9	1240.6/1253.6	1120.0/1128.3	1251.2/1264.5	1523.6/1537.1	1376.5/1393.8
LT SPA - A3OC0 - SAU	455.3/457.0	458.1/459.9	438.5/440.5	462.0/463.7	488.4/490.0	477.0/478.5	----/----	254.7/257.9
LT SAU - A3CE0 - TUL	568.4/570.1	561.9/564.0	555.2/557.2	566.7/568.4	553.4/555.3	571.7/573.7	540.8/543.5	549.2/550.9
LT SAU - A3EC0 - TUL	669.3/670.7	661.8/663.5	653.9/655.5	667.3/668.8	651.7/653.3	673.3/675.0	637.0/639.5	646.7/648.1
LTs SAU-TUL	1237.7/1240.8	1223.7/1227.5	1209.1/1212.7	1234/1237.2	1205.1/1208.6	1245/1248.7	1177.8/1183	1195.9/1199
LT PMY - A3J70 - KDA	708.4/708.6	742.0/742.6	----/----	695.3/695.5	708.0/708.2	689.0/689.1	702.9/703.1	704.7/704.9
LT PSM - A3OC0 - KDA	845.3/845.5	879.9/880.0	1217.9/1217.9	832.0/832.1	844.8/845.0	825.5/825.6	839.7/839.9	841.5/841.6
LT ANP - A3EN0 - SPI	403.9/408.7	415.9/420.0	450.3/453.7	402.7/407.4	406.1/410.7	390.2/395.1	350.0/356.9	344.8/350.8
LT ANP - A3NE0 - SPI	403.9/408.7	415.9/420.0	450.3/453.7	402.7/407.4	406.1/410.7	390.2/395.1	350.0/356.9	344.8/350.8
LTs ANP-SPI	807.8/817.4	831.8/840	900.6/907.4	805.4/814.8	812.2/821.4	780.4/790.2	700/713.8	689.6/701.6
LT APT - 93ER0 - LNT	203.9/203.9	207.0/207.1	196.0/196.2	209.1/209.1	201.9/201.9	213.5/213.5	214.4/214.4	214.2/214.2
LT APT - 93RE0 - LNT	211.9/212.0	215.2/215.3	203.7/203.9	217.3/217.4	209.8/209.9	222.0/222.0	222.9/222.9	222.6/222.6
LTs APT-LNT	415.8/415.9	422.2/422.4	399.7/400.1	426.4/426.5	411.7/411.8	435.5/435.5	437.3/437.3	436.8/436.8
LT SPI - 93650 - VDR	25.5/25.9	26.8/27.1	27.2/27.6	27.0/27.4	25.3/25.7	27.4/27.7	28.4/28.6	67.4/67.8
LT SPI - 93660 - VDR	25.4/25.8	26.6/26.9	27.0/27.5	26.9/27.2	25.1/25.6	27.3/27.6	28.2/28.5	67.0/67.4
LT LDE - 93300 - QRP	186.8/187.0	188.6/188.8	184.1/184.2	189.1/189.3	179.4/179.6	192.6/192.7	242.4/242.4	167.0/167.3
LT LDE - 93250 - STF	259.5/259.5	261.1/261.1	256.2/256.3	261.7/261.7	257.3/257.3	265.5/265.5	317.6/317.6	239.9/239.9
LT MSL - 93RE0 - AGS	105.5/105.5	105.3/105.5	115.6/115.7	98.7/98.8	104.3/104.3	101.4/101.5	117.5/117.6	113.3/113.3
LT MSL - 93OC0 - APT	174.6/174.7	175.8/176.3	181.7/182.0	181.4/181.7	172.7/172.8	170.3/170.7	191.5/191.7	187.2/187.4
LT LDE - 93100 - QRO	238.7/238.7	239.9/239.9	234.9/235.0	240.6/240.6	237.2/237.2	244.5/244.5	297.1/297.2	219.6/219.7
HVDC RGM-SAU	1508.9/1509.9	1508.9/1509.9	1508.9/1510.0	1508.9/1509.9	1508.9/1512.1	1508.9/1511.7	1509.0/1511.5	1508.9/1510.0

... Continuación

CUADRO 12.2.9 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 400 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	LT KDA-A3J30-EPS	LT KDA-A3OC0-PSM	LT TUL-A3CE0-SAU	LT SPI-A3NE0-ANP	LT APT-A3M00-POS	LT APT-A3OC0-CTM	LT EPS-A3OC0-SPI	Disparo HVDC RGM-SAU
LT APT - A3N20 - ITC	496.5/499.3	441.8/445.5	500.1/502.5	481.0/484.0	538.6/540.5	685.8/686.0	494.1/496.7	506.6/510.0
LT APT - A3M00 - POS	492.3/493.0	443.9/445.3	483.8/484.3	472.9/473.7	----/----	556.2/556.4	488.1/488.8	588.1/588.2
LT APT - A3M10 - POS	492.3/493.0	443.9/445.3	483.8/484.3	472.9/473.7	704.7/704.8	556.2/556.4	488.1/488.8	588.1/588.2
LTs APT-POS	984.6/986	887.8/890.6	967.6/968.6	945.8/947.4	704.7/704.8	1112.4/1112.8	976.2/977.6	1176.2/1176.4
LT APT - A3OC0 - CTM	521.3/523.1	473.0/475.8	524.4/525.8	506.5/508.5	564.2/565.2	----/----	518.9/520.5	544.0/546.4
LT KDA - A3J10 - APT	718.3/718.9	576.3/578.9	702.3/702.6	699.5/700.1	660.8/660.8	651.7/651.7	703.4/703.7	835.0/836.4
LT KDA - A3K90 - APT	716.3/716.9	574.7/577.3	700.4/700.6	697.5/698.1	658.9/658.9	649.9/649.9	701.4/701.8	832.7/834.0
LTs KDA-APT	1434.6/1435.8	1151/1156.2	1402.7/1403.2	1397/1398.2	1319.7/1319.7	1301.6/1301.6	1404.8/1405.5	1667.7/1670.4
LT SPI - A3CO0 - EPS	67.0/75.5	112.0/122.3	58.9/73.8	6.6/61.0	32.1/52.0	33.6/52.4	96.5/112.6	36.5/60.0
LT SPI - A3OC0 - EPS	67.0/75.5	112.0/122.3	58.9/73.8	6.6/61.0	32.1/52.0	33.6/52.4	----/----	36.5/60.0
LTs SPI-EPS	134/151	224/244.6	117.8/147.6	13.2/122	64.2/104	67.2/104.8	96.5/112.6	73/120
LT SPI - A3OC0 - SPA	389.4/394.7	378.3/384.4	375.9/379.5	316.0/326.7	432.1/435.4	425.6/429.0	399.7/404.9	577.3/578.5
LT QPM - A3CO0 - SAU	692.2/698.4	674.0/682.0	629.0/631.4	699.3/707.2	660.4/667.7	687.3/693.9	689.1/695.2	1067.3/1074.8
LT QPM - A3OC0 - SAU	564.0/570.5	548.9/557.0	512.9/515.8	569.6/577.6	537.9/545.4	560.0/566.8	561.4/567.8	869.7/877.8
LTs QPM-SAU	1256.2/1268.9	1222.9/1239	1141.9/1147.2	1268.9/1284.8	1198.3/1213.1	1247.3/1260.7	1250.5/1263	1937/1952.6
LT SPA - A3OC0 - SAU	450.0/452.0	434.0/436.0	431.8/432.7	392.7/395.4	482.2/483.7	479.4/480.8	456.4/458.5	622.3/622.6
LT SAU - A3CE0 - TUL	568.0/569.8	551.5/553.6	----/----	552.4/554.4	561.3/563.4	571.1/573.2	568.1/569.9	460.2/470.8
LT SAU - A3EC0 - TUL	668.9/670.3	649.6/651.3	879.5/880.0	650.6/652.2	661.1/662.8	672.6/674.3	669.0/670.5	543.1/554.1
LTs SAU-TUL	1236.9/1240.1	1201.1/1204.9	879.5/880.0	1203/1206.6	1222.4/1226.2	1243.7/1247.5	1237.1/1240.4	1003.3/1024.9
LT PMY - A3J70 - KDA	705.7/705.9	1155.2/1176.3	705.4/705.6	729.5/729.8	697.3/697.5	690.0/690.2	709.1/709.3	896.0/900.8
LT PSM - A3OC0 - KDA	842.6/842.7	----/----	842.2/842.4	866.8/867.0	834.0/834.1	826.6/826.7	846.0/846.3	1039.2/1039.2
LT ANP - A3EN0 - SPI	407.1/411.2	461.8/464.9	391.7/396.9	576.6/577.1	392.4/397.2	389.9/394.8	401.1/405.2	486.1/487.7
LT ANP - A3NE0 - SPI	407.1/411.2	461.8/464.9	391.7/396.9	----/----	392.4/397.2	389.9/394.8	401.1/405.2	486.1/487.7
LTs ANP-SPI	814.2/822.4	923.6/929.8	783.4/793.8	576.6/577.1	784.8/794.4	779.8/789.6	802.2/810.4	972.2/975.4
LT APT - 93ER0 - LNT	204.3/204.3	194.0/194.2	202.5/202.5	198.7/198.8	239.1/239.2	215.3/215.3	203.6/203.6	230.3/230.3
LT APT - 93RE0 - LNT	212.3/212.4	201.6/201.8	210.5/210.5	206.5/206.6	248.6/248.6	223.8/223.8	211.6/211.6	239.4/239.4
LTs APT-LNT	416.6/416.7	395.6/396	413/413	405.2/405.4	487.7/487.8	439.1/439.1	415.2/415.2	469.7/469.7
LT SPI - 93650 - VDR	23.5/23.9	27.5/28.0	23.8/24.2	11.8/12.8	28.7/29.0	27.6/27.9	26.2/26.7	44.0/44.1
LT SPI - 93660 - VDR	23.3/23.8	27.4/27.9	23.7/24.1	11.7/12.7	28.6/28.8	27.5/27.8	26.0/26.6	43.8/43.8
LT LDE - 93300 - QRP	185.6/185.8	183.3/183.5	184.7/184.8	174.2/174.4	196.1/196.2	193.4/193.5	187.0/187.2	211.6/211.7
LT LDE - 93250 - STF	258.3/258.3	255.4/255.4	258.8/258.8	246.4/246.5	268.4/268.4	266.3/266.3	259.7/259.7	288.5/288.6
LT MSL - 93RE0 - AGS	102.2/102.3	118.2/118.3	106.1/106.1	96.7/96.8	98.4/98.5	100.6/100.7	105.7/105.7	92.4/95.4
LT MSL - 93OC0 - APT	171.0/171.2	183.5/183.8	175.0/175.1	162.8/163.0	171.6/172.1	169.8/170.2	174.7/174.9	166.5/170.1
LT LDE - 93100 - QRO	237.5/237.5	234.0/234.0	237.8/237.8	225.4/225.4	246.9/246.9	245.2/245.2	238.8/238.8	269.2/269.4
HVDC RGM-SAU	1508.9/1509.9	1508.9/1510.1	1509.0/1511.1	1508.9/1511.9	1508.9/1511.9	1508.9/1511.7	1508.9/1509.9	----/----

CUADRO 12.2.10 TENSIÓN EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 400 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	Caso Base	LT TED-A3J00-MZD	LT KDA-A3J70-PMY	LT APT-A3K90-KDA	LT QPM-A3CO0-SAU	LT ITC-A3N20-APT	LT SPA-A3OC0-SAU	LT SPI-A3OC0-SPA
APT-400	401	399	400	400	401	400	401	400
KDA-400	402	400	400	402	402	401	402	402
PMY-400	405	403	403	405	405	405	405	405
SPI-400	403	402	401	402	402	402	403	402
POS-400	399	397	398	398	399	396	397	398
LNC-230	227	227	227	227	227	226	227	227
LFR-400	400	399	400	400	400	398	399	400
STM-400	401	400	401	401	401	400	400	401
QRP-400	401	400	401	401	400	400	400	401
QRO-230	228	228	228	228	228	228	227	228
LDE-230	231	231	231	231	231	231	231	231
SPA-230	231	231	231	231	231	231	231	231
SPA-400	403	403	403	403	403	403	403	404
SAU-400	402	402	402	402	402	401	401	402
MES-400	402	401	401	401	402	401	401	401

... Continuación

CUADRO 12.2.10 TENSIÓN EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 400 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	LT KDA-A3J30-EPS	LT KDA-A3OC0-PSM	LT TUL-A3CE0-SAU	LT SPI-A3NE0-ANP	LT APT-A3M00-POS	LT APT-A3OC0-CTM	LT EPS-A3OC0-SPI	Disparo HVDC RGM-SAU
APT-400	400	400	401	401	400	400	401	392
KDA-400	401	399	402	402	401	401	402	392
PMY-400	405	401	405	404	405	405	405	393
SPI-400	402	401	402	399	402	402	401	395
POS-400	398	398	398	399	396	396	399	389
LNC-230	227	227	227	227	226	226	227	222
LFR-400	400	400	400	400	398	398	400	392
STM-400	401	401	400	401	400	400	401	394
QRP-400	401	401	399	401	400	400	401	393
QRO-230	228	228	227	228	228	227	228	224
LDE-230	231	231	231	231	231	231	231	229
SPA-230	231	231	231	231	231	231	231	229
SPA-400	403	403	403	403	403	403	403	395
SAU-400	402	402	400	402	401	401	402	394
MES-400	402	401	401	401	401	401	402	395

CUADRO 12.2.11 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 230 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]									
Elementos monitoreados	Caso Base	LT TED-A3J00-MZD	LT KDA-A3J70-PMY	LT APT-A3K90-KDA	LT QPM-A3OC0-SAU	LT QPM-A3CO0-SAU	LT ITC-A3N20-APT	LT KDA-A3J30-EPS	LT KDA-A3OC0-PSM
LT APT - A3N20 - ITC	504.7/507.1	566.4/567.4	461.9/465.2	488.0/491.0	506.4/508.7	507.1/509.4	----/----	504.7/507.5	451.1/454.8
LT APT - A3M00 - POS	505.4/505.9	509.2/509.8	468.5/469.6	486.5/487.3	501.3/501.8	499.4/499.9	567.4/567.5	505.6/506.2	459.1/460.4
LT APT - A3M10 - POS	505.4/505.9	509.2/509.8	468.5/469.6	486.5/487.3	501.3/501.8	499.4/499.9	567.4/567.5	505.6/506.2	459.1/460.4
LTs APT-POS	1010.8/1011.8	1018.4/1019.6	937/939.2	973/974.6	1002.6/1003.6	998.8/999.8	1134.8/1135	1011.2/1012.4	918.2/920.8
LT APT - A3OC0 - CTM	529.7/531.2	580.3/581.1	492.0/494.4	514.8/516.8	531.1/532.5	531.7/533.1	709.0/709.0	529.7/531.4	482.5/485.2
LT KDA - A3J10 - APT	714.9/715.2	758.2/758.3	612.7/614.4	1212.3/1212.3	713.5/713.7	712.8/713.0	659.7/659.8	718.2/718.6	586.9/589.1
LT KDA - A3K90 - APT	712.9/713.2	756.1/756.2	611.0/612.6	----/----	711.5/711.7	710.8/711.0	657.8/657.9	716.2/716.6	585.3/587.4
LTs KDA-APT	1427.8/1428.4	1514.3/1514.5	1223.7/1227	1212.3/1212.3	1425/1425.4	1423.6/1424	1317.5/1317.7	1434.4/1435.2	1172.2/1176.5
LT PMY - A3J70 - KDA	706.1/706.2	739.8/740.3	----/----	692.7/692.9	705.5/705.7	705.2/705.3	686.0/686.2	704.8/705.1	1151.7/1172.9
LT PSM - A3OC0 - KDA	842.9/843.1	877.6/877.7	1214.4/1214.4	829.3/829.5	842.3/842.5	842.0/842.1	822.5/822.6	841.7/841.8	----/----
LT SPI - A3CO0 - EPS	107.0/119.4	113.9/124.5	146.0/156.4	101.8/113.9	105.6/118.1	105.0/117.6	86.8/99.2	108.5/116.5	155.7/165.9
LT SPI - A3OC0 - EPS	107.0/119.4	113.9/124.5	146.0/156.4	101.8/113.9	105.6/118.1	105.0/117.6	86.8/99.2	108.5/116.5	155.7/165.9
LTs SPI-EPS	214/238.8	227.8/249	292/312.8	203.6/227.8	211.2/236.2	210/235.2	173.6/198.4	217/233	311.4/331.8
LT QPM - A3CO0 - SAU	811.6/817.9	802.5/809.6	794.7/802.2	807.2/813.7	1377.8/1386.7	----/----	817.5/824.2	811.6/817.9	789.8/797.7
LT QPM - A3OC0 - SAU	661.4/668.0	653.8/661.3	647.4/655.2	657.7/664.6	----/----	1334.6/1342.8	666.1/673.1	661.3/668.0	643.4/651.5
LTs QPM-SAU	1473/1485.9	1456.3/1470.9	1442.1/1457.4	1464.9/1478.3	1377.8/1386.7	1334.6/1342.8	1483.6/1497.3	1472.9/1485.9	1433.2/1449.2
LT SAU - A3CE0 - TUL	548.1/550.0	541.5/543.8	535.7/538.0	546.0/548.1	534.5/536.7	528.0/530.3	550.4/552.7	547.9/549.9	532.3/534.6
LT SAU - A3EC0 - TUL	645.5/647.1	637.8/639.8	631.0/632.9	643.1/644.8	629.5/631.4	621.9/623.9	648.3/650.3	645.3/647.0	626.9/629.0
LTs SAU-TUL	1193.6/1197.1	1179.3/1183.6	1166.7/1170.9	1189.1/1192.9	1164/1168.1	1149.9/1154.2	1198.7/1203	1193.2/1196.9	1159.2/1163.6
LT ANP - A3EN0 - SPI	371.9/377.0	383.7/388.1	419.5/423.1	370.1/375.1	370.8/375.9	370.4/375.5	356.1/361.4	372.5/376.8	431.4/434.6
LT ANP - A3NE0 - SPI	371.9/377.0	383.7/388.1	419.5/423.1	370.1/375.1	370.8/375.9	370.4/375.5	356.1/361.4	372.5/376.8	431.4/434.6
LTs ANP-SPI	743.8/754	767.4/776.2	839/846.2	740.2/750.2	741.6/751.8	740.8/751	712.2/722.8	745/753.6	862.8/869.2
LT APT - 93ER0 - LNT	207.9/207.9	211.1/211.1	200.0/200.1	213.3/213.3	206.9/206.9	206.4/206.4	218.0/218.0	207.9/207.9	198.0/198.1
LT APT - 93RE0 - LNT	216.1/216.1	219.4/219.5	207.8/208.0	221.6/221.7	215.0/215.1	214.5/214.5	226.6/226.6	216.1/216.1	205.7/205.9
LTs APT-LNT	424/424	430.5/430.6	407.8/408.1	434.9/435	421.9/422	420.9/420.9	444.6/444.6	424/424	403.7/404
LT SPI - 93650 - VDR	36.9/37.1	38.1/38.3	39.9/40.2	38.1/38.3	36.9/37.1	36.9/37.1	37.7/37.8	36.3/36.6	40.7/41.0
LT SPI - 93660 - VDR	36.7/36.9	37.9/38.1	39.7/40.0	37.9/38.1	36.6/36.9	36.6/36.9	37.5/37.6	36.1/36.4	40.4/40.8
LT SPI - 93CO0 - SPA	109.4/110.5	111.8/113.0	103.9/105.4	113.1/114.1	110.2/111.3	110.6/111.6	119.6/120.5	108.7/110.0	102.4/104.0
LT SPI - 93OC0 - SPA	109.4/110.5	111.8/113.0	103.9/105.4	113.1/114.1	110.2/111.3	110.6/111.6	119.6/120.5	108.7/110.0	102.4/104.0
LTs SPI-SPA 230 KV	218.8/221	223.6/226	207.8/210.8	226.2/228.2	220.4/222.6	221.2/223.2	239.2/241	217.4/220	204.8/208
LT LDE - 93100 - QRO	217.2/217.3	218.4/218.5	213.0/213.0	219.3/219.3	218.6/218.7	219.3/219.3	223.6/223.6	216.8/216.8	211.9/211.9
LT LDE - 93300 - QRP	165.4/165.7	167.1/167.3	162.1/162.4	167.7/168.0	162.1/162.4	160.7/161.0	171.6/171.8	165.0/165.3	161.2/161.5
LT LDE - 93250 - STF	239.3/239.4	240.8/240.9	235.5/235.6	241.5/241.6	240.1/240.1	240.4/240.5	245.8/245.9	238.9/239.0	234.5/234.5
LT SPA - 93OC0 - QRP	193.0/193.1	195.0/195.0	188.9/188.9	195.8/195.8	189.1/189.2	187.4/187.5	200.5/200.6	192.5/192.6	187.7/187.8
LT SPA - 93OC0 - SAU	202.2/202.3	202.6/202.6	196.5/196.6	203.9/203.9	210.6/210.6	214.4/214.4	208.6/208.6	201.8/201.8	195.0/195.0
LT MSL - 93RE0 - AGS	108.4/108.4	108.2/108.5	118.5/118.6	101.6/101.6	108.0/108.0	107.8/107.8	104.2/104.3	107.5/107.5	121.1/121.2
LT MSL - 93OC0 - APT	179.5/179.6	180.6/181.3	186.5/186.9	186.4/186.7	178.7/178.9	178.4/178.6	175.2/175.6	178.3/178.6	188.3/188.7
SPI-400/230 AT OC	159.5/159.5	163.0/163.2	164.0/164.4	162.3/162.3	159.8/159.9	160.0/160.0	163.9/163.9	158.8/159.0	165.1/165.6
SPI-400/230 AT CO	153.7/153.7	157.1/157.2	158.2/158.4	156.4/156.4	154.0/154.0	154.2/154.2	158.0/158.0	153.1/153.2	159.2/159.6
HDVC RGM-SAU	1508.9/1509.9	1508.9/1509.9	1508.9/1510.0	1508.9/1509.9	1508.9/1509.9	1508.9/1512.0	1508.9/1511.7	1508.9/1509.9	1508.9/1510.1

... Continuación

CUADRO 12.2.11 FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS PRINCIPALES CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 230 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]									
Elementos monitoreados	LT TUL-A3CE0-SAU	LT SPI-A3NE0-ANP	LT APT-A3M00-POS	LT APT-A3OC0-CTM	LT EPS-A3OC0-SPI	LT SPI-93CO0-SPA	LT SPA-93OC0-SAU	LT SPA-93OC0-QRP	Disparo HVDC RGM-SAU
LT APT - A3N20 - ITC	508.8/511.1	489.6/492.6	550.3/552.1	699.7/699.8	503.3/505.8	507.9/510.3	510.1/512.4	509.1/511.5	521.4/524.4
LT APT - A3M00 - POS	498.4/498.8	486.6/487.3	----/----	574.2/574.3	503.2/503.7	511.7/512.2	513.4/513.8	514.5/514.9	611.7/611.8
LT APT - A3M10 - POS	498.4/498.8	486.6/487.3	728.7/728.8	574.2/574.3	503.2/503.7	511.7/512.2	513.4/513.8	514.5/514.9	611.7/611.8
LTs APT-POS	996.8/997.6	973.2/974.6	728.7/728.8	1148.4/1148.6	1006.4/1007.4	1023.4/1024.4	1026.8/1027.6	1029/1029.8	1223.4/1223.6
LT APT - A3OC0 - CTM	533.2/534.6	515.3/517.2	576.2/577.1	----/----	528.3/529.8	533.0/534.4	535.2/536.6	534.3/535.7	559.0/561.2
LT KDA - A3J10 - APT	712.2/712.4	708.4/708.8	670.7/670.7	661.9/662.1	713.7/713.9	719.0/719.2	720.0/720.1	720.5/720.6	851.1/852.0
LT KDA - A3K90 - APT	710.2/710.4	706.4/706.9	668.8/668.8	660.1/660.2	711.7/711.9	717.0/717.1	718.0/718.1	718.4/718.6	848.7/849.6
LTs KDA-APT	1422.4/1422.8	1414.8/1415.7	1339.5/1339.5	1322/1322.3	1425.4/1425.8	1436/1436.3	1438/1438.2	1438.9/1439.2	1699.8/1701.6
LT PMY - A3J70 - KDA	703.4/703.6	726.2/726.5	694.4/694.7	687.1/687.4	707.3/707.5	705.3/705.5	704.3/704.5	705.0/705.2	892.3/897.4
LT PSM - A3OC0 - KDA	840.1/840.3	863.5/863.7	831.1/831.2	823.6/823.7	844.2/844.4	842.2/842.4	841.1/841.3	841.9/842.0	1035.5/1035.5
LT SPI - A3CO0 - EPS	103.8/116.2	49.4/87.4	84.5/97.6	85.6/98.1	174.7/188.7	112.9/124.5	111.2/122.5	111.9/123.3	110.4/119.8
LT SPI - A3OC0 - EPS	103.8/116.2	49.4/87.4	84.5/97.6	85.6/98.1	----/----	112.9/124.5	111.2/122.5	111.9/123.3	110.4/119.8
LTs SPI-EPS	207.6/232.4	98.8/174.8	169/195.2	171.2/196.2	174.7/188.7	225.8/249	222.4/245	223.8/246.6	220.8/239.6
LT QPM - A3CO0 - SAU	745.1/747.5	803.0/810.5	789.3/796.8	816.0/822.7	810.9/817.2	813.1/819.5	852.3/858.2	796.3/803.2	1235.7/1244.4
LT QPM - A3OC0 - SAU	607.7/610.5	654.1/661.9	643.0/650.8	664.8/672.0	660.7/667.4	662.5/669.3	694.5/700.9	648.8/656.0	1006.9/1016.3
LTs QPM-SAU	1352.8/1358	1457.1/1472.4	1432.3/1447.6	1480.8/1494.7	1471.6/1484.6	1475.6/1488.8	1546.8/1559.1	1445.1/1459.2	2242.6/2260.7
LT SAU - A3CE0 - TUL	----/----	536.1/538.3	539.5/541.9	549.7/552.1	547.6/549.6	546.0/548.0	545.6/548.0	544.0/546.2	431.1/443.2
LT SAU - A3EC0 - TUL	849.9/850.7	631.4/633.3	635.5/637.6	647.5/649.5	645.0/646.6	643.0/644.7	642.6/644.7	640.7/642.6	508.9/521.7
LTs SAU-TUL	849.9/850.7	1167.5/1171.6	1175/1179.5	1197.2/1201.6	1192.6/1196.2	1189/1192.7	1188.2/1192.7	1184.7/1188.8	940/964.9
LT ANP - A3EN0 - SPI	362.7/368.2	538.8/539.5	357.7/363.0	355.6/360.9	367.0/371.3	363.7/369.0	359.9/365.4	362.7/368.1	439.5/442.0
LT ANP - A3NE0 - SPI	362.7/368.2	----/----	357.7/363.0	355.6/360.9	367.0/371.3	363.7/369.0	359.9/365.4	362.7/368.1	439.5/442.0
LTs ANP-SPI	725.4/736.4	538.8/539.5	715.4/726	711.2/721.8	734/742.6	727.4/738	719.8/730.8	725.4/736.2	879/884
LT APT - 93ER0 - LNT	206.2/206.2	202.2/202.3	244.5/244.6	219.8/219.8	207.5/207.5	209.8/209.8	210.6/210.6	211.0/211.0	236.5/236.6
LT APT - 93RE0 - LNT	214.3/214.4	210.2/210.2	254.3/254.3	228.5/228.5	215.7/215.7	218.1/218.1	218.9/218.9	219.3/219.4	245.9/246.0
LTs APT-LNT	420.5/420.6	412.4/412.5	498.8/498.9	448.3/448.3	423.2/423.2	427.9/427.9	429.5/429.5	430.3/430.4	482.4/482.6
LT SPI - 93650 - VDR	35.4/35.6	23.5/24.2	38.6/38.8	37.8/37.9	39.2/39.6	52.5/52.8	33.5/33.7	34.0/34.2	52.0/52.1
LT SPI - 93660 - VDR	35.2/35.4	23.4/24.1	38.4/38.6	37.5/37.7	39.0/39.4	52.2/52.6	33.3/33.6	33.8/34.1	51.7/51.8
LT SPI - 93CO0 - SPA	104.7/105.7	85.8/88.3	124.0/124.8	120.8/121.7	110.4/111.7	----/----	91.5/92.6	93.3/94.4	168.5/169.0
LT SPI - 93OC0 - SPA	104.7/105.7	85.8/88.3	124.0/124.8	120.8/121.7	110.4/111.7	139.3/140.1	91.5/92.6	93.3/94.4	168.5/169.0
LTs SPI-SPA 230 KV	209.4/211.4	171.6/176.6	248/249.6	241.6/243.4	220.8/223.4	139.3/140.1	183/185.2	186.6/188.8	337/338
LT LDE - 93100 - QRO	214.7/214.7	203.8/203.8	225.9/225.9	224.3/224.3	217.5/217.5	209.7/209.7	251.7/251.7	248.9/248.9	254.1/254.2
LT LDE - 93300 - QRP	161.9/162.0	152.8/153.2	174.9/175.2	172.4/172.6	165.7/166.1	157.9/158.3	191.7/191.9	202.4/202.6	196.2/196.2
LT LDE - 93250 - STF	236.9/236.9	226.0/226.1	248.7/248.7	246.6/246.7	239.6/239.7	231.6/231.7	272.7/272.7	270.6/270.6	274.9/274.9
LT SPA - 93OC0 - QRP	188.5/188.5	177.4/177.5	204.6/204.7	201.5/201.5	193.4/193.5	183.8/183.9	225.7/225.7	----/----	230.5/230.8
LT SPA - 93OC0 - SAU	200.7/200.7	187.6/187.7	209.4/209.4	209.2/209.2	202.4/202.4	194.7/194.8	----/----	226.0/226.0	246.7/247.0
LT MSL - 93RE0 - AGS	108.6/108.6	99.5/99.5	101.1/101.2	103.4/103.5	109.0/109.0	110.4/110.4	112.4/112.4	112.2/112.2	97.1/100.2
LT MSL - 93OC0 - APT	179.2/179.4	167.3/167.5	176.5/177.0	174.7/175.2	180.0/180.2	182.4/182.6	184.7/184.9	184.6/184.8	174.1/178.0
SPI-400/230 AT OC	154.9/155.0	125.8/128.2	167.1/167.2	164.5/164.6	170.0/170.4	146.6/146.7	146.3/146.3	147.9/148.0	209.6/210.9
SPI-400/230 AT CO	149.3/149.3	121.4/123.5	161.1/161.1	158.6/158.6	163.9/164.2	141.3/141.3	141.0/141.0	142.6/142.6	202.2/203.3
HDVC RGM-SAU	1509.0/1511.0	1508.9/1511.9	1508.9/1511.9	1508.9/1511.7	1508.9/1509.9	1508.9/1509.9	1508.9/1511.8	1508.9/1511.9	----/----

CUADRO 12.2.12 TENSIÓN EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 230 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]									
Buses monitoreados	Caso Base	LT TED-A3J00-MZD	LT KDA-A3J70-PMY	LT APT-A3K90-KDA	LT QPM-A3OC0-SAU	LT QPM-A3CO0-SAU	LT ITC-A3N20-APT	LT KDA-A3J30-EPS	LT KDA-A3OC0-PSM
APT-400	401	399	400	400	401	401	399	400	399
KDA-400	402	400	400	401	402	402	401	401	399
PMY-400	405	403	403	405	405	405	405	405	401
SPI-230	231	231	231	231	231	231	231	231	231
SPI-400	402	401	400	401	402	402	401	401	400
POS-400	398	397	398	398	398	398	396	398	398
LNC-230	227	226	227	227	227	227	226	227	227
LFR-400	400	399	400	400	400	400	398	400	400
STM-400	401	400	401	401	401	400	400	401	401
QRP-400	401	400	401	401	400	400	400	401	400
QRO-230	228	228	228	228	228	228	228	228	228
QRP-230	230	229	229	229	229	229	229	230	229
LDE-230	231	231	231	231	231	231	231	231	231
SPA-230	231	231	231	231	231	231	231	231	231
SAU-230	229	229	229	229	229	229	229	229	229
SAU-400	402	401	402	402	402	402	401	402	402
MES-400	401	401	400	401	401	401	401	401	400

... Continuación

CUADRO 12.2.12 TENSIÓN EN LOS NODOS CON LA RED ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PILA-SAN LUIS DE LA PAZ-EL SAUZ EN 230 KV Y EL 1ª POLO HVDC REGIOMONTANO-EL SAUZ

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]									
Buses monitoreados	LT TUL-A3CE0-SAU	LT SPI-A3NE0-ANP	LT APT-A3M00-POS	LT APT-A3OC0-CTM	LT EPS-A3OC0-SPI	LT SPI-93CO0-SPA	LT SPA-93OC0-SAU	LT SPA-93OC0-QRP	Disparo HVDC RGM-SAU
APT-400	401	401	400	399	401	401	401	401	391
KDA-400	402	401	401	401	402	402	402	402	391
PMY-400	405	404	405	405	405	405	405	405	393
SPI-230	231	230	231	231	231	231	231	231	229
SPI-400	402	398	401	401	400	402	402	402	395
POS-400	398	398	395	396	398	398	398	398	388
LNC-230	227	227	225	226	227	227	227	227	221
LFR-400	399	400	398	398	400	400	400	400	391
STM-400	400	401	400	400	401	401	400	401	393
QRP-400	399	401	400	400	401	401	400	400	392
QRO-230	227	228	228	228	228	228	227	228	224
QRP-230	229	230	229	229	230	230	229	229	225
LDE-230	231	231	231	231	231	231	231	231	228
SPA-230	231	231	231	231	231	231	231	231	228
SAU-230	228	229	229	229	229	229	229	229	225
SAU-400	400	402	401	401	402	402	401	402	393
MES-400	401	400	401	401	401	401	401	401	394

Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión del voltaje, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en las compuertas de flujo. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una subestación eléctrica a la que se conecta la línea de transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Comparativo de disparo de un Polo en los enlaces de Corriente Directa y disparo de un circuito Lerdo-Camargo II

La figura 12.2.7 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores asociados a la propuesta de ampliación, para la alternativa de Corriente Alterna (1) compuesto de cinco circuitos, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + 2 LT CGD-LED. En la alternativa de Corriente Directa (2) compuesto de tres circuitos y el Bipolo correspondiente, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + Bipolo de CD.

Se observa que, en los corredores de flujo, se tiene un comportamiento igual ante la falla para ambas alternativas.

La figura 12.2.8 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa y Alterna de las aperturas angulares entre unidades de Guaymas, Juárez y Chihuahua con una unidad en la región de Guadalajara. Se puede apreciar que ante la contingencia de un polo de Corriente Directa se tiene una mayor apertura angular en la primera oscilación, 15° contra 5° de la alternativa de Corriente Alterna ya que se tiene que transmitir una mayor cantidad de potencia activa con menor red de Corriente Alterna. El comportamiento en la apertura angular muestra una gran robustez en las dos alternativas propuestas.

La figura 12.2.9 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de la GCR Norte, se observa una sobretensión transitoria al liberar la falla en la alternativa en Corriente Directa.

FIGURA 12.2.7 COMPARACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LA COMPUERTA ENLACE CHIHUAHUA, ANTE PÉRDIDA DE UN POLO ENLACE CD EL ENCINO-LERDO VS. DISPARO DE UNA LT CAMARGO II-LERDO

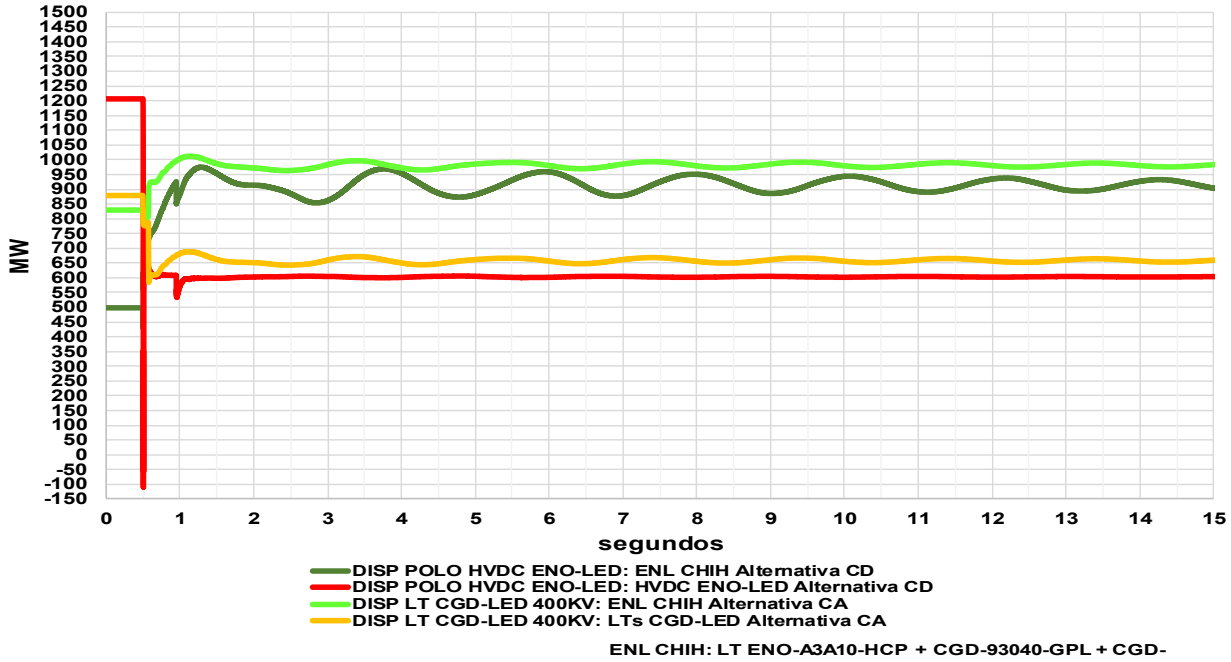


FIGURA 12.2.8 COMPARACIÓN DE LA APERTURA ANGULAR ENTRE UNIDADES DEL NORTE Y OCCIDENTE DEL PAÍS, ANTE PÉRDIDA DE UN POLO ENLACE CD EL ENCINO-LERDO VS. DISPARO DE UNA LT CAMARGO II-LERDO

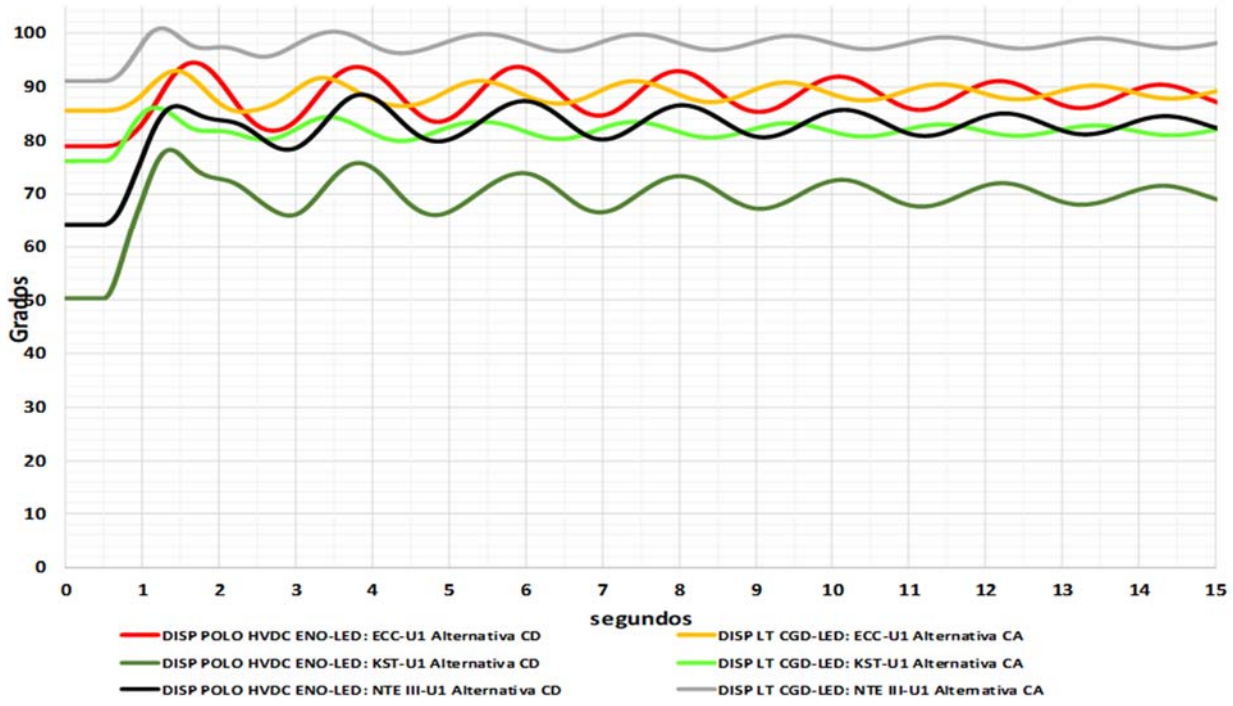
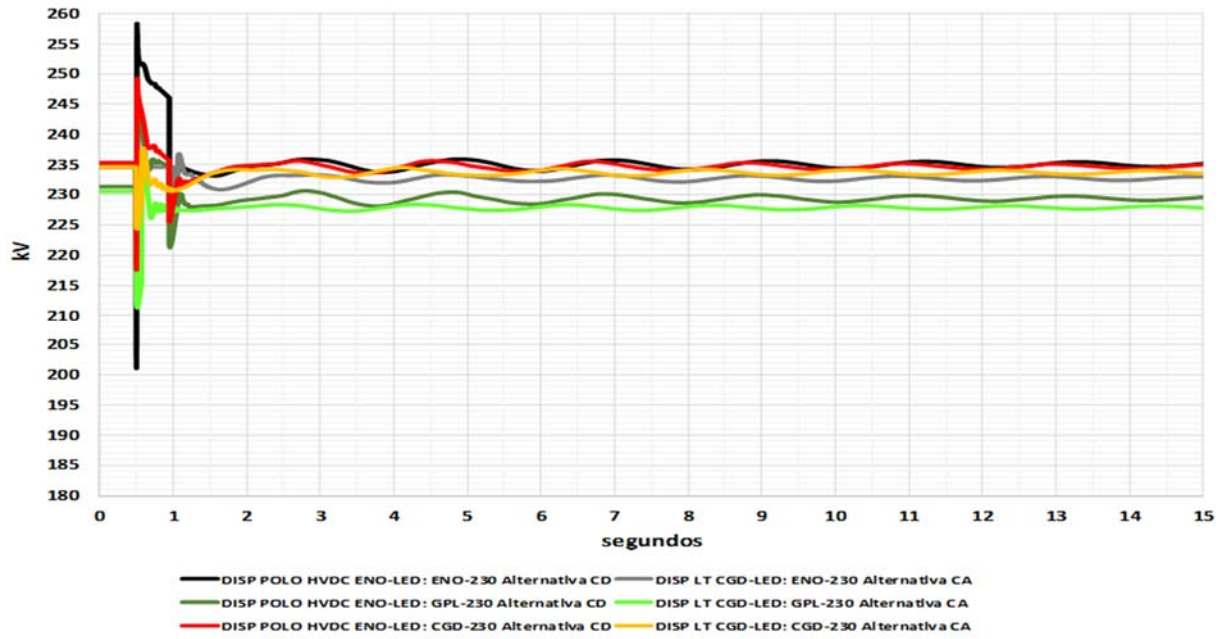


FIGURA 12.2.9 TENSIÓN EN NODOS DE LA GCR NORTE EN 230 KV, ANTE PÉRDIDA DE UN POLO ENLACE CD EL ENCINO-LERDO VS. DISPARO DE UNA LT CAMARGO II-LERDO



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica El Encino y liberación con disparo de LT A3A10 en 400 kV entre las SE El Encino y Hércules Potencia

La figura 12.2.10 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores asociados a la propuesta de ampliación, para la alternativa de Corriente Alterna (1) compuesto de cinco circuitos, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + 2 LT CGD-LED. En la alternativa de Corriente Directa (2) compuesto de tres circuitos y el Bipolo correspondiente, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + Bipolo de CD.

Se observa que, en los corredores de flujo, se tiene un comportamiento igual ante la falla para ambas alternativas.

La figura 12.2.11 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa y Alterna de las aperturas angulares entre unidades de Guaymas, Juárez y Chihuahua con una unidad en la región de Guadalajara. Se puede apreciar que ante la contingencia de un polo de Corriente Directa se tiene una apertura angular en la primera oscilación mayor en 10° a la alternativa de Corriente Alterna, ya que se tiene que transmitir una mayor cantidad de potencia activa con menor red de Corriente Alterna. El comportamiento en la apertura angular muestra una gran robustez en las dos alternativas propuestas.

La figura 12.2.12 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de la GCR Norte, se observa una sobretensión transitoria al liberar la falla en la alternativa de Corriente Directa.

FIGURA 12.2.10 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LA NORTE-NORESTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MOCTEZUMA Y EL ENCINO

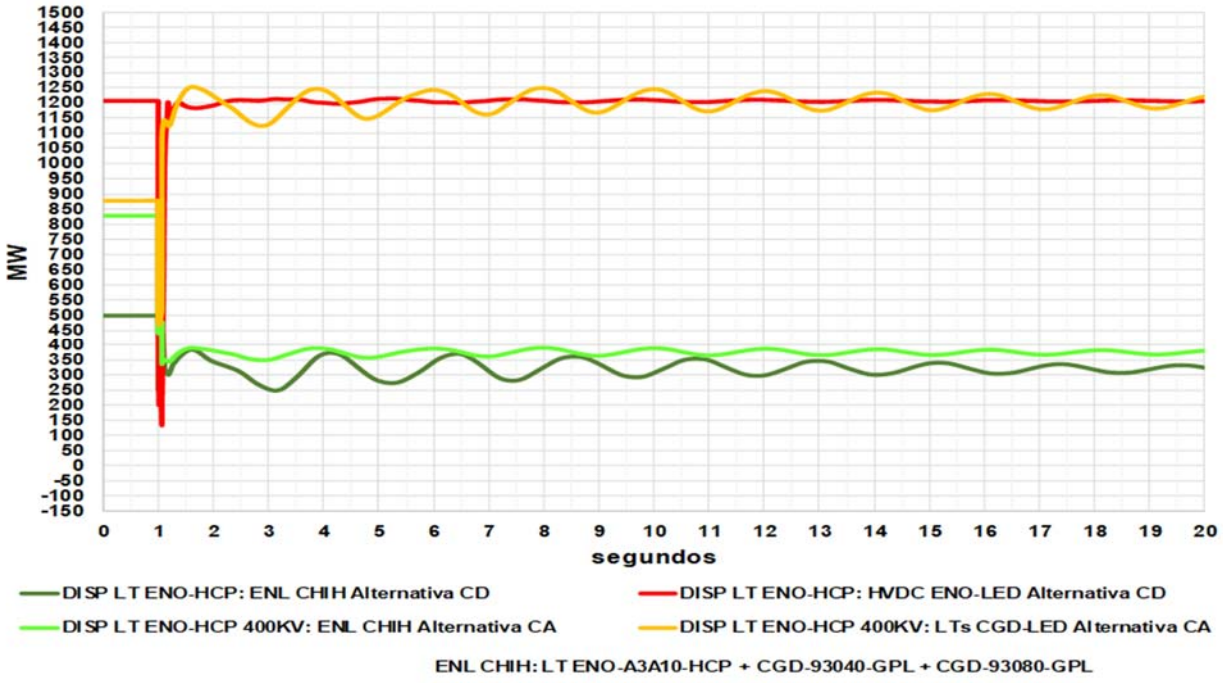


FIGURA 12.2.11 APERTURA ANGULAR ENTRE UNIDADES DEL NORTE Y OCCIDENTE DEL PAIS ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MOCTEZUMA Y EL ENCINO

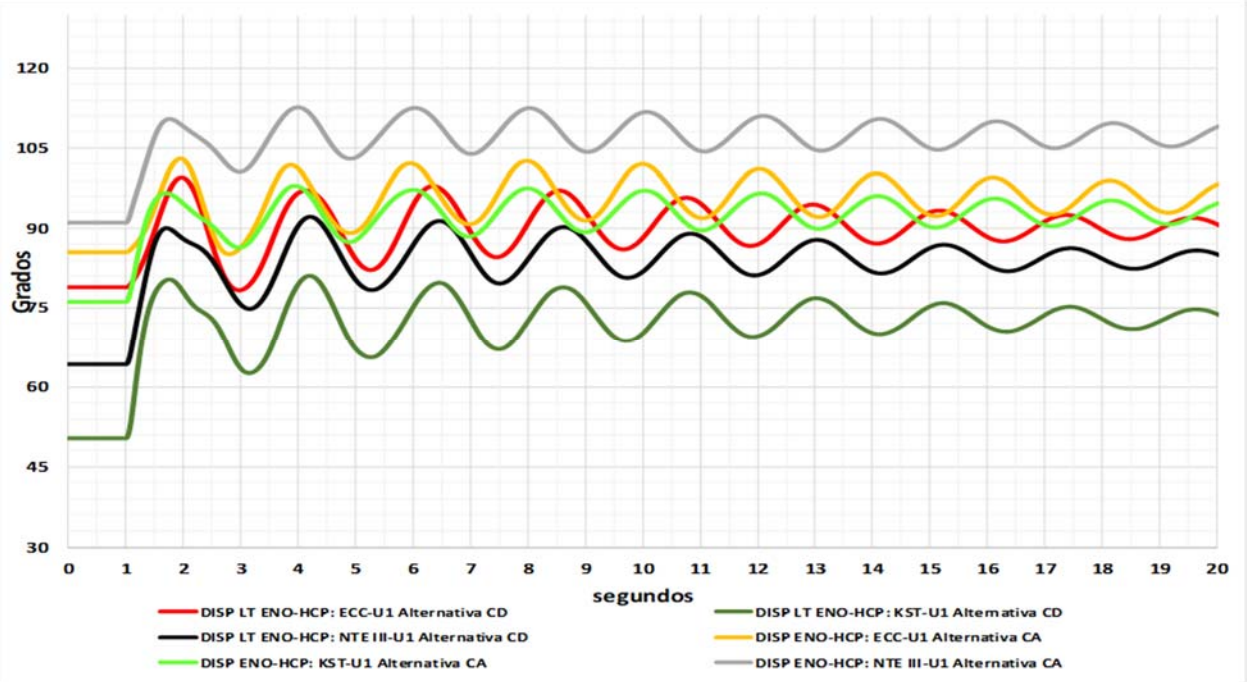
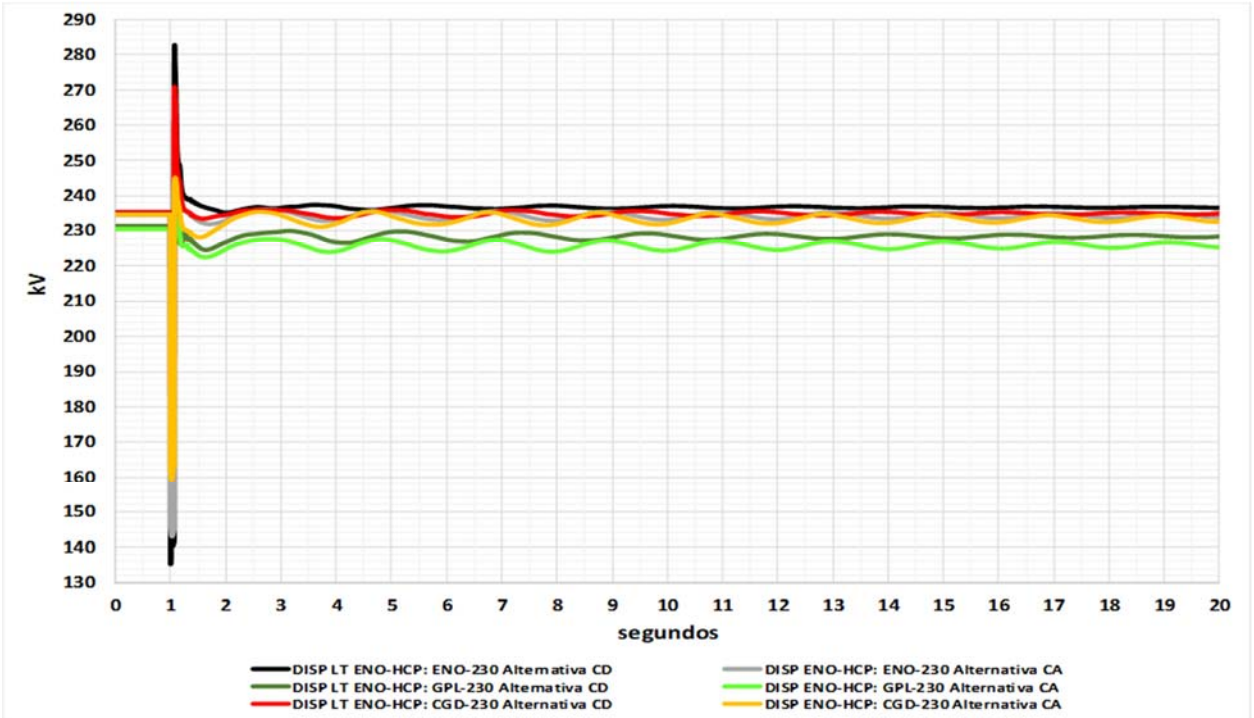


FIGURA 12.2.12 TENSIÓN EN LA BARRA DE 230 KV EN LA GCR NORTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MOCTEZUMA Y EL ENCINO



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica El Castillo y liberación con disparo de LT en 400 kV entre las SE Castillo y Nuevo Casas Grandes

La figura 12.2.13 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores que interconectan al estado de Chihuahua con otras regiones, para la alternativa de Corriente Alterna (1) compuesto de cinco circuitos, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + 2 LT CGD-LED. En la alternativa de Corriente Directa (2) compuesto de tres circuitos y el Bipolo correspondiente, 1 LT ENO-HCP + 2 LT CGD-GPL + Bipolo de CD.

Se observa que, en los corredores de flujo, se tiene un comportamiento igual ante la falla para ambas alternativas.

La figura 12.2.14 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa y Alterna de las aperturas angulares entre unidades de Guaymas, Juárez y Chihuahua con una unidad en la región de Guadalajara. El comportamiento en la apertura angular muestra una gran robustez en las dos alternativas propuestas.

La figura 12.2.15 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de la GCR Norte, se observa una sobretensión transitoria al liberar la falla en ambas alternativas.

FIGURA 12.2.13 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LA NORTE-NORESTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE CASTILLO Y NUEVO CASAS GRANDES

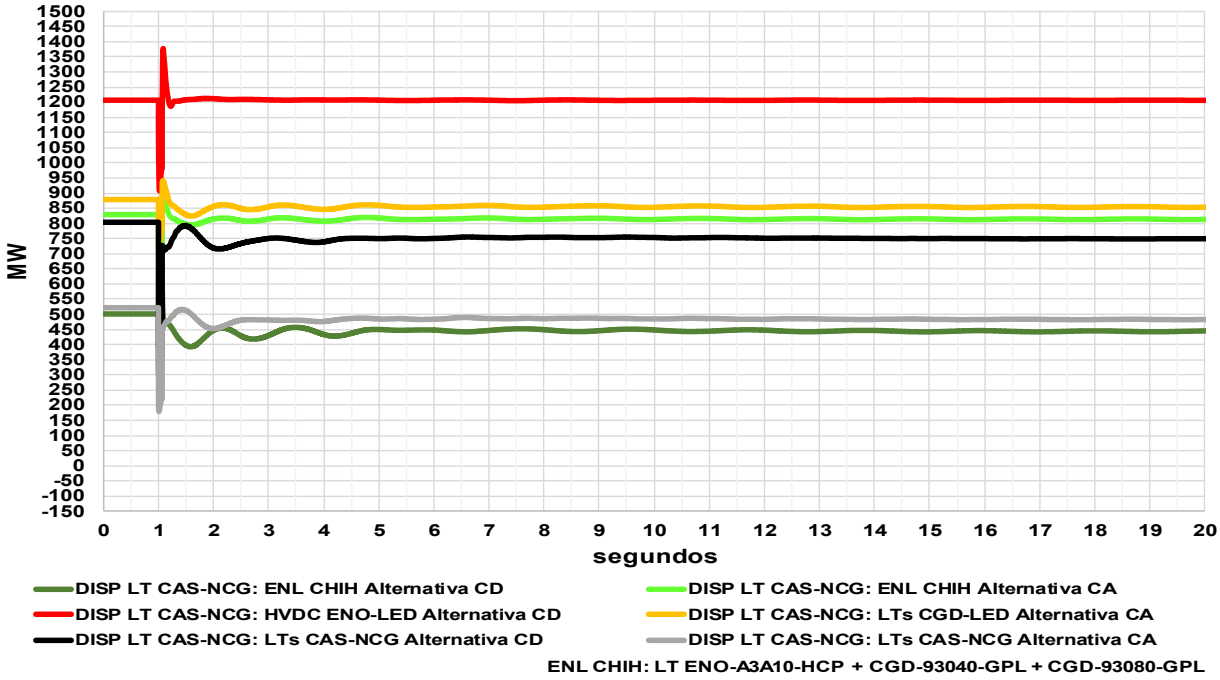


FIGURA 12.2.14 APERTURA ANGULAR ENTRE UNIDADES DEL NORTE Y OCCIDENTE DEL PAIS ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE CASTILLO Y NUEVO CASAS GRANDES

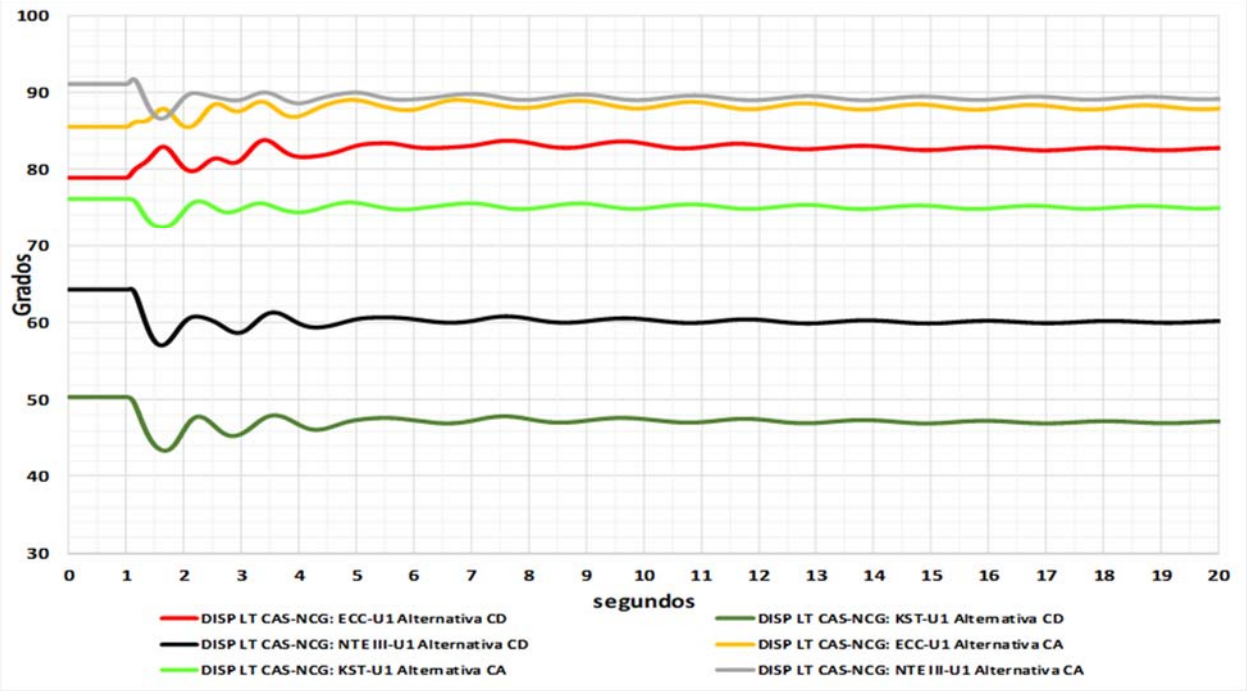
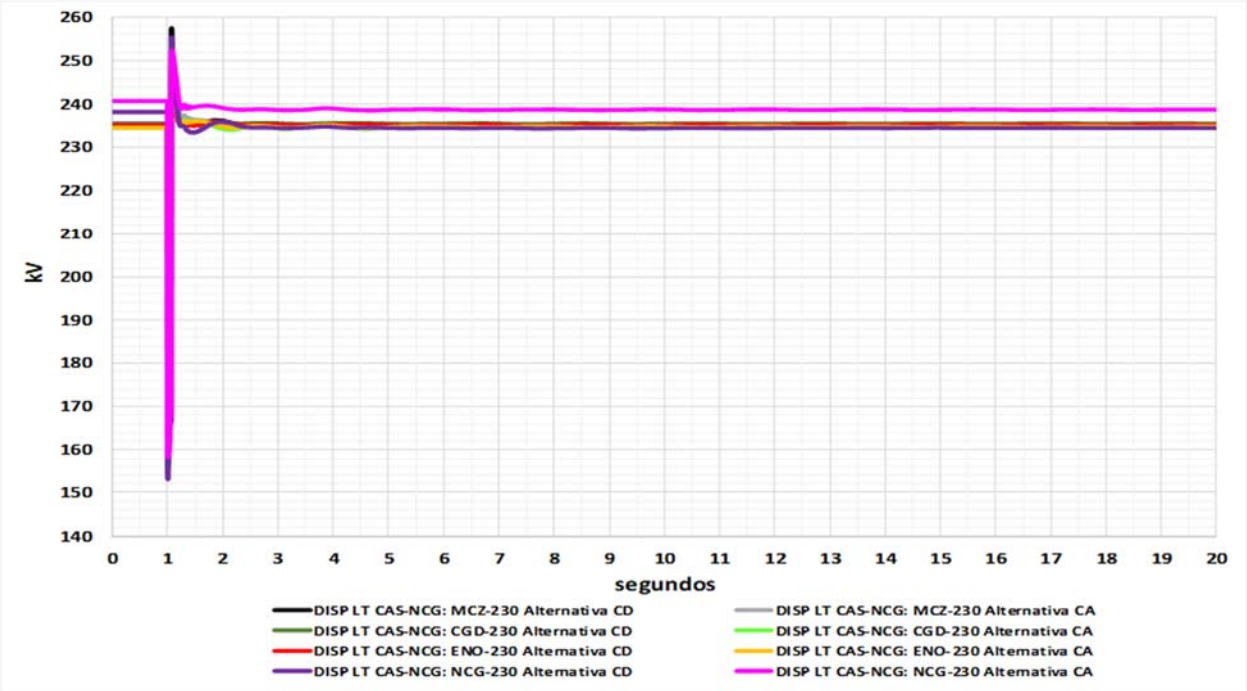


FIGURA 12.2.15 TENSIÓN EN LA BARRA DE 230 KV EN LA GCR NORTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE CASTILLO Y NUEVO CASAS GRANDES



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Tepic II y liberación con disparo de una LT en 400 kV entre las SE Mazatlán II y Tepic II

La figura 12.2.16 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores de transmisión que interconectan a las regiones de Mazatlán y Durango con otras regiones, para la alternativa de Corriente Alterna en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz Martínez y Calera II, así como la alternativa en 230 kV en doble circuito entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz Martínez y Calera II.

Se observa que, en los corredores de flujo, se tiene un comportamiento similar ante la falla para ambas alternativas.

La figura 12.2.17 muestra la comparación de resultados de las alternativas de las aperturas angulares entre unidades de Durango, Guaymas y Chihuahua con una unidad en la región de Guadalajara. Se puede observar que la red en 230 kV tiene un amortiguamiento más lento, lo cual se corrige con la re-sintonización de los controles de las unidades en la región.

La figura 12.2.18 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de las regiones de Durango y Zacatecas, se observa un comportamiento similar en ambas alternativas.

FIGURA 12.2.16 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA CORREDORES DE TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTAN LAS REGIONES DE MAZATLÁN Y DURANGO ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MAZATLÁN II Y TEPIC II

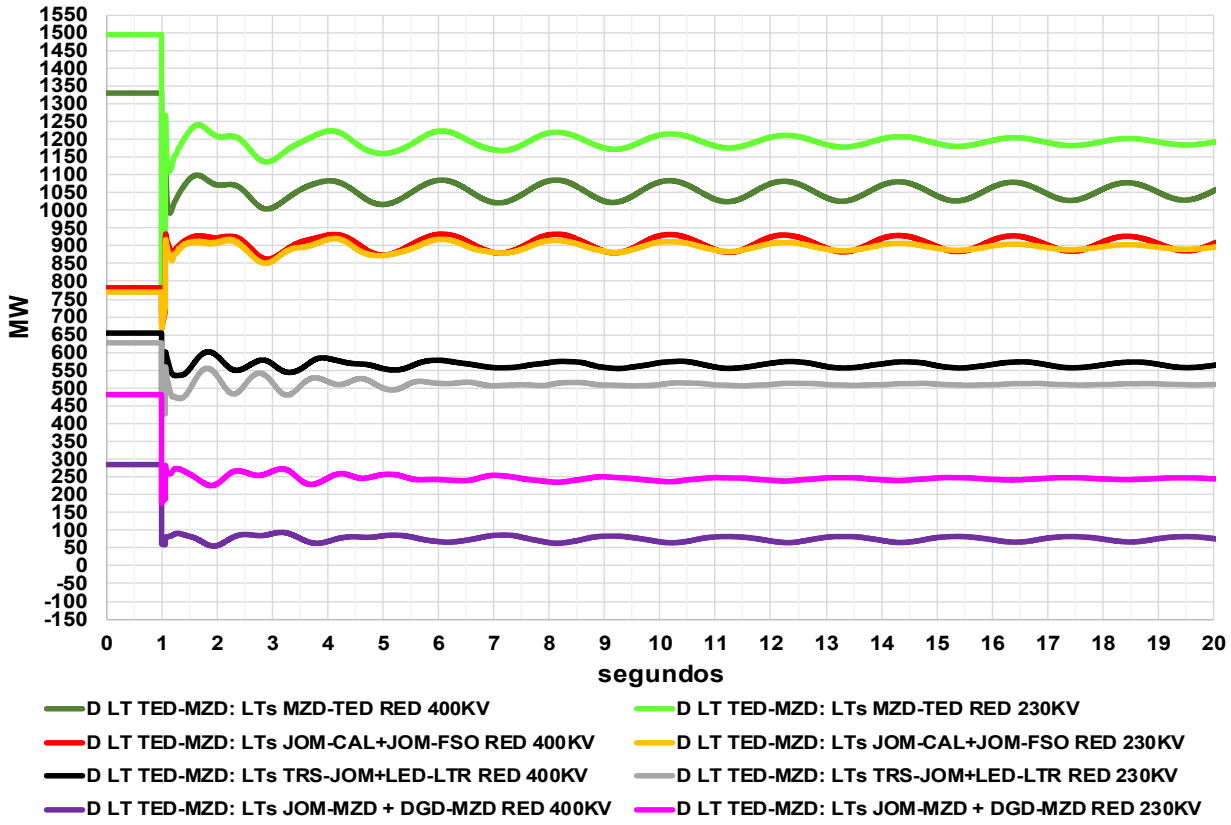


FIGURA 12.2.17 APERTURA ANGULAR ENTRE UNIDADES DEL NORTE Y OCCIDENTE DEL PAIS ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MAZATLÁN II Y TEPIC II

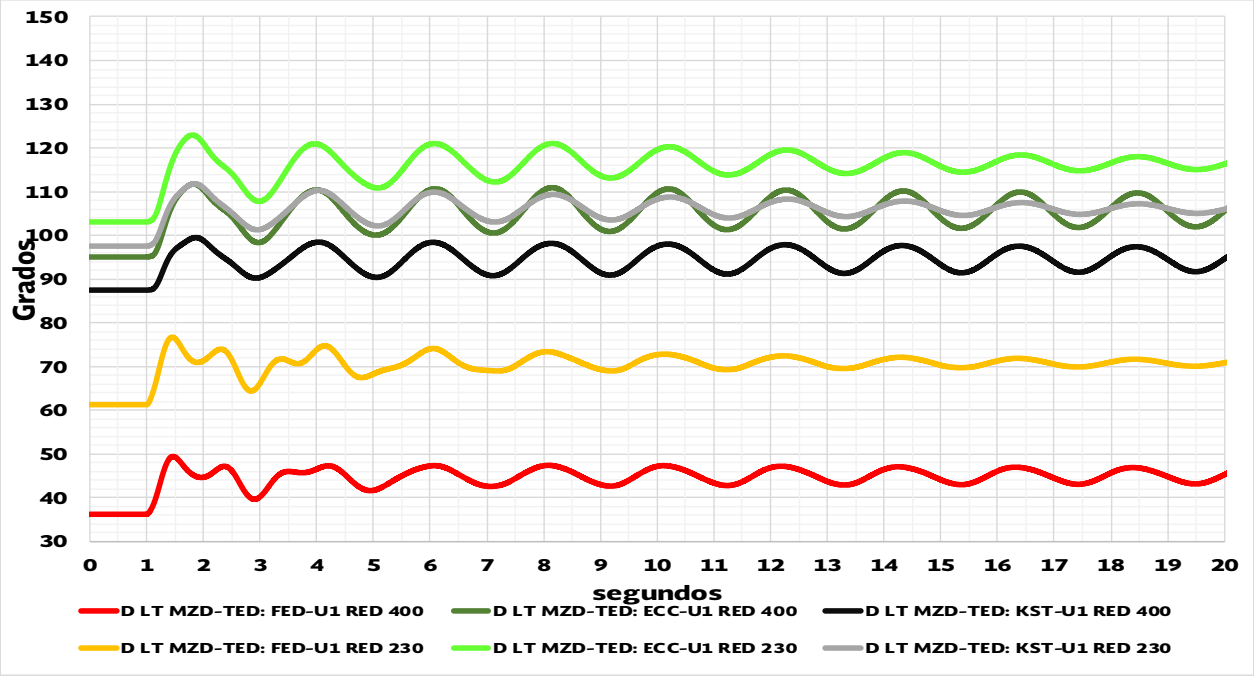
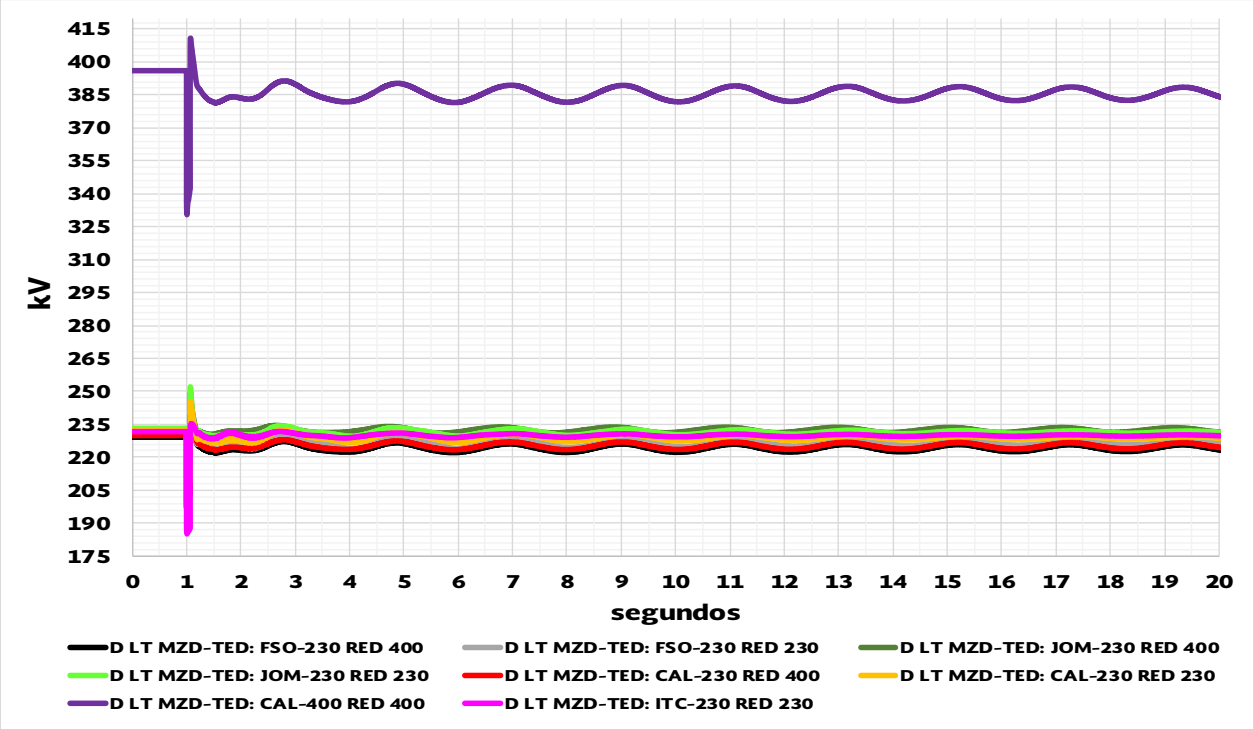


FIGURA 12.2.18 TENSIÓN EN LA BARRA DE 230 KV EN LAS GCR NORTE Y OCCIDENTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE MAZATLÁN II Y TEPIC II



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Jerónimo Ortiz y liberación con disparo de una LT en 400 kV entre las SE Jerónimo Ortiz y Mazatlán II

La figura 12.2.19 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores de transmisión que interconectan a las regiones de Mazatlán y Durango con otras regiones, para la alternativa de Corriente Alterna en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera, así como la alternativa en 230 kV en doble circuito entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera.

Se observa que, en los corredores de flujo, se tiene un comportamiento similar ante la falla para ambas alternativas.

La figura 12.2.20 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de las regiones de Durango y Zacatecas, se observa un comportamiento similar en ambas alternativas.

FIGURA 12.2.19 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA CORREDORES DE TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTAN LAS REGIONES DE MAZATLÁN Y DURANGO ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE JERÓNIMO ORTIZ Y MAZATLÁN II

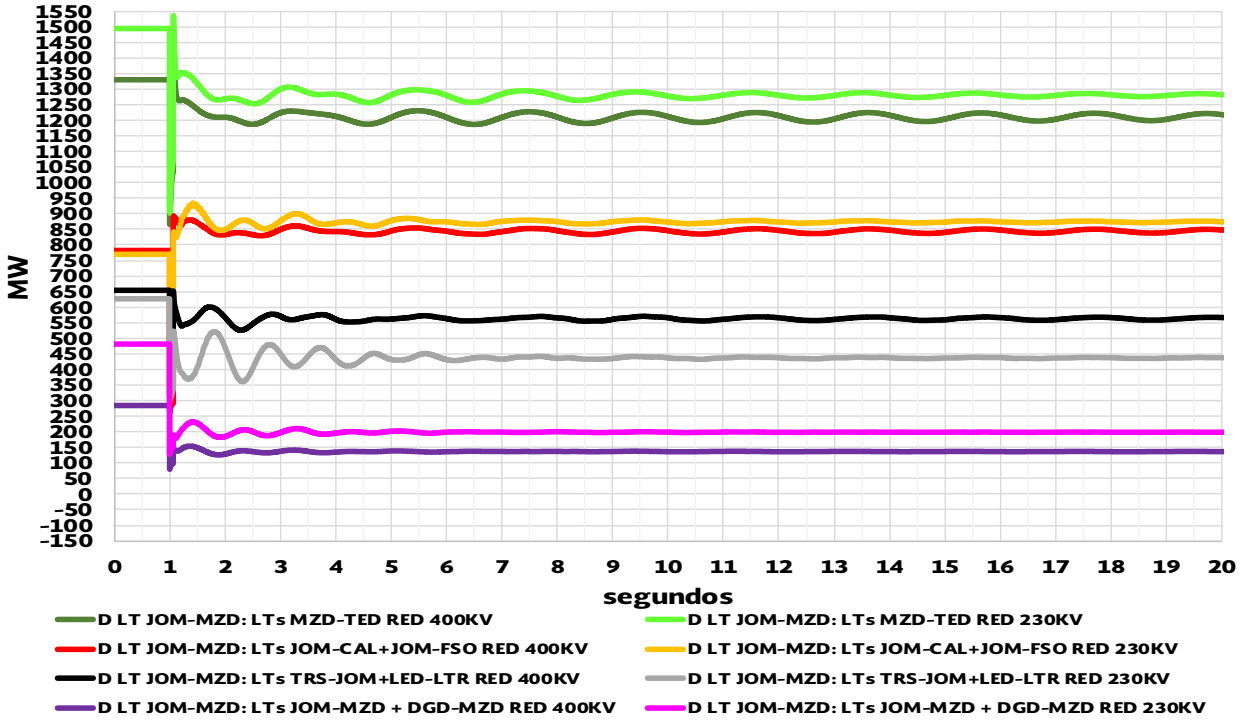
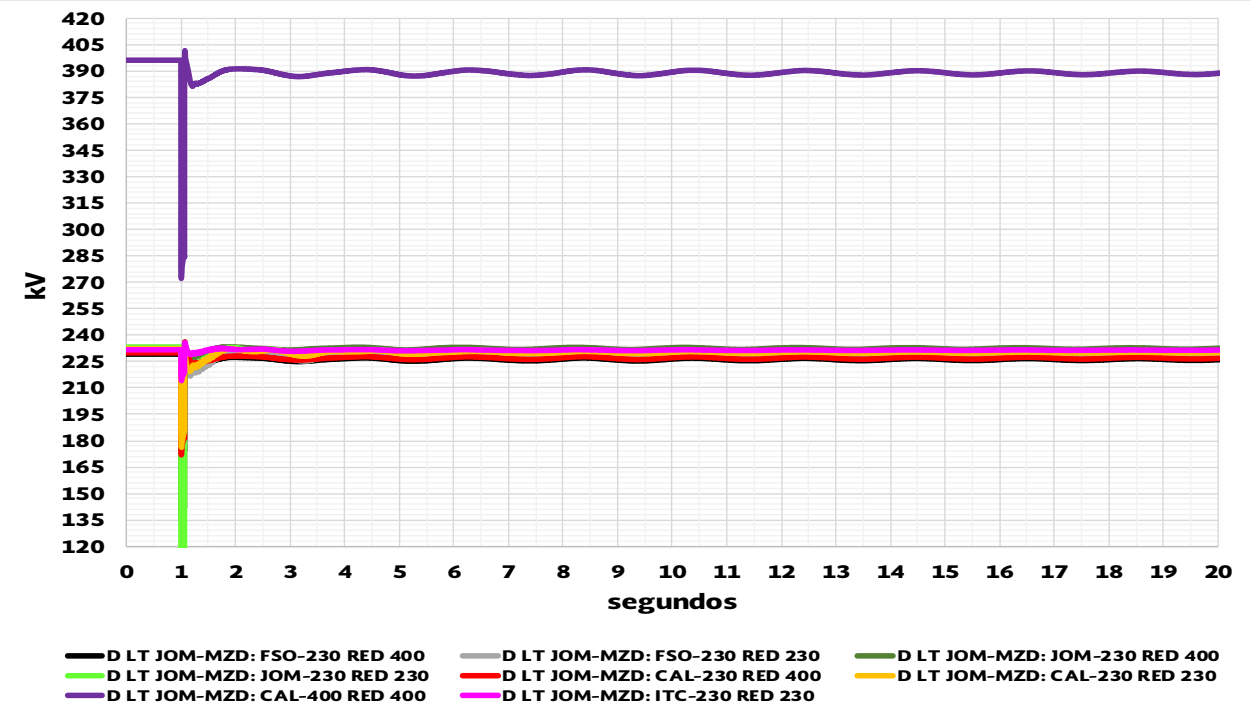


FIGURA 12.2.20 TENSIÓN EN LA BARRA DE 230 KV EN LAS GCR NORTE Y OCCIDENTE ANTE DISPARO DE LT EN 400 KV ENTRE LAS SE JERÓNIMO ORTIZ Y MAZATLÁN II



Comparación de falla trifásica en la barra de 230 o 400 kV de la Subestación Eléctrica Jerónimo Ortiz y liberación con disparo de una LT en 230 o 400 kV entre las SE Jerónimo Ortiz y Calera

La alternativa en 400 kV sólo tiene el tendido del primer circuito entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera. La alternativa de 230 kV tiene el tendido de dos circuitos para transmitir la misma potencia activa.

La figura 12.2.21 muestra el comportamiento del flujo de potencia en los corredores de transmisión que interconectan a las regiones de Mazatlán y Durango con otras regiones, para la alternativa de Corriente Alterna en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera, así como la alternativa en 230 kV en doble circuito entre las subestaciones eléctricas Jerónimo Ortiz y Calera.

Se observa que, en los corredores de flujo, que en el corredor paralelo MZD-TED el flujo de potencia activa post-contingencia alcanza un valor similar.

La figura 12.2.22 muestra el comportamiento de la tensión en la red de 230 kV de las regiones de Durango y Zacatecas, se observa un comportamiento similar en ambas alternativas.

FIGURA 12.2.21 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA CORREDORES DE TRANSMISIÓN QUE INTERCONECTAN LAS REGIONES DE MAZATLÁN Y DURANGO ANTE DISPARO DE LT EN 230 O 400 KV ENTRE LAS SE JERÓNIMO ORTIZ Y CALERA

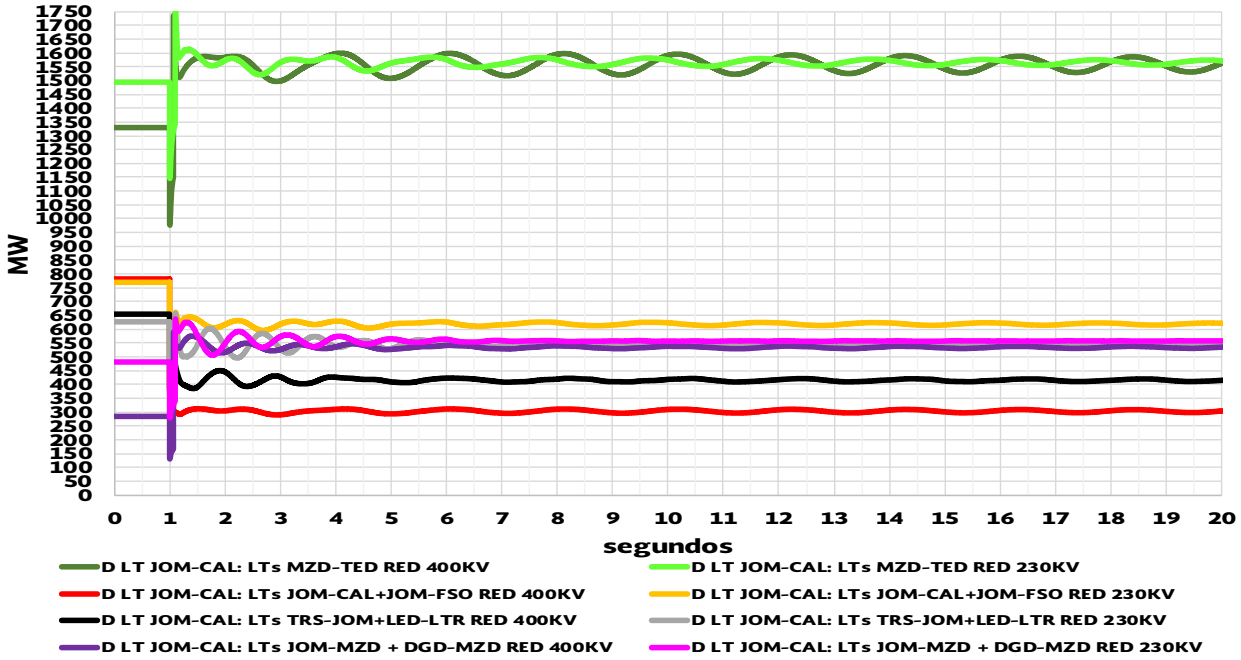
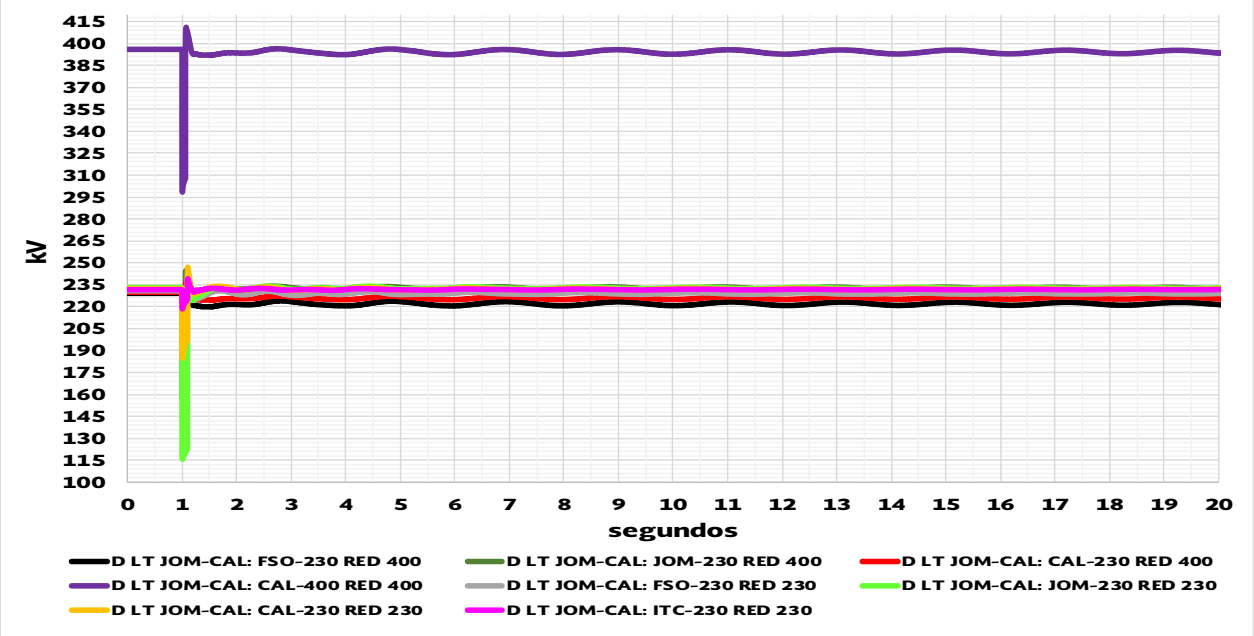


FIGURA 12.2.22 TENSIÓN EN LA BARRA DE 230 KV EN LAS GCR NORTE Y OCCIDENTE ANTE DISPARO DE LT EN 230 O 400 KV ENTRE LAS SE JERÓNIMO ORTIZ Y CALERA



Análisis Económico Noroeste-Norte-Noreste

Para el cumplimiento de las metas de energías limpias establecidas en la LTE, se requiere desarrollar la red de transmisión para transportar la energía eléctrica producida con recursos renovables, de las regiones donde se ubican hacia los grandes centros de demanda del país.

En el sistema interconectado norte se tiene un alto potencial de recursos eólicos y solares, lo que propicia la instalación de parques de generación eólicos y de solar fotovoltaica. Sonora, Chihuahua, y Coahuila cuentan con un alto potencial de generación solar. En particular, en el corredor Laguna - Saltillo se ubica un alto potencial eólico y solar.

La red de transmisión Noroeste-Norte-Noreste permitirá la integración de la generación renovable y convencional de estas regiones del país hacia los grandes centros de carga, con una importante contribución al cumplimiento de las metas de energías limpias.

La generación renovable que se integrará al sistema eléctrico, además de la convencional, proporcionará beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, y beneficios ambientales por la disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación en centrales con bajas eficiencias de conversión.

Transferencias de potencia esperadas en los distintos bloques de la red analizada

Alternativa 1. Red de Transmisión en CA Noroeste-Norte-Noreste

Esta red de transmisión está compuesta por los siguientes enlaces en CA:

- Cananea-Moctezuma
- Moctezuma-Chihuahua
- Chihuahua-Laguna
- Mochis – Culiacán
- Hermosillo – Cananea
- Laguna-Saltillo

Los cuadros 12.2.13-12.2.24 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

El enlace Cananea – Moctezuma alcanzará su capacidad máxima de 1,050 MW con mayor frecuencia durante el cuatrimestre marzo-junio, seguido del cuatrimestre noviembre-febrero.

El enlace Moctezuma – Chihuahua en los años 2031 y 2032 llegará a su capacidad máxima en el cuatrimestre julio-octubre.

El enlace Chihuahua – Laguna alcanzará su capacidad máxima en los cuatrimestres noviembre-febrero y marzo-junio, particularmente a finales del periodo de estudio, y tendrá un factor de utilización promedio del 51%, 47% y 64% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Mochis – Culiacán alcanzará su capacidad máxima prácticamente en todos los cuatrimestres y llegará a tener un factor de utilización promedio del 68%, 77% y 74% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Hermosillo-Cananea tendrá, la mayor parte del tiempo, transferencias de potencia de Cananea a Hermosillo; alcanzará su capacidad máxima de transmisión en todos los cuatrimestres a finales del periodo de estudio y llegará a tener factores de utilización promedio del 55%, 35% y 46% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Laguna – Saltillo alcanzará su máxima capacidad de transferencia en el cuatrimestre noviembre-febrero y tendrá un factor de utilización promedio del 51%, 41% y 49% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

CUADRO 12.2.13 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE CANANEA-MOCTEZUMA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**417**	**341**	**478**	**633**	**544**	**540**	**448**	**306**	**373**	**651**	**639**
01_PICO	259	75	506	820	655	654	567	246	267	668	568
02_MEDIO	235	84	488	799	636	613	570	260	252	715	591
03_MEDIO	-55	-484	-240	6	-243	-194	-196	-436	-265	-75	-202
04_MEDIO	831	956	891	926	563	830	556	190	486	814	866
05_MEDIO	192	11	412	666	518	576	525	321	497	556	519
06_MEDIO	465	562	663	998	654	732	713	55	40	682	677
07_BASE	877	215	144	214	539	180	10	633	808	1,050	1,050
MAR-JUN	**645**	**570**	**819**	**962**	**859**	**864**	**872**	**692**	**767**	**823**	**728**
01_PICO	497	430	916	1,050	1,042	1,024	946	702	730	979	1,021
02_MEDIO	454	435	922	1,050	1,050	984	914	635	698	965	1,007
03_MEDIO	428	287	294	547	378	513	435	259	507	570	558
04_MEDIO	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	819	1,050	931	805
05_MEDIO	679	777	968	1,050	1,050	1,050	1,050	836	1,003	1,050	680
06_MEDIO	705	1,006	897	1,050	989	1,050	1,050	542	495	764	758
07_BASE	704	-3	683	936	453	379	658	1,050	885	501	267
NOV-FEB	**675**	**809**	**750**	**788**	**786**	**825**	**743**	**486**	**613**	**751**	**711**
01_PICO	569	727	869	1,050	1,001	924	944	703	829	1,038	898
02_MEDIO	813	939	896	921	603	850	589	462	489	806	702
03_MEDIO	722	949	903	898	470	543	439	86	461	719	648
04_MEDIO	1,046	974	403	478	1,050	1,050	969	728	1,050	943	1,050
05_MEDIO	919	1,049	1,050	1,050	1,013	1,050	960	848	657	817	812
06_MEDIO	548	718	216	233	423	426	566	372	544	642	546
07_BASE	106	309	910	884	945	931	737	205	258	293	324

CUADRO 12.2.14 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE CANANEA-MOCTEZUMA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	40	32	46	60	52	51	43	29	36	62	61
MAR-JUN	61	54	78	92	82	82	83	66	73	78	69
NOV-FEB	64	77	71	75	75	79	71	46	58	72	68

CUADRO 12.2.15 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE MOCTEZUMA-CHIHUAHUA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**610**	**608**	**593**	**749**	**630**	**654**	**553**	**579**	**640**	**755**	**812**
01_PICO	612	600	545	916	822	892	862	593	599	357	310
02_MEDIO	556	573	491	858	764	812	825	562	578	354	282
03_MEDIO	6	-485	-614	-416	-776	-772	-1,071	-1,389	-1,260	-1,700	-1,700
04_MEDIO	971	1,165	1,169	1,280	1,001	1,332	361	74	436	824	938
05_MEDIO	425	209	-65	144	-46	-33	-131	-384	-255	-247	-485
06_MEDIO	426	504	553	855	488	516	475	-188	-251	-385	-482
07_BASE	1,273	720	712	777	513	221	143	863	1,100	1,415	1,489
MAR-JUN	**758**	**649**	**587**	**746**	**663**	**658**	**672**	**588**	**633**	**492**	**535**
01_PICO	724	633	621	807	852	898	863	652	744	469	313
02_MEDIO	694	655	639	820	874	872	847	602	729	358	317
03_MEDIO	290	83	46	236	11	98	-493	-816	-623	-689	-778
04_MEDIO	1,335	1,091	1,157	1,225	1,295	1,170	649	485	835	721	653
05_MEDIO	594	744	472	512	467	420	373	117	237	230	-266
06_MEDIO	516	782	632	745	650	664	629	104	10	-21	-615
07_BASE	1,156	558	543	878	491	485	852	1,340	1,252	956	803
NOV-FEB	**840**	**916**	**826**	**844**	**818**	**884**	**733**	**559**	**559**	**651**	**695**
01_PICO	908	797	497	635	546	437	410	117	206	368	177
02_MEDIO	987	1,175	1,213	1,311	1,079	1,405	824	735	486	865	828
03_MEDIO	879	1,165	1,200	1,269	926	1,079	1,042	727	724	753	749
04_MEDIO	1,338	1,347	865	659	898	974	974	814	1,206	1,173	1,353
05_MEDIO	762	853	817	784	712	713	588	446	216	272	-393
06_MEDIO	684	845	303	300	465	425	-230	-418	-291	-222	-350
07_BASE	317	228	886	949	1,099	1,155	1,066	659	781	901	1,014

CUADRO 12.2.16 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MOCTEZUMA-CHIHUAHUA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	36	36	35	44	37	38	33	34	38	44	48
MAR-JUN	45	38	35	44	39	39	40	35	37	29	31
NOV-FEB	49	54	49	50	48	52	43	33	33	38	41

CUADRO 12.2.17 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE CHIHUAHUA-LAGUNA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**221**	**540**	**423**	**490**	**688**	**678**	**585**	**747**	**726**	**846**	**812**
01_PICO	123	560	302	545	818	870	856	1,058	1,072	1,104	1,107
02_MEDIO	63	518	243	484	757	796	804	1,010	1,030	1,073	1,070
03_MEDIO	-223	-206	-365	-266	-82	-101	-438	-344	-262	-356	-351
04_MEDIO	300	775	758	832	1,056	1,109	457	725	953	1,200	1,124
05_MEDIO	129	405	-50	60	365	351	146	346	418	844	678
06_MEDIO	174	645	533	713	942	922	874	859	789	877	819
07_BASE	534	671	707	528	797	595	518	888	557	471	533
MAR-JUN	**150**	**500**	**289**	**387**	**737**	**726**	**506**	**679**	**713**	**865**	**672**
01_PICO	-24	333	105	251	603	638	600	820	898	1,135	905
02_MEDIO	-46	361	128	273	614	633	596	804	899	1,076	862
03_MEDIO	-197	72	-58	28	382	419	-367	-218	-114	256	163
04_MEDIO	375	716	618	673	1,157	1,076	497	811	1,081	1,200	1,200
05_MEDIO	-18	701	311	278	730	672	511	725	779	1,192	844
06_MEDIO	125	719	483	595	916	891	822	917	817	964	580
07_BASE	267	595	320	608	758	754	148	458	404	229	150
NOV-FEB	**311**	**729**	**623**	**646**	**876**	**895**	**683**	**870**	**854**	**1,029**	**943**
01_PICO	265	689	426	493	804	786	612	795	858	1,200	1,200
02_MEDIO	337	801	786	854	1,187	1,200	777	1,200	1,053	1,200	1,200
03_MEDIO	208	776	767	828	1,070	1,200	977	1,153	1,200	1,200	1,200
04_MEDIO	504	978	666	538	917	1,013	974	1,081	1,011	987	808
05_MEDIO	307	780	611	678	973	961	847	1,148	986	1,200	741
06_MEDIO	350	879	510	499	799	746	260	608	673	1,122	1,058
07_BASE	-209	197	595	631	379	362	334	104	195	297	394

CUADRO 12.2.18 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE CHIHUAHUA-LAGUNA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	18	45	35	41	57	56	49	62	60	71	68
MAR-JUN	13	42	24	32	61	61	42	57	59	72	56
NOV-FEB	26	61	52	54	73	75	57	72	71	86	79

CUADRO 12.2.19 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE MOCHIS-CULIACÁN

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**1,308**	**1,290**	**1,204**	**1,417**	**1,246**	**1,334**	**1,166**	**1,208**	**1,275**	**1,408**	**1,399**
01_PICO	1,391	1,603	1,524	1,881	1,865	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
02_MEDIO	1,338	1,587	1,484	1,840	1,817	1,839	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
03_MEDIO	629	351	370	561	325	345	98	13	179	70	96
04_MEDIO	1,661	1,900	1,900	1,900	1,396	1,743	1,113	1,199	1,516	1,900	1,900
05_MEDIO	1,028	1,088	826	1,033	942	1,000	837	790	959	1,229	1,160
06_MEDIO	1,207	1,568	1,520	1,862	1,330	1,635	1,457	1,101	971	1,261	1,151
07_BASE	1,900	930	804	842	1,046	879	853	1,553	1,503	1,598	1,685
MAR-JUN	**1,272**	**1,421**	**1,307**	**1,517**	**1,526**	**1,554**	**1,452**	**1,518**	**1,530**	**1,533**	**1,374**
01_PICO	1,298	1,464	1,508	1,808	1,879	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
02_MEDIO	1,272	1,514	1,537	1,859	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
03_MEDIO	857	883	733	919	813	876	591	528	712	821	810
04_MEDIO	1,878	1,893	1,588	1,542	1,900	1,900	1,575	1,636	1,853	1,900	1,900
05_MEDIO	1,268	1,674	1,498	1,616	1,671	1,610	1,500	1,620	1,630	1,734	1,215
06_MEDIO	1,256	1,790	1,398	1,660	1,425	1,661	1,681	1,403	1,115	1,257	876
07_BASE	1,072	727	890	1,213	1,093	1,030	1,014	1,640	1,598	1,219	1,017
NOV-FEB	**1,297**	**1,550**	**1,316**	**1,344**	**1,338**	**1,429**	**1,343**	**1,417**	**1,404**	**1,560**	**1,508**
01_PICO	1,348	1,653	1,481	1,643	1,577	1,525	1,416	1,542	1,578	1,785	1,774
02_MEDIO	1,685	1,900	1,900	1,900	1,578	1,900	1,540	1,844	1,602	1,900	1,900
03_MEDIO	1,629	1,900	1,900	1,900	1,414	1,611	1,678	1,620	1,780	1,900	1,900
04_MEDIO	1,858	1,872	962	949	1,592	1,741	1,900	1,774	1,900	1,900	1,900
05_MEDIO	1,463	1,834	1,524	1,365	1,395	1,444	1,320	1,712	1,322	1,455	1,007
06_MEDIO	787	1,129	479	546	714	688	486	620	705	901	863
07_BASE	312	564	964	1,104	1,098	1,092	1,063	804	942	1,080	1,215

CUADRO 12.2.20 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MOCHIS-CULIACÁN

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	69	68	63	75	66	70	61	64	67	74	74
MAR-JUN	67	75	69	80	80	82	76	80	81	81	72
NOV-FEB	68	82	69	71	70	75	71	75	74	82	79

CUADRO 12.2.21 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE HERMOSILLO-CANANEA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**171**	**349**	**341**	**213**	**615**	**515**	**572**	**921**	**972**	**1,019**	**1,017**
01_PICO	-10	-248	-187	80	-459	-504	-647	-1,010	-1,100	-1,100	-1,100
02_MEDIO	-20	-225	-192	72	-464	-531	-630	-982	-1,100	-1,100	-1,100
03_MEDIO	-297	-716	-785	-537	-1,090	-1,028	-1,028	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
04_MEDIO	364	442	-3	-21	-761	-550	-613	-1,023	-1,100	-1,100	-1,100
05_MEDIO	-162	-337	-251	10	-454	-387	-432	-625	-762	-1,100	-1,100
06_MEDIO	-23	84	-134	210	-457	-376	-385	-1,026	-1,100	-1,100	-1,100
07_BASE	323	-392	-837	-564	-620	-231	-270	-679	-542	-533	-522
MAR-JUN	**193**	**301**	**163**	**162**	**174**	**142**	**201**	**450**	**669**	**855**	**900**
01_PICO	205	83	202	286	-95	-158	-293	-585	-923	-1,100	-1,100
02_MEDIO	174	100	220	298	-75	-186	-313	-639	-941	-1,100	-1,100
03_MEDIO	121	-17	-323	-64	-544	-398	-215	-378	-447	-1,005	-1,004
04_MEDIO	486	685	42	-12	-81	36	148	-521	-665	-618	-533
05_MEDIO	187	292	166	254	-66	-60	-55	-263	-411	-994	-1,100
06_MEDIO	144	458	23	184	-200	-134	-127	-628	-990	-1,100	-1,100
07_BASE	30	-470	-164	39	155	23	255	136	303	-70	-360
NOV-FEB	**289**	**305**	**244**	**246**	**470**	**418**	**380**	**613**	**782**	**899**	**884**
01_PICO	100	263	88	277	-90	-159	-138	-373	-561	-979	-929
02_MEDIO	345	420	-2	-30	-719	-526	-584	-802	-1,100	-1,100	-1,100
03_MEDIO	279	456	32	-27	-828	-802	-706	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
04_MEDIO	460	331	-620	-342	-144	50	155	-626	-668	-582	-503
05_MEDIO	313	452	130	134	-225	-184	-270	-375	-882	-1,100	-1,100
06_MEDIO	-172	5	-816	-543	-673	-670	-523	-712	-857	-1,100	-1,100
07_BASE	-357	-208	19	369	609	534	284	-305	-307	-330	-357

CUADRO 12.2.22 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE HERMOSILLO-CANANEA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	16	32	31	19	56	47	52	84	88	93	92
MAR-JUN	18	27	15	15	16	13	18	41	61	78	82
NOV-FEB	26	28	22	22	43	38	35	56	71	82	80

CUADRO 12.2.23 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE LAGUNA-SALTILLO

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**399**	**468**	**506**	**577**	**678**	**674**	**662**	**789**	**781**	**827**	**889**
01_PICO	199	555	523	779	953	1,045	967	1,181	1,233	1,300	1,161
02_MEDIO	118	487	438	689	863	941	888	1,104	1,160	1,241	1,018
03_MEDIO	-801	-845	-578	-490	-450	-482	-874	-866	-808	-918	-1,239
04_MEDIO	258	669	926	1,035	1,289	1,145	592	682	866	1,155	1,141
05_MEDIO	-386	-204	-447	-348	-200	-237	-482	-384	-396	-102	-363
06_MEDIO	-521	-5	54	254	239	246	163	125	27	95	-222
07_BASE	507	509	577	446	755	623	670	1,179	975	980	1,080
MAR-JUN	**407**	**335**	**423**	**377**	**562**	**587**	**511**	**661**	**652**	**661**	**704**
01_PICO	-21	288	241	260	600	670	603	795	845	1,098	851
02_MEDIO	-43	302	260	269	628	663	605	756	859	1,032	815
03_MEDIO	-756	-623	-583	-506	-455	-448	-840	-793	-719	-495	-672
04_MEDIO	592	530	811	886	1,246	1,222	750	1,041	922	1,058	1,091
05_MEDIO	-567	51	-267	-9	-19	-69	-226	-212	-174	95	-308
06_MEDIO	-633	-76	-113	-48	141	136	62	74	-81	40	-447
07_BASE	240	478	685	663	847	900	490	956	962	808	742
NOV-FEB	**372**	**403**	**593**	**620**	**746**	**712**	**679**	**736**	**677**	**761**	**724**
01_PICO	-199	120	-56	9	154	113	-46	54	84	369	330
02_MEDIO	306	708	1,104	1,199	1,300	1,300	1,128	1,252	1,082	1,193	1,217
03_MEDIO	501	673	1,090	1,163	1,300	1,300	1,300	1,300	1,167	1,216	1,191
04_MEDIO	585	946	949	869	1,205	1,065	1,049	1,145	1,180	1,207	1,117
05_MEDIO	-409	40	102	141	258	219	104	390	131	300	-175
06_MEDIO	-426	46	-4	-15	196	138	-269	-316	-294	123	-8
07_BASE	-181	288	849	942	806	845	859	698	803	917	1,028

CUADRO 12.2.24 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE LAGUNA-SALTILLO

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	31	36	39	44	52	52	51	61	60	64	68
MAR-JUN	31	26	33	29	43	45	39	51	50	51	54
NOV-FEB	29	31	46	48	57	55	52	57	52	59	56

Alternativa 2. Red de Transmisión en CD y CA Noroeste-Norte-Noreste

En esta alternativa el enlace Chihuahua – Laguna se considera en corriente directa mediante un bipolo con tecnología HVDC LCC de 1,200 MW en un nivel de tensión de ± 400 kV entre las subestaciones El Encino y Lerdo con una longitud aproximada de 420 km.

Los enlaces en corriente alterna son los siguientes: Cananea – Moctezuma, Moctezuma – Chihuahua, Mochis – Culiacán, Hermosillo – Cananea y Laguna – Saltillo, mantienen las mismas características de la opción anterior.

Los cuadros 12.2.25-12.2.36 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de los factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

El enlace Cananea – Moctezuma alcanzará su capacidad máxima de 1,050 MW con mayor frecuencia, durante el cuatrimestre marzo-junio, seguido del cuatrimestre noviembre-febrero y tendrá factores de utilización promedio del 46%, 74% y 69% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Moctezuma – Chihuahua llegará a tener una transferencia máxima de potencia de 1,490 MW, 1,328 y 1,421 MW en los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero respectivamente, y tendrá factores de utilización promedio del 38%, 38%

y 42% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Chihuahua – Laguna alcanzará su capacidad máxima en todos los cuatrimestres a finales del periodo de estudio, y tendrá factores de utilización promedio del 50%, 55% y 57% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Mochis – Culiacán alcanzará su capacidad máxima en todos los cuatrimestres y tendrá factores de utilización promedio del 70%, 77% y 76% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Hermosillo-Cananea tendrá, la mayor parte del tiempo, transferencias de potencia de Cananea a Hermosillo; alcanzará su capacidad máxima de transmisión en todos los cuatrimestres a finales del periodo de estudio y tendrá factores de utilización promedio del 60%, 36% y 49% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

El enlace Laguna – Saltillo alcanzará su máxima capacidad de transferencia en los cuatrimestres julio-octubre y noviembre-febrero, y tendrá factores de utilización promedio del 54%, 45% y 51% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

CUADRO 12.2.25 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE CANANEA-MOCTEZUMA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**264**	**365**	**426**	**561**	**496**	**523**	**528**	**256**	**376**	**758**	**715**
01_PICO	30	-1	367	802	492	742	803	234	267	803	782
02_MEDIO	-6	1	339	739	441	669	829	240	339	856	825
03_MEDIO	-186	-554	-504	-254	-493	-424	-198	-390	-182	-239	-267
04_MEDIO	665	1,050	822	774	347	427	556	112	486	896	754
05_MEDIO	13	-104	205	432	359	423	340	158	385	778	648
06_MEDIO	254	636	559	747	646	692	661	-19	40	682	677
07_BASE	693	213	-186	179	694	283	311	642	934	1,050	1,050
MAR-JUN	**473**	**555**	**702**	**955**	**836**	**915**	**925**	**776**	**850**	**842**	**744**
01_PICO	291	283	720	1,050	917	1,050	1,050	964	988	979	1,021
02_MEDIO	245	304	729	1,050	832	1,050	1,050	903	901	965	1,007
03_MEDIO	243	99	122	386	235	279	428	413	631	757	779
04_MEDIO	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	741	1,043	1,019	851
05_MEDIO	603	1,050	991	1,050	1,050	1,050	1,050	963	1,050	1,050	680
06_MEDIO	506	1,050	777	1,050	1,032	1,050	799	409	557	764	758
07_BASE	375	-50	523	1,050	735	880	1,050	1,038	779	360	114
NOV-FEB	**556**	**878**	**753**	**863**	**788**	**802**	**813**	**392**	**586**	**769**	**720**
01_PICO	411	918	811	1,048	933	931	1,050	736	894	1,025	944
02_MEDIO	661	1,050	1,050	1,006	576	644	589	139	489	861	611
03_MEDIO	548	1,050	1,050	1,016	504	525	439	86	461	735	698
04_MEDIO	1,050	1,050	257	478	1,050	1,050	1,050	753	1,050	995	1,050
05_MEDIO	647	1,050	1,050	1,050	1,013	1,050	1,050	704	630	817	812
06_MEDIO	447	898	249	396	393	367	777	315	521	833	760
07_BASE	-131	133	804	1,050	1,050	1,050	734	-11	60	115	165

CUADRO 12.2.26 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE CANANEA-MOCTEZUMA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	25	35	41	53	47	50	50	24	36	72	68
MAR-JUN	45	53	67	91	80	87	88	74	81	80	71
NOV-FEB	53	84	72	82	75	76	77	37	56	73	69

CUADRO 12.2.27 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE MOCTEZUMA-CHIHUAHUA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**504**	**560**	**548**	**609**	**659**	**715**	**684**	**593**	**692**	**723**	**777**
01_PICO	548	378	408	897	660	978	1,095	581	680	489	521
02_MEDIO	490	344	344	798	571	870	1,083	543	712	492	513
03_MEDIO	-125	-555	-881	-671	-1,252	-1,242	-1,074	-1,342	-1,175	-1,291	-1,386
04_MEDIO	808	1,256	1,101	1,133	785	935	361	-3	436	908	834
05_MEDIO	247	95	-271	-87	-204	-185	-315	-548	-366	-26	-211
06_MEDIO	216	577	450	605	479	475	422	-263	-251	-437	-482
07_BASE	1,092	717	384	72	661	322	440	873	1,225	1,415	1,490
MAR-JUN	**559**	**593**	**557**	**765**	**733**	**765**	**726**	**654**	**691**	**543**	**541**
01_PICO	521	488	429	807	726	924	966	909	1,003	682	519
02_MEDIO	487	498	451	820	656	940	980	865	932	601	485
03_MEDIO	106	-105	-465	-253	-529	-351	-498	-796	-631	-574	-553
04_MEDIO	1,026	1,091	1,157	1,225	1,296	1,086	649	408	769	807	697
05_MEDIO	621	631	498	512	467	420	373	242	284	230	-263
06_MEDIO	320	825	513	745	692	663	383	-29	72	-89	-615
07_BASE	833	512	386	991	768	975	1,234	1,328	1,149	818	652
NOV-FEB	**672**	**942**	**830**	**957**	**784**	**843**	**745**	**398**	**498**	**621**	**641**
01_PICO	736	700	440	633	478	446	516	150	271	354	223
02_MEDIO	838	1,282	1,362	1,394	1,053	1,199	842	60	486	925	742
03_MEDIO	708	1,262	1,343	1,383	960	1,062	1,042	517	433	771	800
04_MEDIO	1,342	1,421	724	927	898	974	1,052	839	1,206	1,224	1,350
05_MEDIO	493	853	820	784	712	713	678	302	188	312	-378
06_MEDIO	586	1,020	336	462	187	237	-21	-475	-314	-33	-137
07_BASE	-2	54	782	1,115	1,203	1,271	1,065	445	586	726	857

CUADRO 12.2.28 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MOCTEZUMA-CHIHUAHUA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	30	33	32	36	39	42	40	35	41	43	46
MAR-JUN	33	35	33	45	43	45	43	38	41	32	32
NOV-FEB	40	55	49	56	46	50	44	23	29	37	38

CUADRO 12.2.29 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE CHIHUAHUA-LAGUNA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**458**	**409**	**499**	**483**	**539**	**750**	**706**	**558**	**526**	**861**	**839**
01_PICO	-472	-55	-332	345	420	1,075	1,144	808	910	1,200	1,200
02_MEDIO	-551	-116	-417	142	267	971	1,147	755	971	1,200	1,200
03_MEDIO	-667	-423	-1,200	-1,132	-1,100	-1,116	-346	-179	77	424	252
04_MEDIO	-327	845	431	373	346	482	-14	299	680	1,181	1,154
05_MEDIO	-566	-136	-826	-684	-232	-382	-547	-276	-151	1,200	1,061
06_MEDIO	-595	764	-9	135	615	564	757	726	848	743	817
07_BASE	-33	522	-276	-568	792	664	987	866	47	79	191
MAR-JUN	**536**	**493**	**470**	**409**	**553**	**750**	**640**	**697**	**799**	**996**	**910**
01_PICO	-786	-279	-619	-230	86	672	702	1,200	1,200	1,200	1,200
02_MEDIO	-818	-255	-586	-182	45	860	800	1,200	1,107	1,200	1,200
03_MEDIO	-866	-652	-1,137	-1,001	-687	-735	-239	230	353	961	836
04_MEDIO	-150	342	201	269	904	731	59	401	756	1,200	1,200
05_MEDIO	-94	1,054	357	-200	344	501	422	973	1,177	1,200	645
06_MEDIO	-645	724	-76	93	624	548	1,056	860	849	801	765
07_BASE	-391	145	-312	885	1,178	1,200	1,200	19	-150	-408	-523
NOV-FEB	**460**	**828**	**388**	**512**	**657**	**660**	**765**	**656**	**698**	**976**	**866**
01_PICO	-382	742	92	324	470	660	978	748	866	1,136	996
02_MEDIO	-269	907	920	854	801	747	438	346	748	1,110	1,106
03_MEDIO	-457	1,043	944	902	817	764	727	704	665	1,137	1,127
04_MEDIO	460	927	162	341	581	728	1,200	1,095	979	910	875
05_MEDIO	-458	615	193	161	660	647	835	771	682	991	551
06_MEDIO	-70	1,085	302	192	207	215	947	293	447	1,200	1,200
07_BASE	-1,120	-475	100	808	1,067	863	234	-633	-500	-351	-211

CUADRO 12.2.30 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE CHIHUAHUA-LAGUNA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	38	34	42	40	45	63	59	47	44	72	70
MAR-JUN	45	41	39	34	46	62	53	58	67	83	76
NOV-FEB	38	69	32	43	55	55	64	55	58	81	72

CUADRO 12.2.31 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE MOCHIS-CULIACÁN

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**1,467**	**1,326**	**1,318**	**1,480**	**1,285**	**1,304**	**1,230**	**1,215**	**1,271**	**1,378**	**1,361**
01_PICO	1,611	1,674	1,656	1,900	1,712	1,746	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
02_MEDIO	1,570	1,666	1,624	1,900	1,695	1,668	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
03_MEDIO	759	420	601	810	582	566	100	-36	93	70	95
04_MEDIO	1,823	1,900	1,900	1,852	1,277	1,434	1,485	1,292	1,574	1,875	1,805
05_MEDIO	1,204	1,199	1,030	1,242	1,105	1,148	1,013	957	1,062	1,007	1,029
06_MEDIO	1,401	1,495	1,619	1,780	1,475	1,688	1,358	879	670	1,122	976
07_BASE	1,900	930	794	879	1,147	879	853	1,544	1,699	1,771	1,821
MAR-JUN	**1,399**	**1,436**	**1,451**	**1,611**	**1,545**	**1,545**	**1,337**	**1,456**	**1,460**	**1,469**	**1,338**
01_PICO	1,499	1,606	1,677	1,900	1,853	1,782	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
02_MEDIO	1,476	1,640	1,701	1,900	1,805	1,678	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
03_MEDIO	1,042	1,069	903	1,078	874	1,020	553	372	462	510	602
04_MEDIO	1,878	1,893	1,856	1,782	1,900	1,900	1,872	1,709	1,861	1,900	1,900
05_MEDIO	1,344	1,234	1,473	1,786	1,719	1,614	1,436	1,496	1,265	1,483	1,201
06_MEDIO	1,474	1,746	1,514	1,784	1,628	1,790	685	984	1,056	1,139	595
07_BASE	1,082	867	1,036	1,046	1,037	1,030	1,014	1,832	1,775	1,452	1,267
NOV-FEB	**1,425**	**1,547**	**1,405**	**1,478**	**1,391**	**1,415**	**1,303**	**1,349**	**1,420**	**1,586**	**1,509**
01_PICO	1,504	1,463	1,537	1,662	1,642	1,516	1,311	1,507	1,512	1,796	1,718
02_MEDIO	1,833	1,900	1,900	1,900	1,534	1,650	1,741	1,414	1,652	1,900	1,792
03_MEDIO	1,799	1,900	1,900	1,900	1,512	1,570	1,786	1,567	1,698	1,900	1,868
04_MEDIO	1,858	1,872	1,061	1,379	1,726	1,796	1,591	1,750	1,876	1,900	1,900
05_MEDIO	1,566	1,834	1,769	1,584	1,481	1,540	1,327	1,527	1,350	1,455	1,056
06_MEDIO	881	1,129	604	817	742	742	284	671	724	901	863
07_BASE	532	728	1,063	1,104	1,098	1,092	1,077	1,010	1,130	1,249	1,366

CUADRO 12.2.32 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MOCHIS-CULIACÁN

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	77	70	69	78	68	69	65	64	67	73	72
MAR-JUN	74	76	76	85	81	81	70	77	77	77	70
NOV-FEB	75	81	74	78	73	74	69	71	75	83	79

CUADRO 12.2.33 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE HERMOSILLO-CANANEA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**262**	**422**	**483**	**272**	**669**	**538**	**504**	**969**	**1,018**	**1,045**	**1,038**
01_PICO	-239	-322	-326	62	-621	-417	-411	-1,021	-1,100	-1,100	-1,100
02_MEDIO	-261	-307	-341	12	-658	-474	-371	-1,000	-1,100	-1,100	-1,100
03_MEDIO	-427	-784	-1,041	-791	-1,100	-1,100	-1,030	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
04_MEDIO	196	538	-73	-174	-761	-694	-613	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
05_MEDIO	-341	-451	-458	-225	-612	-539	-616	-789	-872	-1,100	-1,100
06_MEDIO	-234	158	-238	-41	-465	-417	-437	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
07_BASE	137	-395	-906	-599	-465	-126	-47	-670	-752	-717	-666
MAR-JUN	**150**	**334**	**167**	**202**	**271**	**222**	**260**	**391**	**580**	**859**	**890**
01_PICO	-3	-65	3	286	-220	-132	-189	-322	-665	-1,100	-1,100
02_MEDIO	-37	-32	24	298	-292	-120	-176	-371	-738	-1,100	-1,100
03_MEDIO	-65	-204	-494	-225	-686	-538	-221	-486	-581	-890	-785
04_MEDIO	476	449	42	-12	-81	36	148	-599	-672	-618	-533
05_MEDIO	112	570	187	254	-66	-60	-55	-135	-365	-994	-1,100
06_MEDIO	-56	502	-98	184	-156	-133	-380	-762	-929	-1,100	-1,100
07_BASE	-301	-515	-324	153	394	534	653	-64	115	-211	-511
NOV-FEB	**246**	**426**	**299**	**272**	**483**	**470**	**323**	**703**	**805**	**926**	**926**
01_PICO	-60	459	29	274	-159	-153	-31	-340	-496	-993	-1,063
02_MEDIO	191	533	155	57	-748	-698	-584	-1,076	-1,100	-1,100	-1,100
03_MEDIO	103	559	181	93	-793	-821	-706	-1,100	-1,100	-1,100	-1,100
04_MEDIO	464	410	-726	-342	-144	50	168	-601	-644	-582	-503
05_MEDIO	38	453	128	134	-225	-184	-180	-519	-910	-1,100	-1,100
06_MEDIO	-273	188	-783	-635	-703	-729	-312	-768	-880	-1,100	-1,100
07_BASE	-592	-383	-89	369	609	656	280	-519	-504	-506	-515

CUADRO 12.2.34 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE HERMOSILLO-CANANEA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	24	38	44	25	61	49	46	88	93	95	94
MAR-JUN	14	30	15	18	25	20	24	36	53	78	81
NOV-FEB	22	39	27	25	44	43	29	64	73	84	84

CUADRO 12.2.35 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE LAGUNA-SALTILLO

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**407**	**456**	**520**	**598**	**698**	**844**	**859**	**815**	**802**	**824**	**869**
01_PICO	-66	293	265	738	797	1,207	1,300	1,165	1,300	1,300	1,300
02_MEDIO	-160	212	163	578	655	1,077	1,264	1,077	1,300	1,300	1,148
03_MEDIO	-1,040	-969	-1,063	-977	-1,034	-1,066	-873	-846	-695	-718	-888
04_MEDIO	-36	796	863	866	832	1,015	626	529	844	1,300	1,300
05_MEDIO	-713	-413	-838	-757	-488	-633	-801	-664	-569	176	-70
06_MEDIO	-582	-5	-102	-94	200	180	162	125	112	95	-372
07_BASE	250	506	343	172	881	733	987	1,300	796	878	1,002
MAR-JUN	**470**	**275**	**415**	**498**	**602**	**696**	**632**	**666**	**645**	**681**	**794**
01_PICO	-398	25	-106	226	437	741	725	1,111	1,164	1,279	1,243
02_MEDIO	-427	40	-79	253	379	821	699	1,078	1,104	1,267	1,257
03_MEDIO	-1,117	-976	-989	-874	-755	-764	-828	-623	-559	-217	-352
04_MEDIO	0	443	720	803	1,245	1,157	648	923	866	1,225	1,275
05_MEDIO	-567	53	-227	-329	-91	-73	-243	-21	14	204	-317
06_MEDIO	-692	-50	-343	-159	141	121	103	74	58	40	-669
07_BASE	-91	342	441	845	1,165	1,199	1,177	831	748	537	445
NOV-FEB	**453**	**466**	**584**	**683**	**783**	**739**	**707**	**657**	**673**	**812**	**774**
01_PICO	-502	120	-164	-32	104	132	164	11	159	501	352
02_MEDIO	37	858	1,274	1,300	1,300	1,300	1,054	972	1,173	1,300	1,300
03_MEDIO	191	931	1,268	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,176	1,300	1,300
04_MEDIO	614	1,032	700	925	1,217	1,004	1,210	1,300	1,300	1,300	1,300
05_MEDIO	-538	40	1	-83	228	187	202	267	87	342	-188
06_MEDIO	-599	253	-16	-15	-31	-48	-169	-407	-330	306	201
07_BASE	-693	-25	666	1,123	1,300	1,199	847	343	484	633	776

CUADRO 12.2.36 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE LAGUNA-SALTILLO

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	31	35	40	46	54	65	66	63	62	63	67
MAR-JUN	36	21	32	38	46	54	49	51	50	52	61
NOV-FEB	35	36	45	53	60	57	54	51	52	62	60

Beneficios de la Red de Transmisión Noroeste-Norte-Noreste

Alternativa 1. El proyecto permitirá la incorporación de 900 MW de generación solar y 1,300 MW de generación con Ciclos Combinados.

En el caso sin proyecto no se retiraron de operación 1,470 MW netos de capacidad durante el periodo de estudio perteneciente a las unidades de las GCR Noroeste y Norte, previstas en el programa de retiros.

Esta alternativa, requiere una inversión de 621.1 millones de dólares en VP de 2019 (equivalente a una inversión instantánea de 750.6 millones de dólares de 2017).

El incremento en la capacidad de transmisión reducirá congestiones y ayudará a la integración de generación renovable y convencional.

La red de transmisión propuesta para esta opción tendrá un beneficio total de 1,274.0 millones de dólares en VP de 2019, de los cuales, 1,119.4 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento. 77.5 millones de dólares por reducción de costos de falla y 77.1 millones de dólares por reducción de emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO_2 (externalidades).

El beneficio neto es de 652.9 millones de dólares en VP de 2019 y una relación beneficio-costo de 2.05.

En el cuadro 12.2.37 se muestra el resumen de estos indicadores para los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.2.37 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2019

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
77.1	1,119.4	77.5	1,274.0	621.1	652.9	2.05

En el cuadro 12.2.38 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera los escenarios medio de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soportaría un incremento de 105% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.2.38 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	465.8	2.73	808.2
-20	496.9	2.56	777.1
-15	528.0	2.41	746.0
-10	559.0	2.28	715.0
-5	590.1	2.16	683.9
0	621.1	2.05	652.9
5	652.2	1.95	621.8
10	683.2	1.86	590.8
15	714.3	1.78	559.7
20	745.4	1.71	528.6
25	776.4	1.64	497.6
105	**1,274.0**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2019

Análisis de Escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

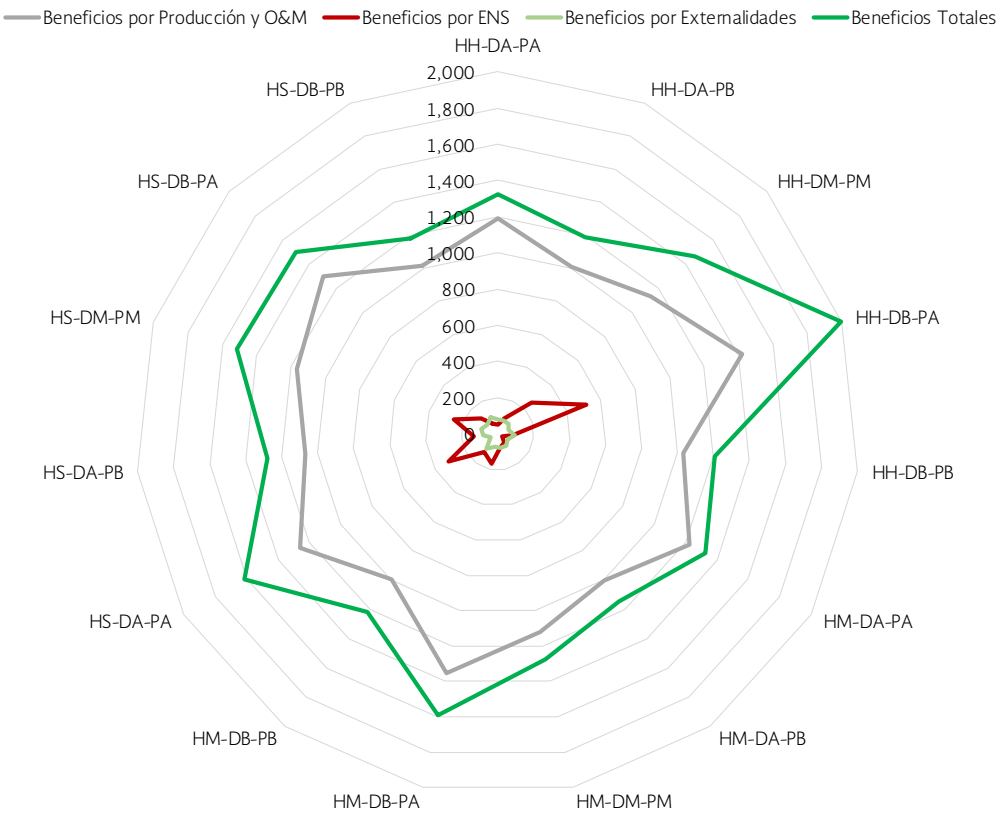
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PA: Precios de combustible Alto
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.2.39 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.2.23 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.2.39 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	1,190.06	51.12	81.21	1,322.39	621.13	701.25	2.13
HH-DA-PB	1,010.11	94.16	82.77	1,187.04	621.13	565.91	1.91
HH-DM-PM	1,134.31	253.32	80.12	1,467.75	621.13	846.62	2.36
HH-DB-PA	1,423.17	514.90	60.53	1,998.59	621.13	1,377.46	3.22
HH-DB-PB	1,029.91	84.80	94.03	1,208.74	621.13	587.61	1.95
HM-DA-PA	1,227.16	31.60	65.84	1,324.59	621.13	703.46	2.13
HM-DA-PB	999.87	61.47	83.58	1,144.92	621.13	523.79	1.84
HM-DM-PM	1,119.43	77.47	77.10	1,274.00	621.13	652.87	2.05
HM-DB-PA	1,351.11	167.57	71.14	1,589.81	621.13	968.68	2.56
HM-DB-PB	995.22	122.65	103.12	1,220.99	621.13	599.86	1.97
HS-DA-PA	1,257.68	311.93	44.16	1,613.77	621.13	992.64	2.60
HS-DA-PB	1,069.78	131.86	79.01	1,280.65	621.13	659.51	2.06
HS-DM-PM	1,163.47	255.81	94.62	1,513.90	621.13	892.77	2.44
HS-DB-PA	1,298.89	123.10	76.91	1,498.90	621.13	877.77	2.41
HS-DB-PB	1,019.25	62.13	98.85	1,180.23	621.13	559.10	1.90

FIGURA 12.2.23 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)



Como se observa del cuadro 12.2.39 y de la figura 12.2.23 en cinco escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y nueve estarían por arriba.

Los mayores beneficios se tienen en el escenario corresponde a condiciones hidrológicas húmeda, demanda baja y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología media, demanda alta y precios de combustibles bajo, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

Alternativa 2. Para esta alternativa, las consideraciones respecto a la incorporación de renovables, ciclos combinados, y retiro de unidades son las mismas de la opción anterior.

Esta opción, requiere una inversión de 780.7 millones de dólares en VP de 2019 (equivalente a una inversión instantánea de 955.7 millones de dólares).

La red de transmisión propuesta para esta alternativa tendrá un beneficio total de 1,254.3 millones de dólares en VP de 2019, de los cuales, 1,096.2 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento. 76.0 millones de dólares por reducción de costos de falla y 82.0 millones de dólares por reducción de emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO_2 (externalidades).

El beneficio neto es de 473.6 millones de dólares en VP de 2019 y una relación beneficio-costo de 1.61.

En el cuadro 12.2.40 se muestra el resumen de estos indicadores para los escenarios base de: evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.2.40 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2019

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
82.0	1,096.2	76.0	1,254.3	780.7	473.6	1.61

En el cuadro 12.2.41 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soportaría un incremento de 61% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.2.41 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	585.5	2.14	668.7
-20	624.6	2.01	629.7
-15	663.6	1.89	590.7
-10	702.6	1.79	551.6
-5	741.7	1.69	512.6
0	780.7	1.61	473.6
5	819.7	1.53	434.5
10	858.8	1.46	395.5
15	897.8	1.40	356.5
20	936.8	1.34	317.4
25	975.9	1.29	278.4
61	**1,254.3**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2019

Análisis de Escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

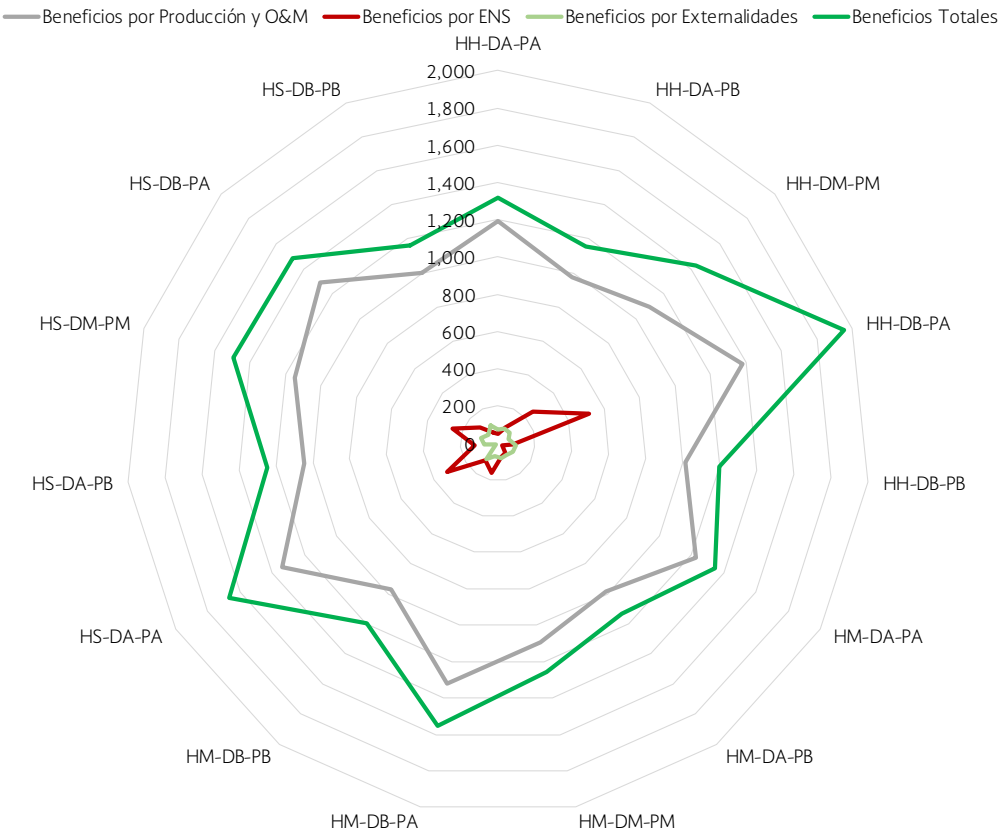
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PA: Precios de combustible Alto
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.2.42 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.2.24 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.2.42 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	1,194.07	51.75	70.30	1,316.12	780.70	535.42	1.69
HH-DA-PB	974.85	94.29	86.66	1,155.80	780.70	375.10	1.48
HH-DM-PM	1,092.15	253.32	82.61	1,428.08	780.70	647.37	1.83
HH-DB-PA	1,379.25	514.90	61.54	1,955.69	780.70	1,174.98	2.51
HH-DB-PB	1,013.17	81.12	99.01	1,193.31	780.70	412.60	1.53
HM-DA-PA	1,226.58	27.16	90.48	1,344.22	780.70	563.52	1.72
HM-DA-PB	982.50	66.42	82.39	1,131.31	780.70	350.60	1.45
HM-DM-PM	1,096.20	76.03	82.04	1,254.27	780.70	473.57	1.61
HM-DB-PA	1,321.57	164.27	69.74	1,555.58	780.70	774.88	1.99
HM-DB-PB	973.70	113.26	107.31	1,194.27	780.70	413.56	1.53
HS-DA-PA	1,337.34	311.93	15.56	1,664.84	780.70	884.14	2.13
HS-DA-PB	1,043.67	127.41	75.28	1,246.36	780.70	465.66	1.60
HS-DM-PM	1,145.05	253.78	94.92	1,493.74	780.70	713.04	1.91
HS-DB-PA	1,286.21	127.16	67.49	1,480.87	780.70	700.16	1.90
HS-DB-PB	998.78	58.70	102.87	1,160.34	780.70	379.64	1.49

FIGURA 12.2.24 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)



Como se observa del cuadro 12.2.42 y de la figura 12.2.24 en seis escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y ocho estarían por arriba.

Los mayores beneficios se tienen en el escenario corresponde a condiciones hidrológicas húmeda, demanda baja y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología media, demanda alta, precios de combustibles bajo, donde se presentan los menores indicadores económicos.

Comparación Técnica Económica de Opciones para Interconectar el Noroeste, Norte y Noreste del País

Los resultados de las evaluaciones económicas mostradas indican que las opciones analizadas tienen una diferencia de 159.6 millones de dólares en VP de 2019 en los costos de inversión equivalente a 205.1 millones de dólares en moneda 2017.

Como se observa del cuadro 12.2.43 la alternativa 1 presenta las mejores ventajas económicas.

CUADRO 12.2.43 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica Operativa	Alternativa 1	Alternativa 2
Potencial de integración de generación renovable (MW)	918	918
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Menor	Mayor
Estabilidad del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Menor	Mayor
Control de la calidad de la frecuencia	Menor	Mayor
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Menor	Mayor
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Factor de uso de la red en 2032	65%	67%
Costo de inversión en millones de dólares de 2017	750.6	955.7
Costo de Inversión, millones dólares, USA VP 2019	621.1	780.7
Beneficios totales, millones dólares, USA VP 2019	1,274.0	1,254.3
Relación Beneficio/Costo	2.05	1.61

Análisis Económico Norte-Occidente

En el norte y occidente del país, se tiene un alto potencial de recursos solares, lo que propiciará la instalación de parques fotovoltaicos. La red de transmisión Norte-Occidente permitirá la integración de la generación renovable y convencional de estas regiones del país, para su aprovechamiento en los grandes centros de carga, con una importante contribución al cumplimiento de las metas de energías limpias.

La generación renovable que se integrará al sistema eléctrico, además de la convencional, proporcionará beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, beneficios ambientales por la disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

Transferencias de potencia promedio esperadas en los distintos bloques de la red analizada

Alternativa 1: Red de Transmisión en CA en 400 kV Norte-Occidente

Esta red de transmisión está compuesta por los siguientes enlaces en CA 400 kV:

- Durango-Aguascalientes
- Aguascalientes-Guadalajara

El primer enlace representa una línea de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Jerónimo Ortiz y Calera, el segundo una línea de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Ixtlahuacán y Calera.

Los cuadros 12.2.44–12.2.47 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

El enlace Durango – Aguascalientes tendrá un factor de utilización promedio del 40%, 39% y 51% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre febrero, respectivamente, durante el periodo de estudio.

El enlace Aguascalientes - Guadalajara alcanzará su capacidad máxima en el cuatrimestre marzo-junio a finales del periodo de estudio y llegará a tener un factor de utilización promedio del 53%, 57% y 60% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre febrero, respectivamente, durante el periodo de estudio; el flujo de potencia la mayor parte del tiempo va de Aguascalientes a Guadalajara.

CUADRO 12.2.44 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE DURANGO-AGUASCALIENTES

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**330**	**344**	**279**	**334**	**340**	**333**	**286**	**327**	**341**	**368**	**376**
01_PICO	404	434	388	509	515	533	433	390	472	493	546
02_MEDIO	380	416	361	480	488	497	445	374	459	486	494
03_MEDIO	10	-109	-140	-108	-145	-159	-247	-279	-244	-297	-322
04_MEDIO	527	596	473	510	592	540	341	373	459	578	595
05_MEDIO	217	180	6	43	48	6	-25	-211	-186	-87	-103
06_MEDIO	303	396	248	404	214	258	204	172	113	162	48
07_BASE	466	274	335	288	380	335	307	491	450	475	522
MAR-JUN	**312**	**360**	**299**	**356**	**351**	**353**	**336**	**297**	**290**	**317**	**267**
01_PICO	324	373	304	413	417	422	469	311	308	401	350
02_MEDIO	317	378	317	407	410	424	442	285	303	370	347
03_MEDIO	2	-11	-117	-95	-76	-55	-142	-162	-123	-64	-81
04_MEDIO	618	583	556	572	576	581	454	521	546	588	604
05_MEDIO	287	444	256	328	314	306	233	90	124	190	17
06_MEDIO	304	431	168	242	221	251	233	179	86	142	-29
07_BASE	333	300	374	435	440	436	375	531	538	467	443
NOV-FEB	**408**	**476**	**407**	**432**	**421**	**421**	**383**	**397**	**386**	**451**	**435**
01_PICO	421	474	375	400	393	367	301	316	334	428	404
02_MEDIO	534	608	643	669	596	596	534	579	517	593	600
03_MEDIO	543	599	617	651	596	596	596	577	548	581	584
04_MEDIO	652	662	470	440	562	576	607	599	621	632	622
05_MEDIO	393	475	273	323	215	230	167	275	144	236	64
06_MEDIO	156	252	135	139	198	177	50	53	76	133	135
07_BASE	158	259	335	401	389	402	427	378	462	557	637

CUADRO 12.2.45 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE DURANGO-AGUASCALIENTES

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	40	41	34	40	41	40	34	39	41	44	45
MAR-JUN	38	43	36	43	42	43	40	36	35	38	32
NOV-FEB	49	57	49	52	51	51	46	48	47	54	52

CUADRO 12.2.46 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE AGUASCALIENTES-GUADALAJARA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**337**	**751**	**679**	**681**	**850**	**894**	**938**	**909**	**982**	**847**	**913**
01_PICO	245	970	803	855	1,287	1,337	1,389	1,361	1,457	1,068	1,069
02_MEDIO	230	971	828	888	1,291	1,379	1,440	1,398	1,496	1,030	1,112
03_MEDIO	-683	-403	70	50	167	123	133	187	175	-8	206
04_MEDIO	189	828	1,127	1,043	948	902	1,198	1,324	1,399	1,364	1,269
05_MEDIO	-277	222	-11	-12	261	508	387	89	294	478	650
06_MEDIO	117	666	689	669	788	763	799	927	965	933	1,028
07_BASE	618	1,194	1,226	1,251	1,208	1,246	1,222	1,077	1,090	1,045	1,057
MAR-JUN	**333**	**558**	**702**	**863**	**948**	**985**	**1,029**	**977**	**1,027**	**936**	**1,081**
01_PICO	-251	226	461	856	1,254	1,362	1,434	1,164	1,500	1,117	1,500
02_MEDIO	-236	339	452	990	1,254	1,375	1,478	1,344	1,491	1,269	1,500
03_MEDIO	-591	-376	-313	-315	-252	-471	-305	-223	-176	-102	6
04_MEDIO	348	977	1,201	1,241	1,056	1,051	1,329	1,298	1,351	1,337	1,365
05_MEDIO	-8	113	575	708	856	675	674	897	684	657	872
06_MEDIO	143	655	739	761	816	806	807	905	1,003	990	1,145
07_BASE	756	1,216	1,176	1,170	1,149	1,154	1,177	1,005	986	1,078	1,182
NOV-FEB	**456**	**704**	**869**	**883**	**909**	**908**	**963**	**1,019**	**1,093**	**1,052**	**1,104**
01_PICO	-551	-56	229	284	361	402	364	519	501	478	531
02_MEDIO	316	815	1,085	1,097	1,202	1,085	1,287	1,238	1,311	1,279	1,381
03_MEDIO	369	726	1,053	1,097	1,223	1,232	1,236	1,257	1,380	1,330	1,371
04_MEDIO	323	940	1,282	1,188	1,013	1,051	1,121	1,391	1,378	1,418	1,429
05_MEDIO	72	626	702	777	853	842	883	798	1,236	1,151	1,195
06_MEDIO	586	784	949	962	921	952	1,012	1,003	991	933	1,041
07_BASE	976	981	782	779	786	794	837	923	857	774	782

CUADRO 12.2.47 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE AGUASCALIENTES-GUADALAJARA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	22	50	45	45	57	60	63	61	65	56	61
MAR-JUN	22	37	47	58	63	66	69	65	68	62	72
NOV-FEB	30	47	58	59	61	61	64	68	73	70	74

Alternativa 2: Red de Transmisión en CA Norte-Occidente en 230 kV

Esta red de transmisión está compuesta por los siguientes enlaces en CA, modelados con dos LT de 230 kV cada uno:

- Durango-Aguascalientes
- Aguascalientes-Guadalajara

El primer enlace representa a dos líneas de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Jerónimo Ortiz y Calera, el segundo dos líneas de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Ixtlahuacán y Calera.

Los cuadros 12.2.48–12.2.51 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de los factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

El enlace Durango – Aguascalientes tendrá factores de utilización promedio del 31%, 31% y 41% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente, durante el periodo de estudio.

El enlace Aguascalientes - Guadalajara alcanzará factores de utilización promedio del 47%, 50% y 51% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente, durante el periodo de estudio.

CUADRO 12.2.48 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE DURANGO-AGUASCALIENTES

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**256**	**288**	**213**	**264**	**218**	**268**	**240**	**268**	**270**	**294**	**289**
01_PICO	287	382	305	413	298	459	318	334	349	362	405
02_MEDIO	270	364	285	406	281	440	290	323	340	389	369
03_MEDIO	22	-84	-99	-74	-109	-143	-192	-220	-194	-218	-221
04_MEDIO	449	503	415	418	383	409	342	325	396	483	482
05_MEDIO	158	119	1	53	27	15	-137	-162	-146	-53	-79
06_MEDIO	255	325	155	228	147	142	145	122	118	114	29
07_BASE	349	237	233	256	279	268	259	393	347	442	440
MAR-JUN	**251**	**297**	**242**	**273**	**260**	**298**	**234**	**245**	**236**	**253**	**226**
01_PICO	271	299	268	347	313	356	256	229	246	311	316
02_MEDIO	261	311	265	325	198	357	257	232	247	310	285
03_MEDIO	10	5	-77	-45	-68	-54	-121	-140	-102	-47	-37
04_MEDIO	479	497	465	476	475	492	389	437	476	517	500
05_MEDIO	259	371	212	199	258	276	126	83	88	136	85
06_MEDIO	255	365	85	147	160	188	184	126	82	99	-34
07_BASE	222	233	321	373	351	360	306	465	412	348	324
NOV-FEB	**319**	**393**	**332**	**349**	**318**	**334**	**287**	**316**	**323**	**378**	**369**
01_PICO	272	378	301	346	206	301	174	256	302	376	343
02_MEDIO	463	514	546	539	436	436	399	436	452	491	490
03_MEDIO	433	497	532	554	436	436	436	436	441	481	472
04_MEDIO	545	545	356	331	451	484	480	493	509	518	523
05_MEDIO	316	391	178	214	202	191	176	252	142	167	98
06_MEDIO	111	222	119	139	176	142	-18	23	19	134	109
07_BASE	96	206	289	321	317	345	327	318	395	478	551

CUADRO 12.2.49 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE DURANGO-AGUASCALIENTES

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	31	35	26	32	26	32	29	32	33	35	35
MAR-JUN	30	36	29	33	31	36	28	29	28	30	27
NOV-FEB	38	47	40	42	38	40	35	38	39	46	45

CUADRO 12.2.50 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE AGUASCALIENTES-GUADALAJARA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**337**	**651**	**589**	**574**	**741**	**807**	**797**	**779**	**797**	**781**	**910**
01_PICO	474	746	683	681	1,066	1,188	1,156	1,209	1,241	1,236	1,233
02_MEDIO	453	770	730	734	1,129	1,213	1,166	1,204	1,216	1,031	1,244
03_MEDIO	-604	-170	64	43	145	174	184	209	182	89	244
04_MEDIO	113	746	878	845	695	778	853	1,040	1,096	1,169	1,228
05_MEDIO	65	522	-111	-35	373	502	427	95	63	289	414
06_MEDIO	87	558	589	590	720	735	725	783	845	823	1,130
07_BASE	561	1,042	1,067	1,092	1,061	1,060	1,071	913	935	829	878
MAR-JUN	**276**	**565**	**636**	**743**	**816**	**820**	**794**	**885**	**909**	**838**	**950**
01_PICO	-23	605	391	752	1,031	1,187	975	1,210	1,215	1,077	1,144
02_MEDIO	105	635	365	723	1,064	1,197	938	1,221	1,214	1,099	1,273
03_MEDIO	-434	-378	-290	-309	-209	-208	-221	-182	-151	-88	169
04_MEDIO	262	692	1,015	1,062	881	887	1,015	1,094	1,144	908	1,299
05_MEDIO	-290	23	656	682	816	568	753	887	837	856	591
06_MEDIO	106	545	691	709	732	721	658	790	935	881	1,117
07_BASE	713	1,077	1,042	966	978	970	999	813	869	959	1,055
NOV-FEB	**345**	**625**	**730**	**743**	**805**	**797**	**844**	**842**	**884**	**880**	**977**
01_PICO	-389	-63	227	218	218	450	298	340	366	373	230
02_MEDIO	108	723	912	923	965	969	1,086	928	1,154	1,147	1,404
03_MEDIO	157	757	908	932	1,035	1,034	1,055	1,107	1,154	1,144	1,445
04_MEDIO	275	788	986	1,006	1,076	887	1,131	1,215	1,183	1,214	1,223
05_MEDIO	51	522	605	662	903	720	730	680	814	838	1,052
06_MEDIO	540	682	822	811	798	841	868	839	812	822	862
07_BASE	899	840	651	649	643	679	737	787	703	624	619

CUADRO 12.2.51 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE AGUASCALIENTES-GUADALAJARA

PERIODO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	22	43	39	38	49	54	53	52	53	52	61
MAR-JUN	18	38	42	50	54	55	53	59	61	56	63
NOV-FEB	23	42	49	50	54	53	56	56	59	59	65

Beneficios de la Red de Transmisión Norte-Occidente

Alternativa 1. Este proyecto permitirá la incorporación de 600 MW de generación solar y proporcionará una mayor flexibilidad al sistema para aprovechar la generación convencional a un menor costo. Requerirá una inversión de 251.5 millones de dólares en VP de 2020 (equivalente a una inversión instantánea de 286.3 millones de dólares de 2017).

El incremento en la capacidad de transmisión reducirá congestiones y ayudará a la integración de generación renovable y convencional.

La red de transmisión propuesta en esta opción tendrá un beneficio total de 513 millones de dólares en VP de 2020, de los cuales, 493.4 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento. El ahorro por reducción de costos de falla es de 1.2 millones de dólares y 18.4 millones de dólares por reducción de emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO2 (externalidades).

El beneficio neto es de 261.5 millones de dólares en VP de 2020 y una relación beneficio-costo de 2.04.

En el cuadro 12.2.52 se muestra el resumen de estos indicadores para los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.2.52 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2020

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
18.4	493.4	1.2	513.0	251.5	261.5	2.04

En el cuadro 12.2.53 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera los escenarios medio de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento de 104% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.2.53 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	188.6	2.72	324.4
-20	201.2	2.55	311.8
-15	213.8	2.40	299.2
-10	226.4	2.27	286.7
-5	238.9	2.15	274.1
0	251.5	2.04	261.5
5	264.1	1.94	248.9
10	276.7	1.85	236.3
15	289.2	1.77	223.8
20	301.8	1.70	211.2
25	314.4	1.63	198.6
104	**513.0**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2020

Análisis de Escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

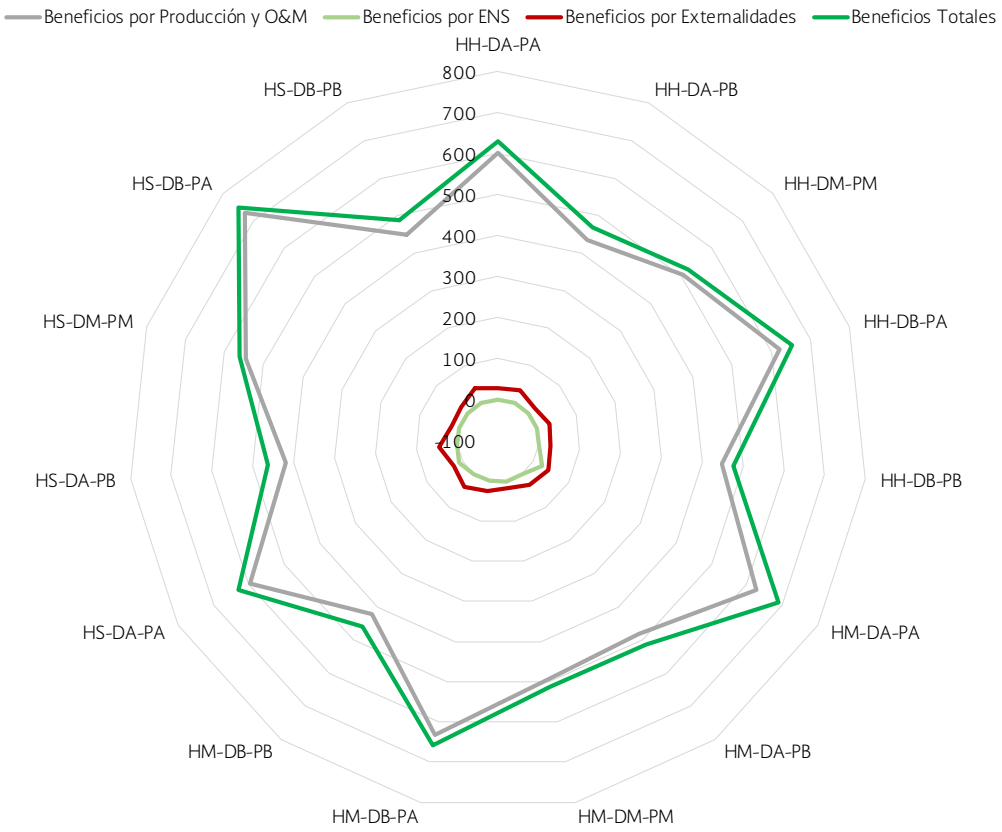
PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.2.54 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.2.25 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.2.54 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	600.93	0.42	27.84	629.19	251.52	377.67	2.50
HH-DA-PB	434.15	-0.28	35.04	468.91	251.52	217.39	1.86
HH-DM-PM	505.43	0.00	19.60	525.03	251.52	273.51	2.09
HH-DB-PA	621.07	0.00	33.18	654.24	251.52	402.73	2.60
HH-DB-PB	448.02	0.28	28.65	476.95	251.52	225.43	1.90
HM-DA-PA	625.57	23.13	41.25	689.95	251.52	438.43	2.74
HM-DA-PB	482.20	0.00	31.69	513.90	251.52	262.38	2.04
HM-DM-PM	493.44	1.20	18.38	513.02	251.52	261.50	2.04
HM-DB-PA	632.57	0.00	26.33	658.90	251.52	407.38	2.62
HM-DB-PB	420.67	0.14	39.79	460.60	251.52	209.08	1.83
HS-DA-PA	595.99	9.21	23.74	628.94	251.52	377.42	2.50
HS-DA-PB	418.41	0.00	45.09	463.51	251.52	211.99	1.84
HS-DM-PM	545.10	0.00	17.76	562.86	251.52	311.35	2.24
HS-DB-PA	728.28	0.00	20.55	748.83	251.52	497.31	2.98
HS-DB-PB	449.73	-0.14	38.98	488.56	251.52	237.05	1.94

FIGURA 12.2.25 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)



Como se observa del cuadro 12.2.54 y de la figura 12.2.25 en cinco escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y nueve estarían por arriba.

Los mayores beneficios se tienen en el escenario que corresponde a condiciones hidrológicas secas, demanda baja y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología media, demanda baja y precios de combustibles bajo, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

Alternativa 2. El proyecto permitirá la incorporación de 600 MW de generación solar y proporcionará una mayor flexibilidad al sistema para aprovechar la generación convencional a un menor costo. Esta opción, requiere una inversión de 336.2 millones de dólares en VP de 2020 (equivalente a una inversión instantánea de 382.7 millones de dólares 2017).

El incremento en la capacidad de transmisión reducirá congestiones y ayudará a la integración de generación renovable y convencional.

La red de transmisión propuesta en esta alternativa tendrá un beneficio total de 509.1 millones de dólares en VP de 2020, de los cuales, 489.5 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento. Esta opción no aporta beneficios por reducción de costos de falla. Se tienen beneficios por 19.6 millones de dólares por reducción de emisiones de NOx, SOx, PST y CO2 (externalidades).

El beneficio neto es de 172.9 millones de dólares en VP de 2020 y una relación beneficio-costo de 1.51.

En el cuadro 12.2.55 se muestra el resumen de estos indicadores para los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.2.55 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LA ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2020

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
19.6	489.5	0.0	509.1	336.2	172.9	1.51

En el cuadro 12.2.56 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera los escenarios medio de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento del 51% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.2.56 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	252.2	2.02	257.0
-20	269.0	1.89	240.2
-15	285.8	1.78	223.4
-10	302.6	1.68	206.6
-5	319.4	1.59	189.7
0	336.2	1.51	172.9
5	353.0	1.44	156.1
10	369.8	1.38	139.3
15	386.6	1.32	122.5
20	403.4	1.26	105.7
25	420.3	1.21	88.9
51	**509.1**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2020

Análisis de Escenarios con Respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Como se observa del cuadro 12.2.57 y de la figura 12.2.26 en seis escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los indicadores del escenario medio y ocho estarían por arriba.

Los mayores beneficios se tienen en el escenario que corresponde a condiciones hidrológicas secas, demanda baja y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología media, demanda baja y precios de combustibles bajo, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos.

CUADRO 12.2.57 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	588.84	0.42	27.20	616.45	336.20	280.25	1.83
HH-DA-PB	426.18	0.42	33.51	460.11	336.20	123.91	1.37
HH-DM-PM	496.35	0.00	19.57	515.93	336.20	179.73	1.53
HH-DB-PA	620.18	0.00	27.17	647.35	336.20	311.15	1.93
HH-DB-PB	439.72	0.28	26.69	466.70	336.20	130.49	1.39
HM-DA-PA	629.06	22.15	33.71	684.92	336.20	348.72	2.04
HM-DA-PB	469.33	0.00	31.55	500.88	336.20	164.68	1.49
HM-DM-PM	489.51	0.00	19.63	509.14	336.20	172.94	1.51
HM-DB-PA	602.40	0.00	27.17	629.57	336.20	293.37	1.87
HM-DB-PB	411.23	0.14	36.16	447.53	336.20	111.33	1.33
HS-DA-PA	584.12	9.21	23.37	616.70	336.20	280.50	1.83
HS-DA-PB	416.88	0.00	42.58	459.46	336.20	123.26	1.37
HS-DM-PM	512.79	0.00	19.01	531.80	336.20	195.60	1.58
HS-DB-PA	703.50	0.00	15.16	718.66	336.20	382.46	2.14
HS-DB-PB	439.45	-0.14	36.13	475.44	336.20	139.23	1.41

FIGURA 12.2.26 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2020)

Comparación Técnica Económica de Opciones para Interconectar el Norte y Occidente del País

Los resultados de las evaluaciones económicas mostradas indican que las opciones analizadas tienen una diferencia en los costos de inversión, de 84.7 millones de dólares en VP de 2020, con respecto al beneficio neto, la diferencia es de 88.6 millones de dólares en VP de 2020. De lo anterior, se deduce que la alternativa 1 que considera la red de transmisión en CA en 400 kV, es la que tiene los mejores indicadores económicos y resulta más atractiva.

Como se observa en el cuadro 12.2.58 la alternativa 1 presenta las mejores ventajas económicas.

CUADRO 12.2.58 SÍNTESIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-OCCIDENTE

Característica Operativa	Alternativa 1	Alternativa 2
	LT 400 kV	LT 2x230 kV
Potencial de integración de generación renovable (MW)	600	600
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Mayor	Menor
Factor de uso de la red en 2032	56%	49%
Costo de inversión en millones de dólares de 2017	286.3	382.7
Costo de Inversión, millones dólares, USA VP 2020	251.5	336.2
Beneficios totales, millones dólares, USA VP 2020	513.0	509.1
Relación Beneficio/Costo	2.04	1.51

Análisis Económico Noreste-Occidente (Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – El Salero)

En el noreste y occidente del país, se tiene un alto potencial de recursos solares, lo que propiciará la instalación de parques fotovoltaicos. La red de transmisión Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – El Salero, permitirá la integración de la generación renovable y convencional de estas regiones del país, para su aprovechamiento en los grandes centros de carga, con una importante contribución al cumplimiento de las metas de energías limpias.

La generación renovable que se integrará al sistema eléctrico, además de la convencional, proporcionará beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, beneficios ambientales por la disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

Transferencias de potencia promedio esperadas en el enlace Saltillo-Aguascalientes

El cuadro 12.2.59, muestra el comportamiento esperado de la transferencia potencia promedio para el enlace Saltillo-Aguascalientes. Se observa que el enlace alcanza su máxima capacidad de transmisión en todos los cuatrimestres en ciertos escalones de demanda, durante el periodo de estudio.

Los incrementos en las transferencias de potencia en el enlace, que se observan a partir de 2023, se deben a la incorporación de refuerzos adicionales en este corredor, resultado de la optimización de la expansión de la transmisión, los cuales no se incluyen en este Programa. Sin embargo, los beneficios que se consideran corresponden únicamente al proyecto evaluado.

El cuadro 12.2.60, presenta los factores de utilización promedio del enlace a nivel cuatrimestral y anual. Durante los cuatrimestres noviembre-febrero y marzo-junio el enlace alcanza su mayor factor de utilización promedio (96%); mientras que en el cuatrimestre julio-octubre alcanza un factor de utilización promedio del 75%.

CUADRO 12.2.59 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE SALTILLO-AGUASCALIENTES

Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**1,445**	**1,347**	**1,792**	**1,510**	**1,570**	**1,666**	**1,628**	**1,675**	**1,420**	**1,508**	**1,520**	**1,751**
01_PICO	1,500	1,500	2,065	1,641	1,793	1,966	1,905	1,949	1,523	1,748	1,715	2,093
02_MEDIO	1,500	1,500	2,083	1,654	1,809	1,993	1,930	2,092	1,565	1,797	1,754	2,093
03_MEDIO	1,113	812	839	554	511	684	676	913	919	988	885	1,297
04_MEDIO	1,500	1,500	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093
05_MEDIO	1,500	1,116	1,394	632	605	812	752	996	436	716	983	1,439
06_MEDIO	1,500	1,500	2,093	1,900	2,085	2,093	2,093	2,093	2,093	2,025	2,093	2,093
07_BASE	1,500	1,500	1,975	2,093	2,093	2,024	1,949	1,589	1,312	1,188	1,114	1,146
MAR-JUN	**1,366**	**1,275**	**1,759**	**1,519**	**1,801**	**1,728**	**1,688**	**1,800**	**1,579**	**1,603**	**1,676**	**1,810**
01_PICO	1,351	1,172	1,598	1,241	2,065	1,750	1,691	2,093	1,387	1,498	1,490	1,758
02_MEDIO	1,395	1,195	1,676	1,302	2,093	1,663	1,743	2,016	1,453	1,461	1,522	1,814
03_MEDIO	818	555	669	255	175	587	460	821	865	946	1,172	1,466
04_MEDIO	1,500	1,500	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093
05_MEDIO	1,500	1,500	2,093	1,804	2,040	2,047	2,013	1,847	1,863	1,916	2,093	2,093
06_MEDIO	1,500	1,500	2,093	1,843	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,057	2,093	2,093
07_BASE	1,500	1,500	2,093	2,093	2,044	1,862	1,726	1,638	1,297	1,249	1,267	1,351
NOV-FEB	**1,500**	**1,500**	**2,042**	**1,845**	**1,900**	**1,901**	**1,914**	**1,864**	**1,856**	**1,911**	**1,929**	**1,996**
01_PICO	1,500	1,500	2,093	1,933	1,958	2,075	2,089	1,938	1,996	2,056	2,093	2,093
02_MEDIO	1,500	1,500	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093
03_MEDIO	1,500	1,500	2,093	1,959	2,056	2,093	2,093	2,093	2,035	2,093	2,093	2,093
04_MEDIO	1,500	1,500	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	2,093	1,927	1,902	1,824
05_MEDIO	1,500	1,500	2,093	1,751	1,909	1,827	1,966	1,849	1,844	1,939	2,093	2,093
06_MEDIO	1,500	1,500	1,990	2,093	2,093	2,093	2,093	1,902	1,807	1,923	1,602	1,929
07_BASE	1,500	1,500	1,840	992	1,094	1,031	972	1,082	1,122	1,345	1,627	1,850

CUADRO 12.2.60 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE SALTILLO-AGUASCALIENTES

Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	99	87	83	66	66	71	69	75	62	68	74	84
MAR-JUN	99	99	99	92	97	97	96	93	93	94	98	98
NOV-FEB	100	100	100	92	95	94	97	94	94	92	95	94

Beneficios de la Red de Transmisión Noreste-Occidente

Este proyecto consta solamente de una opción, debido a que la alternativa 2 no sería factible, debido a la falta de espacio en las subestaciones aledañas para instalar alimentadores que reciban una nueva línea de transmisión; dado que el proyecto se requiere que esté en operación a inicios de 2021, es poco probable que se lleve a cabo la construcción y puesta en servicio de una nueva línea de transmisión.

Esta opción, requiere una inversión de 8.6 millones de dólares en VP de 2019 (equivalente a una inversión instantánea de 9.4 millones de dólares de 2017).

El incremento en la capacidad de transmisión reducirá congestiones y ayudará a la integración de generación renovable y convencional.

La red de transmisión propuesta para esta alternativa tendrá un beneficio total de 233.2 millones de dólares en VP de 2019, de los cuales, 255.5 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento. 9.7 millones de dólares en VP de 2019 por ahorro en reducción de costos de falla; y 32 millones de dólares en VP de 2019 por sobrecostos en emisiones de NOx, SOx, PST y CO_2 (externalidades).

El beneficio neto es de 224.6 millones de dólares en VP de 2019 y una relación beneficio-costo de 27.11.

En el cuadro 12.2.61, se muestra el resumen de estos indicadores para el escenario base de hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

CUADRO 12.2.61 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Millones de USA $ en VP 2019

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-32.0	255.5	9.7	233.2	8.6	224.6	27.11

En el cuadro 12.2.62, se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el escenario base de hidrología, evolución de precios de combustibles y el crecimiento de la demanda, estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento de 2611% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.2.62 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	6.5	36.14	226.8
-20	6.9	33.88	226.3
-15	7.3	31.89	225.9
-10	7.7	30.12	225.5
-5	8.2	28.53	225.0
0	8.6	27.11	224.6
5	9.0	25.82	224.2
10	9.5	24.64	223.8
15	9.9	23.57	223.3
20	10.3	22.59	222.9
25	10.8	21.69	222.5
2,611	**233.2**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2019

Análisis de Escenarios con Respecto a la Hidrología, Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

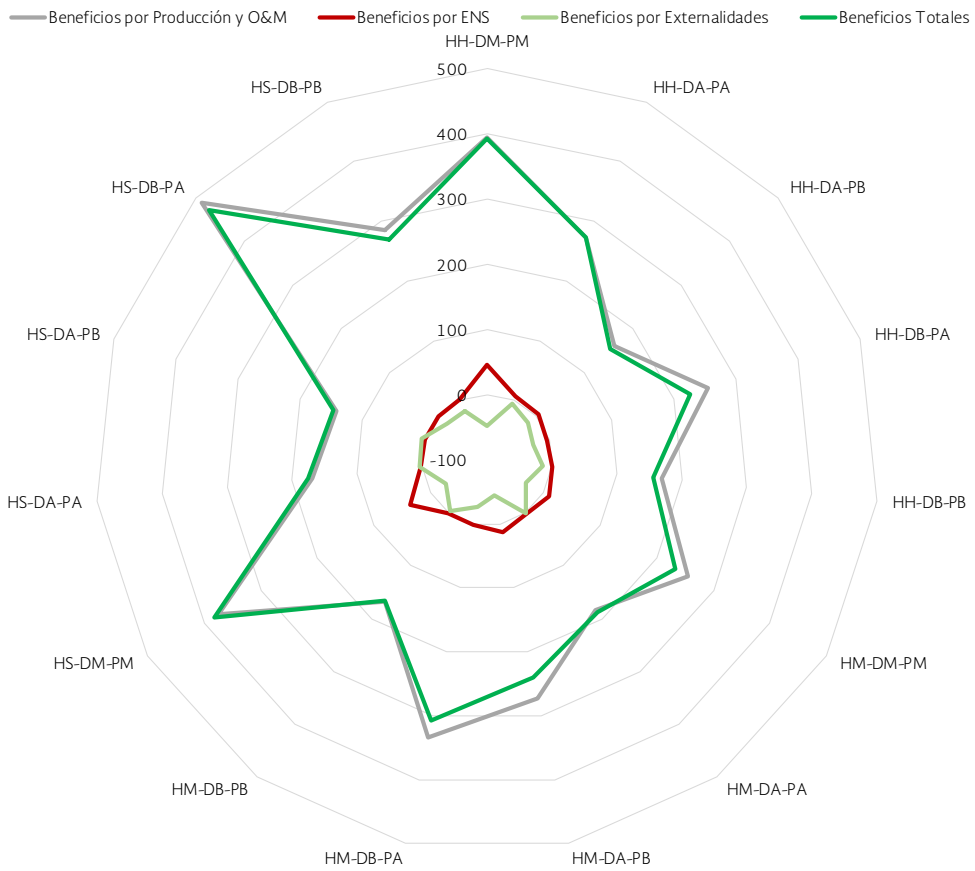
PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.2.63, se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.2.27 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.2.63 ANÁLISIS DE ESCENARIOS (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	394.45	45.08	-47.47	392.07	8.60	383.46	45.57
HH-DA-PA	272.41	5.86	-6.04	272.24	8.60	263.64	31.64
HH-DA-PB	162.07	5.33	-14.59	152.80	8.60	144.20	17.76
HH-DB-PA	255.38	-3.05	-25.90	226.44	8.60	217.83	26.32
HH-DB-PB	168.22	0.63	-13.42	155.44	8.60	146.84	18.07
HM-DM-PM	255.49	9.74	-32.01	233.22	8.60	224.61	27.11
HM-DA-PA	183.52	2.16	1.46	187.14	8.60	178.53	21.75
HM-DA-PB	272.43	12.44	-45.31	239.56	8.60	230.96	27.85
HM-DB-PA	333.63	1.27	-27.16	307.74	8.60	299.13	35.77
HM-DB-PB	167.01	1.65	-2.82	165.84	8.60	157.24	19.28
HS-DM-PM	373.70	35.79	-28.07	381.42	8.60	372.81	44.33
HS-DA-PA	169.26	2.67	3.31	175.24	8.60	166.63	20.37
HS-DA-PB	142.45	0.25	5.08	147.78	8.60	139.18	17.18
HS-DB-PA	488.35	0.76	-17.56	471.55	8.60	462.95	54.81
HS-DB-PB	285.50	1.65	-17.22	269.92	8.60	261.32	31.37

FIGURA 12.2.27 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)



Como se observa del cuadro 12.2.63 y de la figura 12.2.27, en siete de los quince escenarios, los indicadores económicos estarían por arriba de los correspondientes al escenario medio y siete estarían por debajo.

El escenario con los mayores beneficios corresponde a condiciones hidrológicas secas, demanda baja y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, demanda alta y precios de combustibles bajo, en este escenario se presentan los menores indicadores económicos.

En todos los escenarios analizados, el valor presente neto del proyecto es superior al valor presente de los costos de inversión.

Análisis Económico Aguascalientes-San Luis Potosí-Querétaro

Por saturación actual de la transmisión y transformación en los corredores de 230 kV: Aguascalientes – San Luis Potosí y de San Luis Potosí-San Luis de la Paz-San Juan del Río, se hace urgente la instalación de nuevas obras. Para ello, se realiza una evaluación para determinar los beneficios al incluir estos proyectos en 2022-2023, considerando la reducción en el costo de la energía no suministrada (ENS) y en los costos de producción correspondientes. El procedimiento usa la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión y transformación de potencia utilizando el método de simulación Monte Carlo no secuencial.

Consideraciones

- Configuración de la red eléctrica a diciembre 2017, incluyendo niveles de tensión de 69 kV y mayores de la RNT y de las RGD, de la GCR Occidental.
- Estadística de salidas forzadas de generadores, líneas y transformadores de la GCR Occidental, de los últimos 5 años.
- Parque de Generación a diciembre de 2017, y proyectos de generación al 2024.
- Escenario de Precios de Combustibles 2018-2032.
- Proyección de demanda de la GCR Occidental, periodo 2022-2024.
- Criterios de la Política de confiabilidad, DOF 28/02/2017; Costo de la ENS 2.6 USD/kWh.

Beneficios

Alternativa 1: Red de Transmisión en 400 kV La Pila – San Luis de la Paz II – El Sauz

Los beneficios de la alternativa 1 son: 4,302.4 millones de USD VP 2019. De estos, los beneficios por cubrir la ENS representan alrededor del 96% del total.

El proyecto aporta importantes beneficios en la demanda Máxima-Media para el periodo de verano, y en la demanda máxima de invierno.

Alternativa 2: Red de Transmisión en 230 kV La Pila – San Luis de la Paz II – El Sauz y Querétaro Potencia

Los beneficios de la alternativa 2 son: 3,915.7 millones de USD VP 2019. De estos, los beneficios por cubrir la ENS representan alrededor del 96% del total.

El proyecto aporta importantes beneficios en la demanda Máxima-Media para el periodo de verano, y en la demanda máxima de invierno.

CUADRO 12.2.64 RESUMEN DE BENEFICIOS DEL PROYECTO AGUASCALIENTES – SAN LUIS POTOSÍ – QUERÉTARO ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2019

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
173.5	4,396.8	4,570.3	267.9	4,302.4	17.06

CUADRO 12.2.65 RESUMEN DE BENEFICIOS DEL PROYECTO AGUASCALIENTES – SAN LUIS POTOSÍ – QUERÉTARO ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2019

Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
159.4	4,065.7	4,225.1	309.4	3,915.7	13.66

Sección 3. Red de Transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país

Estudio de Confiabilidad. La GCR Noreste consta de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y parte de Coahuila, tiene un dinamismo industrial y comercial muy importante para el crecimiento de México.

Con un crecimiento del consumo y demanda del 3.1%, valor cercano a la media nacional.

La GCR Noreste cuenta con tres de las cinco principales regiones con alto potencial de generación eólica, ver figura 8.2. El desarrollo de la red de transporte de gas natural en el norte del país y su cercanía con la frontera de EUA, permiten disponer de este energético a precios competitivos respecto a otras regiones del país. Por esta razón se han venido instalando centrales de ciclo combinado en el noreste del país; además el estado de Coahuila tiene una explotación minera de carbón muy importante. La alta disponibilidad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica y un crecimiento apenas por arriba de la media nacional, convierten a la GCR Noreste en una región exportadora de energía, en todos los escenarios de demanda futuros.

La integración de Centrales Eléctricas con fuente primaria de energía renovable eólica en la zona del norte de Coahuila, zona Laguna-Saltillo y estado de Tamaulipas permitirá disminuir los costos de producción, lo que requerirá de una red de transmisión de energía eléctrica para la evacuación de la energía.

La integración de Centrales Eléctricas convencionales con fuente primaria de energía a base de gas natural también se ha estado desarrollado en la GCR Noreste, tanto ciclos combinados como cogeneración.

Con la integración futura de Centrales Eléctricas, en especial de fuentes renovales intermitentes, requiere de una flexibilidad operativa en la red de transmisión, con suficientes márgenes de reserva en la transmisión para soportar la intermitencia de las Centrales eléctricas renovables, proporcionar margen de reserva operativo al SEN y soporte ante las contingencias sencillas más severas, sin ocasionar problemas de confiabilidad, continuidad y seguridad en la operación del SEN.

Se estima que con la entrada de la generación tanto base como intermitente, gran parte del margen de reserva se ubique en esta región; sin una capacidad de transmisión robusta, se podría presentar en otras regiones del país energía no suministrada y despacho de unidades menos eficientes, y como consecuencia una elevación de los costos de mercado.

Con la nueva infraestructura se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como son: reducir los costos de producción, cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, aumentar la eficiencia del MEM, permitir una mayor integración de generación renovable e incluir proyectos de redes eléctricas inteligentes.

Fechas de entrada en operación del proyecto

- **Fecha necesaria de entrada en operación:** abril de 2024.
- **Fecha factible de entrada en operación:** abril de 2024.

Alternativas

Se analizaron dos alternativas de red para incrementar la capacidad de transmisión, como se muestra en las figuras 12.3.1 y 12.3.2

La alternativa 1 para interconectar el Noreste y Centro del país consiste en las siguientes obras:

- Enlace de Corriente Directa Bipolo con tecnología LCC de 3,000 MW, ± 500 kV, entre las SE Regiomontano-Sauz LT de 689 km con 6 conductores por polo y seis conductores de retorno metálico 1113 KCM-ACSR. Es decir, en la

primera etapa el enlace operaría con una capacidad de 1,500 MW.

La alternativa 2 para interconectar el Noreste y Centro del país consiste en las siguientes obras:

- Línea de transmisión de un circuito en 400 kV entre las SE Regiomontano y Güémez de 225 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de un circuito en 400 kV entre las SE Güémez y Champayán de 178 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del primer circuito en 400 kV entre las SE Champayán y Tamós de 50 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del primer circuito en 400 kV entre las SE Tamós y Las Mesas de 149 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del primer circuito en 400 kV entre las SE Las Mesas y Pachuca Potencia de 220 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de un circuito en 400 kV entre las SE Pachuca Potencia y Tula de 61 km de 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del primer circuito en 400 kV entre las SE Derramadero y Primero de Mayo de 185 km de 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del primer circuito en 400 kV entre las SE Primero de Mayo y El Potosí de 210 km de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

- Línea de transmisión de dos circuitos, tendido del segundo circuito en 400 kV entre las SE San Luis de la Paz II y El Sauz de 127 km de 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactor de línea con reactor de neutro.

La infraestructura común para ambas alternativas es la siguiente:

- Línea de doble circuito en 400 kV entre las SE El Sauz y Atlacomulco Potencia de 115 km de 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR. Incluye reactores de línea con reactores de neutro.

- Entronque de la línea de transmisión entre Donato Guerra y Nopala en 400 kV en la SE Almoloya.

FIGURA 12.3.1 ALTERNATIVA DE LÍNEA DE CORRIENTE DIRECTA TENDIDO DEL PRIMER POLO ENTRE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS REGIOMONTANO – EL SAUZ

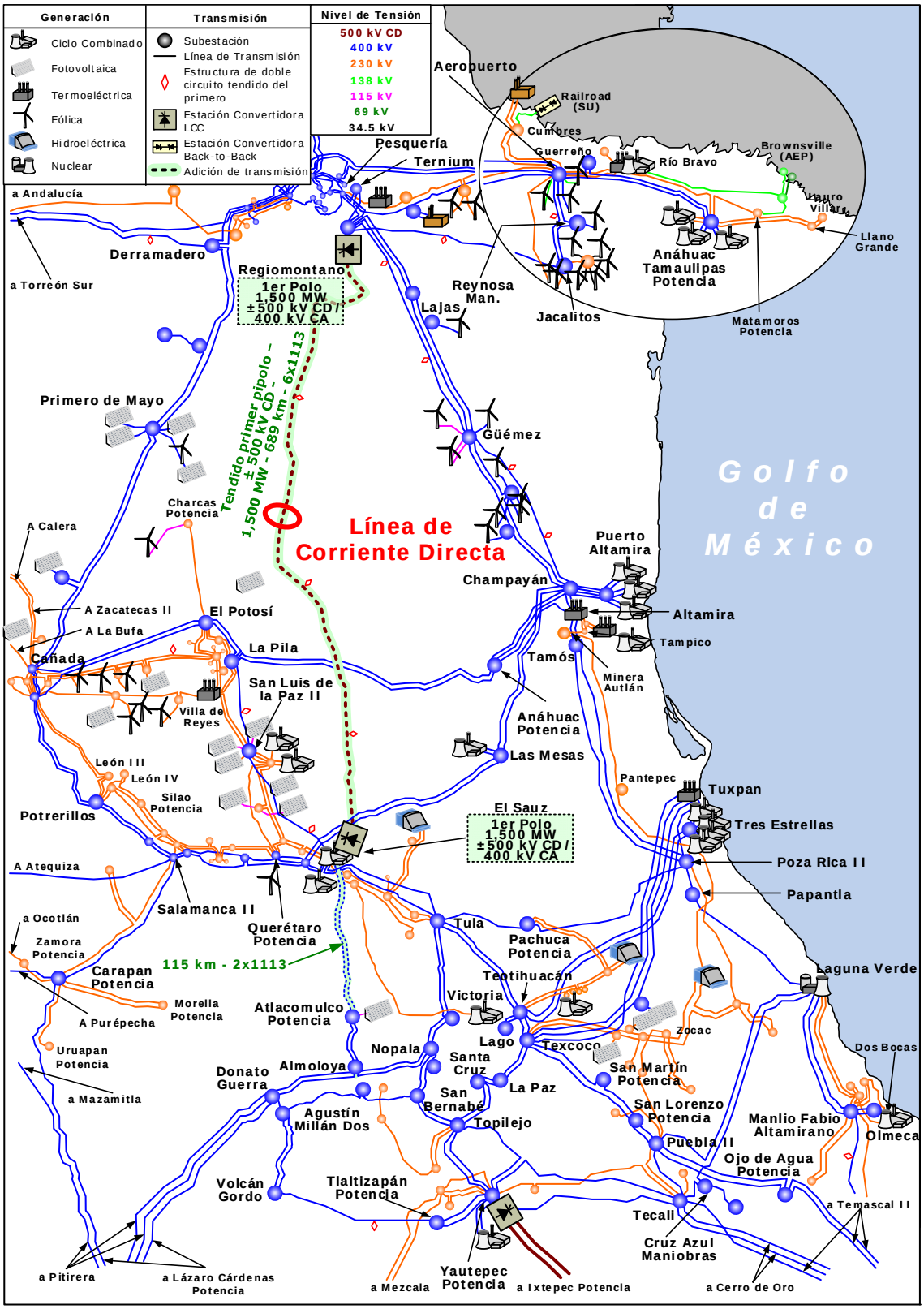
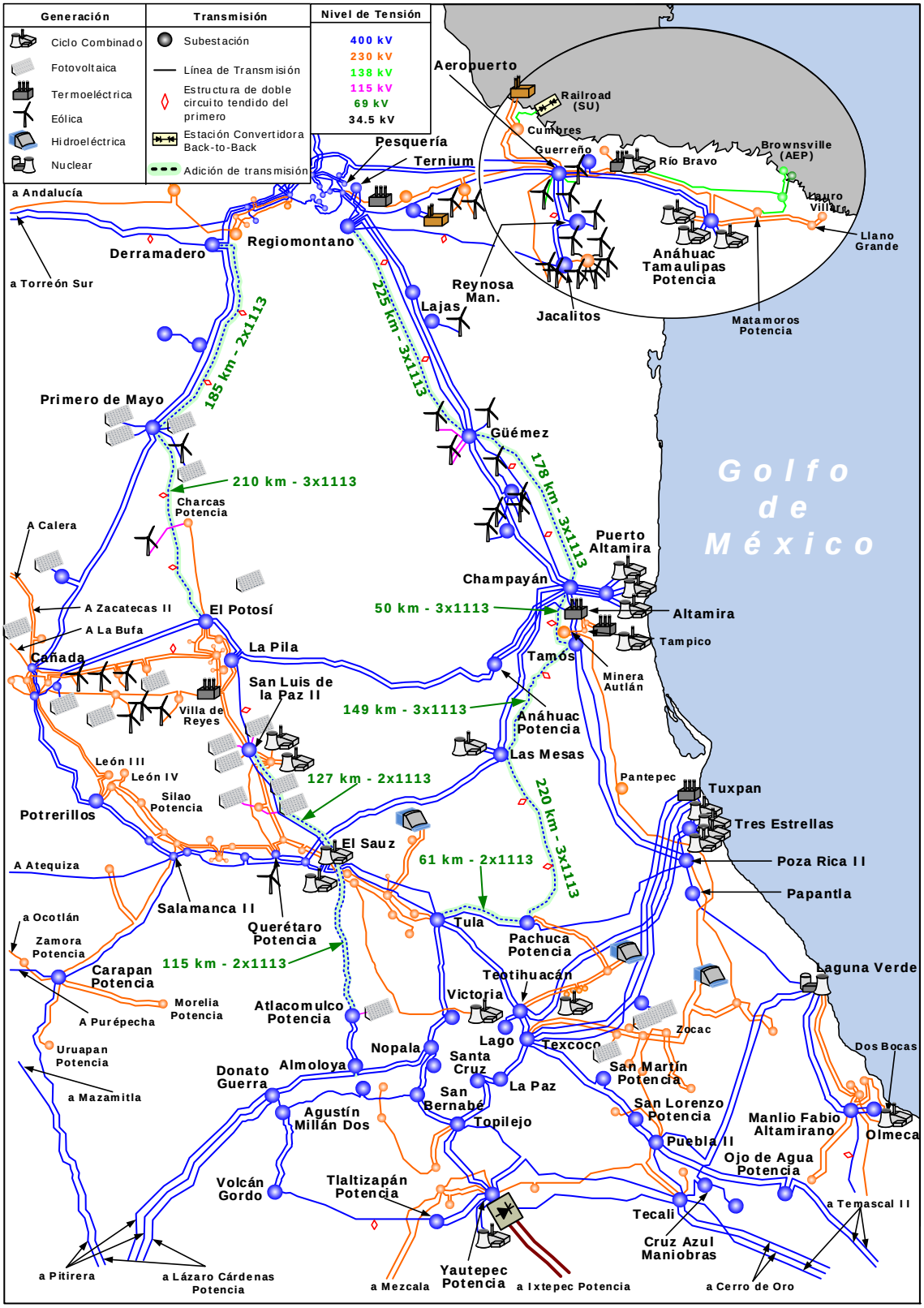


FIGURA 12.3.2 ALTERNATIVA DE LÍNEAS DE CORRIENTE ALTERNA ENTRE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS REGIOMONTANO – GÜÉMEZ – CHAMPAYÁN – TAMÓS – LAS MESAS – PACHUCA POTENCIA – TULA Y DERRAMADERO – PRIMERO DE MAYO – EL POTOSÍ – SAN LUIS DE LA PAZ II – EL SAUZ



Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas

En los estudios de flujos de potencia se toman en cuenta todos los proyectos de interconexión, de conexión, expansión de la red, despacho de generación estacional y los pronósticos de demanda esperados.

En el estado de pre-contingencia, se considera que el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia. Todas las instalaciones y elementos de estas deben estar dentro de las características de diseño del generador, transportista y distribuidor.

Ante la ocurrencia de contingencias sencillas (N-1), el Sistema Eléctrico debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de éstas, deben estar dentro de las características especificadas en el Código de Red, Manual Regulatorio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

También es posible la pérdida simultánea de dos elementos, por ejemplo, cuando dos circuitos se encuentran en torres diferentes, pero en el mismo derecho de vía y son impactadas por un huracán o vehículo aéreo. Para este tipo de contingencias (Categoría C del código de Red), puede ser necesario Esquemas Acción Remedial.

Las figuras 12.3.3 y 12.3.4 presentan los flujos de potencia en la red de 230 y 400 kV asociadas las GCR del norte del país para un escenario factible de 14 Hs de invierno 2024 con una alta transferencia Norte-Sur, para la alternativa 1 en CD entre RGM-SAU.

Las figuras 12.3.5 y 12.3.6 presentan los flujos de potencia en la red de 230 y 400 kV asociadas las GCR del norte del país para un escenario factible de 14 Hs de invierno 2024 con una alta transferencia Norte-Sur, para la alternativa 2 en CA entre Norte-Sur.

Para la alternativa 1 del enlace de Corriente Directa del primer Polo de 1,500 MW entre las subestaciones eléctricas Regiomontano y El Sauz, el cuadro 12.3.1 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas. Ante la pérdida del Polo, los corredores de transmisión que responden con la mayor variación de flujo de potencia activa son PMY-KDA, RGM-GUE, ALT-TMO, QPM-SAU y MES-QPM.

Para la alternativa 1 enlace de Corriente Directa del primer Polo de 1,500 MW entre las subestaciones eléctricas Regiomontano y El Sauz, el cuadro 12.3.2 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia de la tensión para los principales nodos en 230 y 400 kV. Ante la pérdida del Polo, los nodos que tienen la mayor caída de tensión son CAL-400, PSM-400 y TMO-400. La contingencia N-2 de las LT PMY-KDA y PSM-KDA que comparten estructura de doble circuito.

FIGURA 12.3.3 DIAGRAMA GEOGRÁFICO DE LAS GCR DEL NORTE PARA LA ALTERNATIVA 1 EN CORRIENTE DIRECTA REGIOMONTANO-SAUZ

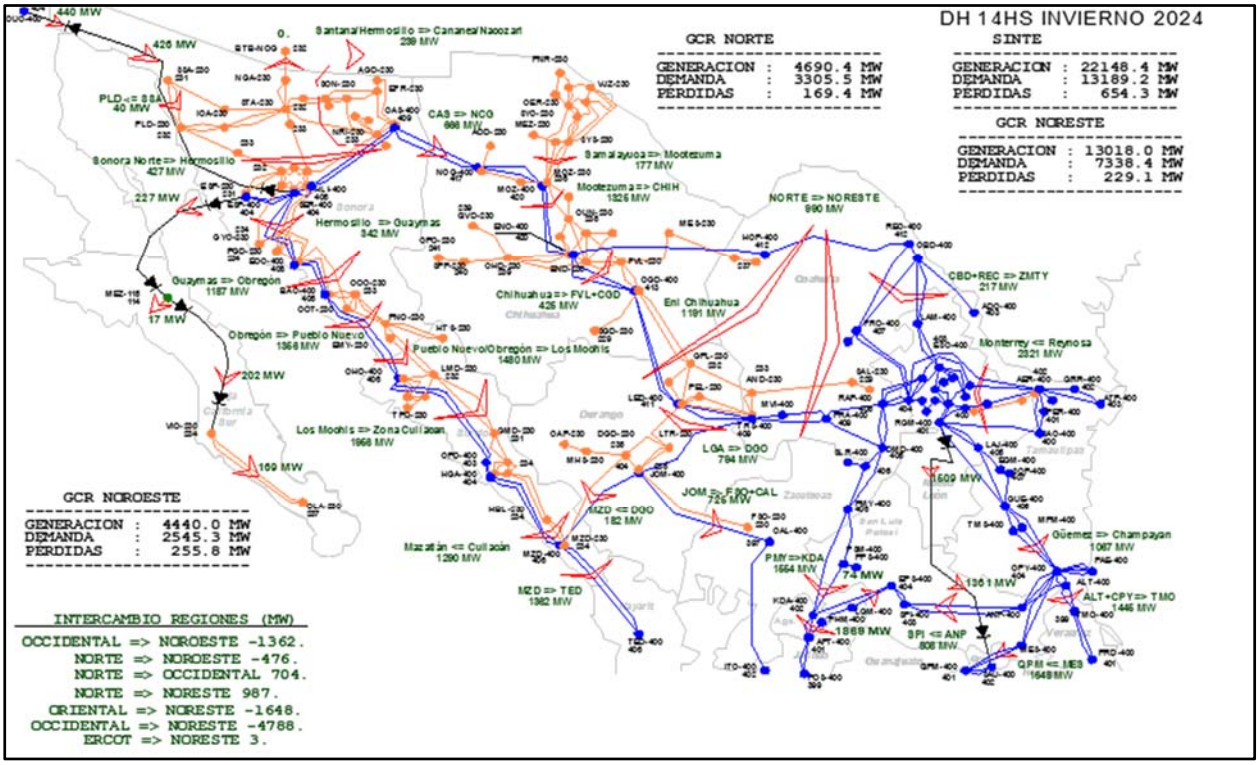


FIGURA 12.3.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PRINCIPALES CORREDORES DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 1 EN CORRIENTE DIRECTA REGIOMONTANO-SAUZ

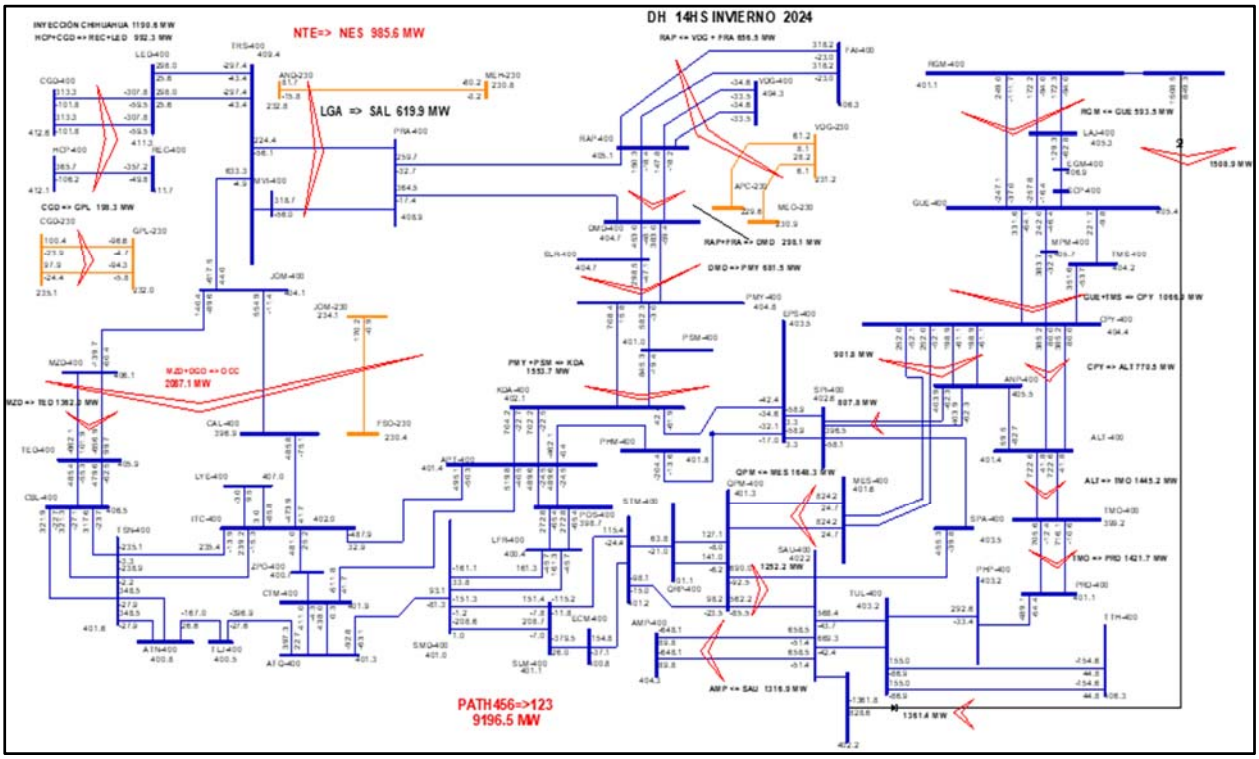


FIGURA 12.3.5 DIAGRAMA GEOGRÁFICO DE LAS GCR DEL NORTE PARA LA ALTERNATIVA 2 EN CORRIENTE ALTERNA ENTRE NORTE-SUR

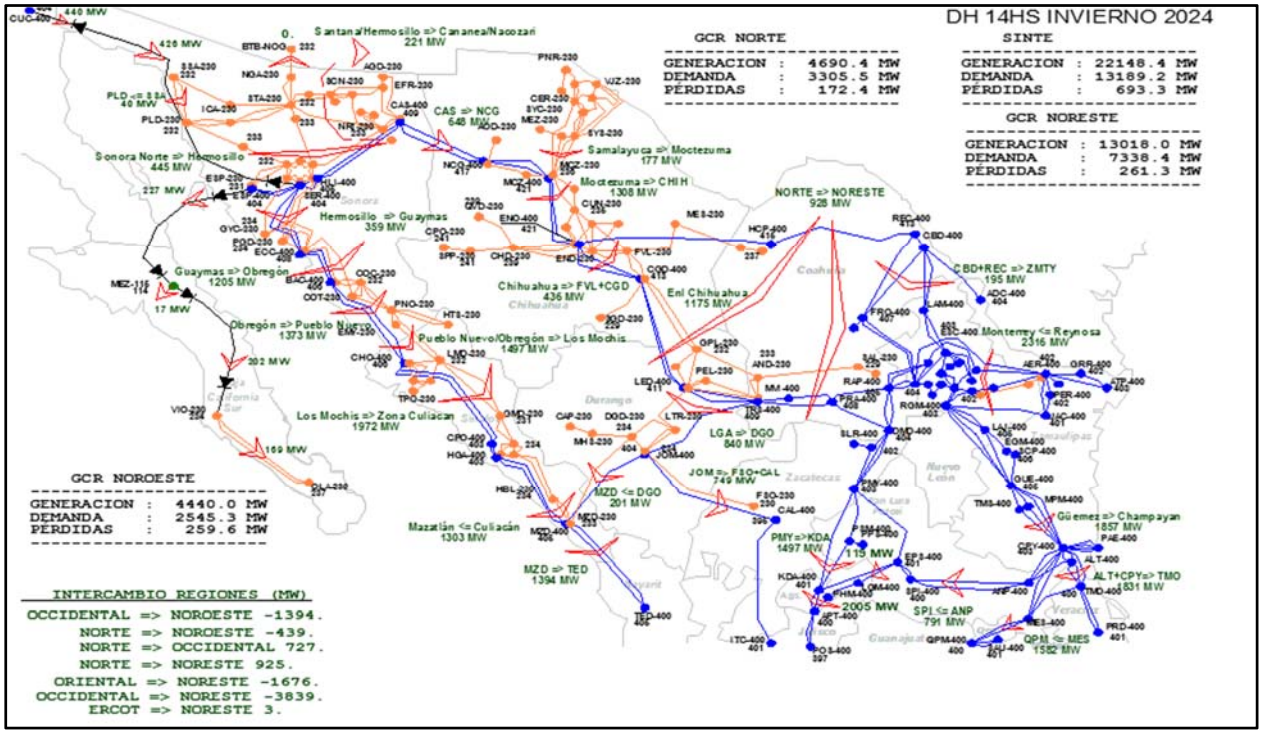
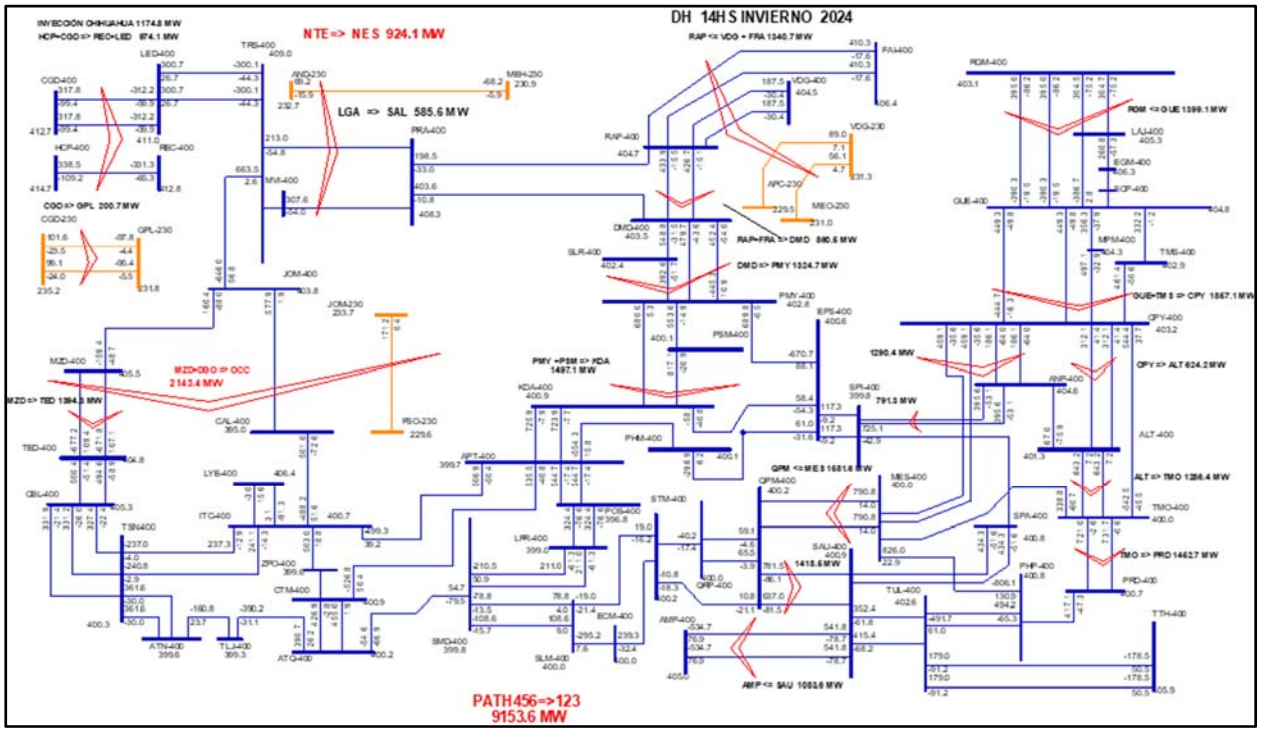


FIGURA 12.3.6 DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PRINCIPALES CORREDORES DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2 EN CORRIENTE ALTERNA ENTRE NORTE-SUR



CUADRO 12.3.1 FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA EN LOS PRINCIPALES CORREDORES NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 1

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	Caso Base	HVDC 1P RGM-SAU	LT PMY-A3J70-KDA	LT MES-A3L50-QPM	LT CPY-A3E90-ALT	LT TMO-A3790-PRD	LT QPM-A3OC0-SAU	LT CPY-A3G90-MES
1P HVDC RGM-SAU (MW)	1508.9	----	1508.9	1509	1508.9	1508.8	1508.9	1508.9
LT RGM-A3NE0-GUE	249.0/272.9	550.8/552.9	321.1/337.7	217.6/243.9	246.4/269.7	224.4/250.2	249.3/273.1	240.9/265.5
LT LAJ-A3D90-GUE	259.4/266.1	529.9/531.8	324.1/329.8	231.2/237.7	257.2/263.3	237.4/243.9	259.7/266.3	252.2/258.9
LT SCP-A3NE0-GUE	342.4/343.2	612.2/613.1	407.0/408.1	314.1/314.6	340.1/340.7	320.2/320.8	342.6/343.4	335.1/335.8
LTS RGM+LAJ a GUE MW	850.8	1692.9	1052.2	762.9	843.7	782.0	851.6	828.2
LTs PMY-A3J70-KDA	708.4/708.6	896.0/900.8	----/----	733.8/734.3	710.6/710.8	727.6/728.0	708.2/708.3	715.0/715.3
LT PSM-A3OC0-KDA	845.3/845.5	1039.2/1039.2	1217.9/1217.9	871.4/871.5	847.6/847.8	865.0/865.2	845.0/845.3	852.1/852.3
LTs PMY+PSM a KDA MW	1553.7	1935.2	1217.9	1605.2	1558.2	1592.6	1553.2	1567.1
LT ANP-A3EN0-SPI	403.9/408.7	486.1/487.7	450.3/453.7	485.3/487.5	405.2/409.9	470.1/472.6	405.4/410.1	425.0/429.1
LT ANP-A3NE0-SPI	403.9/408.7	486.1/487.7	450.3/453.7	485.3/487.5	405.2/409.9	470.1/472.6	405.4/410.1	425.0/429.1
LTs ANP-SPI MW	807.8	972.2	900.6	970.6	810.4	940.2	810.8	850
LT MES-A3L50-QPM	824.2/824.5	987.0/992.6	853.0/853.6	----/----	832.2/832.6	900.5/902.4	813.3/813.7	769.0/769.0
LT MES-A3L60-QPM	824.2/824.5	987.0/992.6	853.0/853.6	1210.4/1225.5	832.2/832.6	900.5/902.4	813.3/813.7	769.0/769.0
LTs MES-QPM MW	1648.4	1974	1706	1210.4	1664.4	1801	1626.6	1538
LT CPY-A3E80-ALT	385.2/393.5	537.1/540.8	415.7/422.2	480.6/491.4	668.5/681.5	241.4/261.4	393.5/401.9	412.9/421.5
LT CPY-A3E90-ALT	385.2/393.5	537.1/540.8	415.7/422.2	480.6/491.4	668.5/681.5	241.4/261.4	393.5/401.9	412.9/421.5
LTs CPY-ALT MW	770.4	1074.2	831.4	961.2	1337	482.8	787	825.8
LT CPY-A3G80-MES	252.0/257.3	416.0/418.2	280.8/285.9	41.1/68.5	261.0/265.5	330.9/333.5	241.6/247.3	386.5/388.6
LT CPY-A3G90-MES	252.0/257.3	416.0/418.2	280.8/285.9	41.1/68.5	261.0/265.5	330.9/333.5	241.6/247.3	----/----
LTs CPY-MES MW	504	832	561.6	82.2	522	661.8	483.2	386.5
LT ALT-A3F80-TMO	722.6/723.8	853.9/858.4	741.3/742.7	799.4/802.8	705.5/706.2	528.2/534.7	730.7/732.0	744.4/746.1
LT ALT-A3F90-TMO	722.6/723.8	853.9/858.4	741.3/742.7	799.4/802.8	705.5/706.2	528.2/534.7	730.7/732.0	744.4/746.1
LTs ALT-TMO MW	1445.2	1707.8	1482.6	1598.8	1411	1056.4	1461.4	1488.8
LT MIA-93160-PPC	169.0/170.5	195.7/196.1	172.7/174.1	182.7/183.4	167.5/169.1	211.8/212.1	170.5/172.0	173.9/175.3
LT TMO-A3490-PRD	705.6/705.7	836.0/836.3	723.9/723.9	784.0/784.1	693.0/693.3	1001.7/1005.7	713.8/713.9	726.3/726.4
LT TMO-A3790-PRD	716.1/716.2	848.4/848.8	734.6/734.6	795.6/795.8	703.2/703.5	----/----	724.4/724.4	737.1/737.1
LTs TMO-PRD MW	1421.7	1684.4	1458.5	1579.6	1396.2	1001.7	1438.2	1463.4
LT QPM-A3CO0-SAU	690.0/696.2	1067.3/1074.8	677.6/685.2	538.5/552.0	699.0/705.2	794.5/800.2	1161.0/1169.9	654.4/660.2
LT QPM-A3OC0-SAU	562.2/568.7	869.7/877.8	551.9/559.7	438.0/450.9	569.5/576.0	647.4/653.6	----/----	533.1/539.3
LTS QPM-SAU MW	1252.2	1937	1229.5	976.5	1268.5	1441.9	1161.0	1187.5
LT PHP-A3W70-TUL	292.6/294.5	355.8/360.3	302.6/305.0	330.7/334.3	287.5/289.3	219.6/220.5	297.1/299.2	301.6/304.1
LT APT-93ER0-LNT	203.9/203.9	230.3/230.3	196.0/196.2	212.8/212.8	204.2/204.2	209.9/209.9	202.5/202.6	206.1/206.2
LT APT-93RE0-LNT	211.9/212.0	239.4/239.4	203.7/203.9	221.2/221.2	212.2/212.3	218.2/218.2	210.5/210.6	214.2/214.3
LT KDA-A3J10-APT	704.2/704.6	835.0/836.4	602.1/604.0	733.7/733.9	705.9/706.3	727.7/727.9	702.0/702.4	711.8/712.2
LT KDA-A3K90-APT	702.2/702.6	832.7/834.0	600.4/602.3	731.6/731.9	703.9/704.3	725.7/725.8	700.0/700.4	709.8/710.2
LT VDR-93130-SPA	44.0/46.9	80.5/83.0	38.3/41.7	57.4/60.1	44.4/47.3	54.0/56.6	44.7/47.6	47.4/50.4
LT VDR-93320-SPA	61.6/63.8	112.7/114.6	53.6/56.3	80.3/82.4	62.1/64.3	75.6/77.6	62.6/64.8	66.5/68.8
LT SPI-A3OC0-SPA	396.5/400.8	577.3/578.5	382.2/387.9	471.6/474.9	398.5/402.7	455.0/457.8	409.0/412.9	416.5/420.9
LT SPA-A3OC0-SAU	455.3/457.0	622.3/622.6	438.5/440.5	513.9/515.5	457.0/458.7	502.5/503.4	478.2/479.9	471.2/473.3

... Continuación

CUADRO 12.3.1 FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA EN LOS PRINCIPALES CORREDORES NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 1

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]								
Elementos monitoreados	LT RGM-A3EN0-GUE	LT GUE-A3EN0-CPY	LTs CPY-MES	LTs MES-QPM	LTs ANP-SPI	LTs PMY-KDA + PSM-KDA	LTs KDA-A3K90-APT	LT APT-93ER0-LNT
1P HVDC RGM-SAU (MW)	1508.9	1508.9	1509	1508.8	1508.9	1508.9	1508.9	1508.9
LT RGM-A3NE0-GUE	249.0/272.9	226.2/250.2	214.1/241.1	126.3/163.5	168.1/200.6	590.1/592.3	254.8/278.1	251.5/274.0
LT LAJ-A3D90-GUE	259.4/266.1	239.0/244.8	228.1/234.7	149.3/155.3	186.8/193.4	565.2/567.9	264.7/271.3	261.7/267.7
LT SCP-A3NE0-GUE	342.4/343.2	321.8/322.2	310.9/311.5	231.8/231.8	269.5/269.7	648.6/649.9	347.6/348.4	344.6/345.2
LTS RGM+LAJ a GUE MW	850.8	787.0	753.1	507.4	624.4	1803.9	867.1	857.8
LTs PMY-A3J70-KDA	708.4/708.6	727.9/728.2	736.8/737.3	806.0/808.0	782.9/783.5	----/----	695.3/695.5	705.6/705.8
LT PSM-A3OC0-KDA	845.3/845.5	865.3/865.5	874.4/874.6	945.7/945.7	921.5/921.9	----/----	832.0/832.1	842.5/842.6
LTs PMY+PSM a KDA MW	1553.7	1593.2	1611.2	1751.7	1704.4	----	1527.3	1548.1
LT ANP-A3EN0-SPI	403.9/408.7	390.6/395.9	494.5/496.7	706.4/706.6	----/----	621.6/622.3	402.7/407.4	399.8/404.6
LT ANP-A3NE0-SPI	403.9/408.7	390.6/395.9	494.5/496.7	706.4/706.6	----/----	621.6/622.3	402.7/407.4	399.8/404.6
LTs ANP-SPI MW	807.8	781.2	989	1412.8	----	1243.2	805.4	799.6
LT MES-A3L50-QPM	824.2/824.5	814.3/814.5	589.4/591.2	----/----	974.5/976.7	958.5/960.4	829.0/829.4	828.2/828.7
LT MES-A3L60-QPM	824.2/824.5	814.3/814.5	589.4/591.2	----/----	974.5/976.7	958.5/960.4	829.0/829.4	828.2/828.7
LTs MES-QPM MW	1648.4	1628.6	1178.8	----	1949	1917	1658	1656.4
LT CPY-A3E80-ALT	385.2/393.5	373.1/379.8	503.4/514.7	731.9/749.6	402.3/417.6	525.4/526.8	388.5/396.6	387.1/395.4
LT CPY-A3E90-ALT	385.2/393.5	373.1/379.8	503.4/514.7	731.9/749.6	402.3/417.6	525.4/526.8	388.5/396.6	387.1/395.4
LTs CPY-ALT MW	770.4	746.2	1006.8	1463.8	804.6	1050.8	777	774.2
LT CPY-A3G80-MES	252.0/257.3	242.0/248.4	----/----	-532.8/532.9	402.4/403.9	386.8/391.9	256.8/262.0	256.0/261.1
LT CPY-A3G90-MES	252.0/257.3	242.0/248.4	----/----	-532.8/532.9	402.4/403.9	386.8/391.9	256.8/262.0	256.0/261.1
LTs CPY-MES MW	504	484	----	-1065.6	804.8	773.6	513.6	512
LT ALT-A3F80-TMO	722.6/723.8	713.8/714.7	815.6/819.3	999.0/1015.3	841.7/846.7	807.0/809.2	726.2/727.4	725.5/726.8
LT ALT-A3F90-TMO	722.6/723.8	713.8/714.7	815.6/819.3	999.0/1015.3	841.7/846.7	807.0/809.2	726.2/727.4	725.5/726.8
LTs ALT-TMO MW	1445.2	1427.6	1631.2	1998	1683.4	1614	1452.4	1451
LT MIA-93160-PPC	169.0/170.5	167.3/168.9	190.0/190.7	218.4/218.4	194.0/194.5	186.0/186.8	169.8/171.2	169.6/171.1
LT TMO-A3490-PRD	705.6/705.7	696.9/697.1	793.9/794.1	987.4/992.6	826.9/827.4	788.1/788.1	709.2/709.3	708.5/708.6
LT TMO-A3790-PRD	716.1/716.2	707.2/707.4	805.7/805.9	1002.1/1007.6	839.2/839.7	799.8/799.8	719.7/719.8	719.0/719.1
LTs TMO-PRD MW	1421.7	1404.1	1599.6	1989.5	1666.1	1587.9	1428.9	1427.5
LT QPM-A3CO0-SAU	690.0/696.2	690.4/696.4	538.0/541.5	136.3/148.5	720.6/735.5	629.9/644.5	683.6/690.0	680.7/687.2
LT QPM-A3OC0-SAU	562.2/568.7	562.5/568.8	438.5/442.3	110.5/121.4	586.4/600.8	512.5/526.4	557.0/563.6	554.6/561.3
LTS QPM-SAU MW	1252.2	1252.9	976.5	246.8	1307	1142.4	1240.6	1235.3
LT PHP-A3W70-TUL	292.6/294.5	289.5/291.3	331.3/335.8	427.8/441.5	344.7/349.8	339.2/343.7	294.4/296.3	294.0/296.0
LT APT-93ER0-LNT	203.9/203.9	205.2/205.3	213.6/213.7	237.0/237.0	186.0/186.1	167.9/168.3	209.1/209.1	----/----
LT APT-93RE0-LNT	211.9/212.0	213.3/213.4	222.0/222.1	246.4/246.4	193.2/193.4	174.4/174.9	217.3/217.4	271.7/271.7
LT KDA-A3J10-APT	704.2/704.6	714.9/715.3	736.9/737.2	814.6/814.8	688.0/689.8	243.3/243.3	1193.8/1193.8	719.3/719.5
LT KDA-A3K90-APT	702.2/702.6	712.9/713.3	734.8/735.1	812.3/812.5	686.0/687.8	242.6/242.6	----/----	717.3/717.5
LT VDR-93130-SPA	44.0/46.9	44.9/47.8	58.9/62.1	94.6/97.8	4.4/12.5	16.4/22.3	46.1/49.0	48.3/51.1
LT VDR-93320-SPA	61.6/63.8	62.8/65.1	82.5/85.1	132.4/135.3	6.2/12.7	23.1/27.9	64.5/66.8	67.6/69.8
LT SPI-A3OC0-SPA	396.5/400.8	397.2/401.4	482.2/487.1	676.8/681.0	123.7/134.1	326.2/338.3	405.9/410.0	408.0/412.0
LT SPA-A3OC0-SAU	455.3/457.0	457.1/458.8	523.5/527.1	675.2/680.9	243.9/244.6	373.8/376.6	462.0/463.7	464.7/466.4

CUADRO 12.3.2 TENSIÓN EN LOS PRINCIPALES NODOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 1

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	Caso Base	HVDC 1P RGM-SAU	LT PMY-A3J70-KDA	LT MES-A3L50-QPM	LT CPY-A3E90-ALT	LT TMO-A3790-PRD	LT QPM-A3OC0-SAU	LT CPY-A3G90-MES
ALT-400	401	395	400	400	400	400	401	401
ANP-400	406	399	404	404	405	404	405	405
CAL-400	397	385	393	395	397	395	397	397
CPY-400	404	397	403	403	405	403	404	404
EPS-400	404	397	402	402	403	402	403	403
FSO-230	230	225	228	230	230	230	230	230
GUE-400	405	398	404	406	406	405	405	405
KDA-230	231	226	230	230	231	230	231	231
KDA-400	402	392	400	401	402	401	402	402
MES-400	402	395	401	401	401	399	402	401
MZD-400	406	402	405	406	406	406	406	406
PHP-400	403	400	403	402	403	403	403	403
PMY-400	405	393	403	404	405	404	405	405
PRD-400	401	396	400	399	401	400	401	401
PSM-400	401	387	391	399	401	400	401	401
QPM-400	401	392	401	399	401	398	401	402
RGM-400	401	398	400	402	402	402	401	401
SPA-230	231	229	231	231	231	231	231	231
SPA-400	403	395	403	401	403	401	403	403
SPI-230	231	229	231	230	231	230	231	231
SPI-400	403	395	401	400	403	400	402	402
TMO-400	399	391	398	397	398	397	399	399

... Continuación

CUADRO 12.3.2 TENSIÓN EN LOS PRINCIPALES NODOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 1

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]								
Buses monitoreados	LT RGM-A3EN0-GUE	LT GUE-A3EN0-CPY	LTs CPY-MES	LTs MES-QPM	LTs ANP-SPI	LTs PMY-KDA + PSM-KDA	LT KDA-A3K90-APT	LT APT-93ER0-LNT
ALT-400	401	401	400	392	398	395	401	401
ANP-400	406	405	404	395	402	398	405	406
CAL-400	397	396	395	390	395	372	396	397
CPY-400	404	404	404	398	402	397	404	404
EPS-400	404	403	402	395	405	400	403	403
FSO-230	230	230	230	227	230	219	230	230
GUE-400	405	404	406	405	406	395	405	406
KDA-230	231	231	230	228	231	230	231	231
KDA-400	402	402	401	396	402	403	402	402
MES-400	402	402	402	403	398	397	401	401
MZD-400	406	406	406	404	405	393	406	406
PHP-400	403	403	402	398	401	401	403	403
PMY-400	405	404	404	399	402	410	405	405
PRD-400	401	401	399	390	397	397	401	401
PSM-400	401	400	399	394	398	410	401	401
QPM-400	401	401	404	403	400	399	401	401
RGM-400	401	401	402	403	403	392	401	402
SPA-230	231	231	231	229	232	231	231	231
SPA-400	403	403	403	396	406	401	403	403
SPI-230	231	231	231	228	232	230	231	231
SPI-400	403	403	401	392	405	398	402	402
TMO-400	399	399	397	387	395	392	399	399

Para la alternativa 2 de la expansión de la red de transmisión en Corriente Alterna entre el Norte-Sur, el cuadro 12.3.3 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas.

Para la alternativa 2 de la expansión de la red de transmisión en Corriente Alterna entre el Norte-Sur, el cuadro 12.3.4 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los principales nodos en 230 y 400 kV.

CUADRO 12.3.3 FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA EN LOS PRINCIPALES CORREDORES NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	Caso Base	LT PMY-A3OC0-EPS	LT PMY-A3J70-KDA	LT RGM-A3EN0-GUE	LT GUE-A3EN0-CPY	LT MES-A3NE0-PHP	LT MES-A3L50-QPM
LT RGM-A3EN0-GUE	395.0/404.3	450.3/456.7	433.5/440.6	----/----	375.4/384.5	378.7/388.6	372.2/382.7
LT RGM-A3NE0-GUE	395.0/404.3	450.3/456.7	433.5/440.6	505.0/510.0	375.4/384.5	378.7/388.6	372.2/382.7
LT LAJ-A3D90-GUE	390.5/393.9	440.0/443.0	425.0/428.1	488.7/492.1	373.1/375.9	375.9/379.3	370.1/373.7
LT SCP-A3NE0-GUE	473.2/473.9	522.6/523.4	507.6/508.4	571.3/572.8	455.7/456.1	458.7/459.2	452.9/453.5
LTs MTY-GUE MW	1,653.7	1,863.2	1,799.6	1,565.0	1,579.6	1,592.0	1,567.4
LT PMY-A3J70-KDA	680.0/680.0	881.2/885.4	----/----	696.4/696.5	694.6/694.7	694.5/694.6	701.0/701.1
LT PSM-A3OC0-KDA	817.1/817.4	1021.3/1021.3	1066.9/1067.0	834.1/834.4	832.2/832.5	832.1/832.3	838.7/839.0
LTs PMY+PSM a KDA MW	1,497.1	1,902.5	1,066.9	1,530.5	1,526.8	1,526.6	1,539.7
LT PMY-A3OC0-EPS	689.8/689.8	----/----	884.3/887.1	713.4/713.4	710.6/710.6	697.0/697.0	701.2/701.2
LT APT-93ER0-LNT	219.0/219.0	219.0/219.0	211.3/211.3	220.6/220.6	220.4/220.4	222.6/222.7	226.5/226.5
LT APT-93RE0-LNT	227.6/227.6	227.6/227.6	219.6/219.7	229.3/229.3	229.1/229.1	231.5/231.5	235.5/235.5
LT KDA-A3J10-APT	725.9/725.9	805.4/806.3	606.7/607.1	735.8/735.9	734.8/734.8	742.6/742.6	750.1/750.1
LT KDA-A3K90-APT	723.9/723.9	803.2/804.1	605.0/605.4	733.8/733.8	732.7/732.8	740.5/740.5	748.0/748.0
LTs KDA-APT MW	1449.8/1449.8	1608.6/1610.4	1211.7/1212.5	1469.6/1469.7	1467.5/1467.6	1483.1/1483.1	1498.1/1498.1
LT SPA-93130-VDR	88.2/90.7	73.9/76.9	86.0/89.0	89.8/92.4	89.7/92.2	95.8/98.0	100.6/103.0
LT SPA-93320-VDR	123.5/125.5	103.5/106.0	120.5/123.0	125.7/127.8	125.5/127.6	134.1/135.8	140.7/142.7
LT SPI-A3OC0-SPA	725.1/726.4	634.5/637.6	729.1/731.3	729.4/730.7	728.9/730.2	772.6/772.9	798.7/799.5
LT SPA-A3CO0-SAU	434.3/437.4	393.3/396.4	432.6/436.2	437.1/440.3	436.8/439.9	457.7/459.5	467.6/471.0
LT SPA-A3OC0-SAU	434.3/437.4	393.3/396.4	432.6/436.2	437.1/440.3	436.8/439.9	457.7/459.5	467.6/471.0
LTs SPA-SAU MW	868.6/874.8	786.6/792.8	865.2/872.4	874.2/880.6	873.6/879.8	915.4/919	935.2/942
LT QPM-A3CO0-SAU	781.5/786.3	801.8/808.0	764.2/769.5	781.4/785.9	781.4/786.0	980.9/987.8	585.0/593.1
LT QPM-A3OC0-SAU	637.0/642.2	653.3/659.9	622.8/628.5	636.9/641.9	636.9/642.0	799.4/806.7	476.4/484.4
LTs QPM-SAU MW	1418.5/1428.5	1455.1/1467.9	1387/1398	1418.3/1427.8	1418.3/1428	1780.3/1794.5	1061.4/1077.5
LT ANP-A3EN0-SPI	395.6/399.2	467.4/469.7	418.3/420.6	378.0/381.8	380.2/384.2	441.1/443.1	464.3/465.8
LT ANP-A3NE0-SPI	395.6/399.2	467.4/469.7	418.3/420.6	378.0/381.8	380.2/384.2	441.1/443.1	464.3/465.8
LTs ANP-SPI MW	791.2/798.4	934.8/939.4	836.6/841.2	756/763.6	760.4/768.4	882.2/886.2	928.6/931.6
LT MIA-93160-PPC	171.8/173.2	173.2/174.6	174.8/176.1	169.9/171.4	170.1/171.6	192.0/192.5	181.4/182.2
LT TMO-A3490-PRD	721.0/721.0	728.4/728.4	735.7/735.7	711.1/711.2	712.1/712.1	845.1/846.3	782.0/782.3
LT TMO-A3790-PRD	731.7/731.7	739.2/739.2	746.6/746.6	721.7/721.7	722.6/722.7	857.6/858.9	793.6/794.0
LTs TMO-PRD MW	1452.7/1452.7	1467.6/1467.6	1482.3/1482.3	1432.8/1432.9	1434.7/1434.8	1702.7/1705.2	1575.6/1576.3
LT CPY-A3E80-ALT	312.1/314.8	335.5/336.9	331.8/333.7	299.3/301.6	300.8/302.4	354.1/359.1	328.0/332.3
LT CPY-A3E90-ALT	312.1/314.8	335.5/336.9	331.8/333.7	299.3/301.6	300.8/302.4	354.1/359.1	328.0/332.3
LTs CPY-ALT MW	624.2/629.6	671/673.8	663.6/667.4	598.6/603.2	601.6/604.8	708.2/718.2	656/664.6
LT CPY-A3NE0-TMO	544.4/545.7	561.0/561.9	563.8/565.0	532.2/533.2	533.5/534.3	583.1/587.2	550.8/553.3
LT ALT-A3F80-TMO	643.2/643.2	648.0/648.1	657.0/657.1	635.0/635.0	635.8/635.8	668.6/669.8	637.9/638.2
LT ALT-A3F90-TMO	643.2/643.2	648.0/648.1	657.0/657.1	635.0/635.0	635.8/635.8	668.6/669.8	637.9/638.2
LTs CPY+ALT-TMO MW	1,286.4	1,296.0	1,314.0	1,270.0	1,271.6	1,337.2	1,275.8
LT CPY-A3G80-MES	459.1/460.5	472.9/474.4	479.9/481.1	448.1/449.8	449.3/451.2	327.5/329.9	347.1/350.0
LT CPY-A3G90-MES	459.1/460.5	472.9/474.4	479.9/481.1	448.1/449.8	449.3/451.2	327.5/329.9	347.1/350.0
LT TMO-A3NE0-MES	338.8/344.2	348.9/354.6	355.9/361.1	330.4/336.2	331.5/337.5	175.7/188.0	208.9/219.9
LTs CPY+TMO a MES MW	1,257.0	1,294.7	1,315.7	1,226.6	1,230.1	830.7	903.1
LT MES-A3L50-QPM	790.8/790.9	806.6/806.7	814.8/815.0	779.1/779.2	780.5/780.6	986.5/991.7	----/----
LT MES-A3L60-QPM	790.8/790.9	806.6/806.7	814.8/815.0	779.1/779.2	780.5/780.6	986.5/991.7	1068.5/1075.2
LT MES-A3NE0-PHP	826.0/826.3	831.4/831.8	835.8/836.2	819.2/819.4	819.9/820.2	----/----	980.2/985.2
LTs MES a QPM+PHP MW	2,407.6	2,444.6	2,465.4	2,377.4	2,380.9	1,973.0	2,048.7
LT PHP-A3CE0-TUL	494.2/498.5	499.4/504.2	502.5/507.3	489.8/493.9	490.2/494.4	206.4/209.6	568.9/576.6
LT PHP-A3W70-TUL	494.2/498.5	499.4/504.2	502.5/507.3	489.8/493.9	490.2/494.4	206.4/209.6	568.9/576.6
LTs PHP-TUL MW	988.4/997	998.8/1008.4	1005/1014.6	979.6/987.8	980.4/988.8	412.8/419.2	1137.8/1153.2

... Continuación

CUADRO 12.3.3 FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA EN LOS PRINCIPALES CORREDORES NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	LT CPY-A3NE0-TMO	LT CPY-A3E90-ALT	LT TMO-A3790-PRD	LT TMO-A3NE0-MES	LT QPM-A3OC0-SAU	LT CPY-A3G90-MES	LTs RGM-GUE
LT RGM-A3EN0-GUE	391.0/400.5	393.5/402.9	376.2/386.1	389.1/398.5	395.2/404.5	385.2/394.9	----/----
LT RGM-A3NE0-GUE	391.0/400.5	393.5/402.9	376.2/386.1	389.1/398.5	395.2/404.5	385.2/394.9	----/----
LT LAJ-A3D90-GUE	386.9/390.4	389.2/392.6	373.7/377.0	385.3/388.6	390.7/394.1	381.7/385.1	662.2/665.0
LT SCP-A3NE0-GUE	469.7/470.3	471.9/472.6	456.4/456.9	468.0/468.6	473.4/474.1	464.4/465.0	744.3/747.3
LTs MTY-GUE MW	1,638.6	1,648.1	1,582.5	1,631.5	1,654.5	1,616.5	1,406.5
LT PMY-A3J70-KDA	683.4/683.4	681.2/681.2	697.1/697.2	685.4/685.5	679.0/679.0	688.9/689.0	725.2/725.3
LT PSM-A3OC0-KDA	820.6/820.9	818.4/818.6	834.7/835.0	822.7/823.0	816.1/816.4	826.3/826.6	864.0/864.3
LTs PMY+PSM a KDA MW	1,504.0	1,499.6	1,531.8	1,508.1	1,495.1	1,515.2	1,589.2
LT PMY-A3OC0-EPS	692.4/692.4	691.1/691.1	698.1/698.1	692.6/692.6	691.8/691.8	695.0/695.0	754.7/754.8
LT APT-93ER0-LNT	219.8/219.8	219.2/219.2	224.0/224.0	220.8/220.8	217.2/217.2	221.8/221.8	223.3/223.3
LT APT-93RE0-LNT	228.5/228.5	227.8/227.8	232.8/232.8	229.5/229.6	225.8/225.8	230.6/230.6	232.2/232.2
LT KDA-A3J10-APT	729.3/729.3	726.8/726.9	745.9/745.9	732.2/732.2	722.5/722.6	735.9/736.0	753.2/753.3
LT KDA-A3K90-APT	727.2/727.3	724.8/724.9	743.8/743.8	730.1/730.1	720.5/720.5	733.9/733.9	751.1/751.2
LTs KDA-APT MW	1456.5/1456.6	1451.6/1451.8	1489.7/1489.7	1462.3/1462.3	1443/1443.1	1469.8/1469.9	1504.3/1504.5
LT SPA-93130-VDR	89.6/92.1	88.5/91.0	97.5/99.8	91.4/94.0	89.2/91.7	93.2/95.7	92.6/95.2
LT SPA-93320-VDR	125.5/127.5	123.9/125.9	136.5/138.3	128.0/130.1	124.9/126.9	130.4/132.5	129.6/131.8
LT SPI-A3OC0-SPA	733.4/734.6	726.6/727.9	782.6/783.2	744.9/746.2	743.3/744.3	755.8/757.0	736.7/738.1
LT SPA-A3CO0-SAU	438.3/441.3	435.1/438.1	461.5/464.0	443.5/446.9	451.3/454.3	448.7/452.1	441.9/445.3
LT SPA-A3OC0-SAU	438.3/441.3	435.1/438.1	461.5/464.0	443.5/446.9	451.3/454.3	448.7/452.1	441.9/445.3
LTs SPA-SAU MW	876.6/882.6	870.2/876.2	923/928	887/893.8	902.6/908.6	897.4/904.2	883.8/890.6
LT QPM-A3CO0-SAU	787.1/791.8	783.6/788.4	865.9/871.0	753.6/757.8	1300.8/1306.9	750.1/754.3	781.0/785.1
LT QPM-A3OC0-SAU	641.5/646.7	638.7/643.9	705.7/711.4	614.2/619.0	----/----	611.5/616.1	636.6/641.2
LTs QPM-SAU MW	1428.6/1438.5	1422.3/1432.3	1571.6/1582.4	1367.8/1376.8	1300.8/1306.9	1361.6/1370.4	1417.6/1426.3
LT ANP-A3EN0-SPI	402.1/405.5	396.1/399.6	451.2/453.1	413.9/417.0	397.7/401.1	423.2/425.9	346.9/351.1
LT ANP-A3NE0-SPI	402.1/405.5	396.1/399.6	451.2/453.1	413.9/417.0	397.7/401.1	423.2/425.9	346.9/351.1
LTs ANP-SPI MW	804.2/811	792.2/799.2	902.4/906.2	827.8/834	795.4/802.2	846.4/851.8	693.8/702.2
LT MIA-93160-PPC	173.3/174.7	170.6/172.1	209.9/210.2	176.5/177.7	173.1/174.5	178.8/179.9	166.5/168.1
LT TMO-A3490-PRD	700.9/701.0	716.0/716.0	980.0/983.7	753.8/753.8	728.8/728.8	748.4/748.4	693.8/693.9
LT TMO-A3790-PRD	711.3/711.4	726.6/726.6	----/----	765.0/765.0	739.6/739.6	759.5/759.5	704.1/704.2
LTs TMO-PRD MW	1412.2/1412.4	1442.6/1442.6	980.0/983.7	1518.8/1518.8	1468.4/1468.4	1507.9/1507.9	1397.9/1398.1
LT CPY-A3E80-ALT	513.0/516.7	481.2/485.4	235.8/241.7	240.6/245.5	315.2/318.0	379.7/382.9	276.9/279.0
LT CPY-A3E90-ALT	513.0/516.7	----/----	235.8/241.7	240.6/245.5	315.2/318.0	379.7/382.9	276.9/279.0
LTs CPY-ALT MW	1026/1033.4	481.2/485.4	471.6/483.4	481.2/491	630.4/636	759.4/765.8	553.8/558
LT CPY-A3NE0-TMO	----/----	618.2/620.2	434.0/437.5	453.4/456.1	547.5/548.9	619.7/622.0	510.8/511.5
LT ALT-A3F80-TMO	860.7/861.2	593.0/593.0	527.9/529.1	557.3/558.0	645.5/645.5	706.0/706.3	620.5/620.5
LT ALT-A3F90-TMO	860.7/861.2	593.0/593.0	527.9/529.1	557.3/558.0	645.5/645.5	706.0/706.3	620.5/620.5
LTs CPY+ALT-TMO MW	1,721.4	1,186.0	1,055.8	1,114.6	1,291.0	1,412.0	1,241.0
LT CPY-A3G80-MES	488.2/489.2	468.8/470.0	523.2/523.5	562.3/562.8	452.8/454.3	610.2/610.4	428.6/430.8
LT CPY-A3G90-MES	488.2/489.2	468.8/470.0	523.2/523.5	562.3/562.8	452.8/454.3	----/----	428.6/430.8
LT TMO-A3NE0-MES	289.7/298.6	324.7/330.9	447.9/450.3	----/----	330.5/336.3	484.9/487.8	315.6/322.0
LTs CPY+TMO a MES MW	1,266.1	1,262.3	1,494.3	1,124.6	1,236.1	1,095.1	1,172.8
LT MES-A3L50-QPM	791.7/791.9	791.9/792.0	854.2/854.9	747.7/747.7	772.4/772.5	737.5/737.5	758.7/758.7
LT MES-A3L60-QPM	791.7/791.9	791.9/792.0	854.2/854.9	747.7/747.7	772.4/772.5	737.5/737.5	758.7/758.7
LT MES-A3NE0-PHP	831.4/831.7	828.2/828.5	928.1/930.1	783.8/783.8	841.5/842.0	776.9/776.9	807.2/807.4
LTs MES a QPM+PHP MW	2,414.8	2,412.0	2,636.5	2,279.2	2,386.3	2,251.9	2,324.6
LT PHP-A3CE0-TUL	492.0/496.3	493.8/498.1	482.6/488.8	486.5/490.7	502.6/507.2	483.2/487.3	482.1/485.7
LT PHP-A3W70-TUL	492.0/496.3	493.8/498.1	482.6/488.8	486.5/490.7	502.6/507.2	483.2/487.3	482.1/485.7
LTs PHP-TUL MW	984/992.6	987.6/996.2	965.2/977.6	973/981.4	1005.2/1014.4	966.4/974.6	964.2/971.4

... Continuación

CUADRO 12.3.3 FLUJOS DE POTENCIA ACTIVA EN LOS PRINCIPALES CORREDORES NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Flujos de potencia [MW/MVA]							
Elementos monitoreados	LTs CPY-MES	LTs MES-QPM	LTs ANP-SPI	LTs SPA-SAU	LTs PMY-KDA + PSM-KDA	LT KDA-A3K90-APT	LT APT-93ER0-LNT
LT RGM-A3EN0-GUE	365.6/376.2	322.7/335.9	327.8/340.5	405.6/414.1	535.9/538.7	399.1/408.1	397.1/406.2
LT RGM-A3NE0-GUE	365.6/376.2	322.7/335.9	327.8/340.5	405.6/414.1	535.9/538.7	399.1/408.1	397.1/406.2
LT LAJ-A3D90-GUE	364.2/367.6	325.8/329.3	330.3/333.8	400.0/403.2	516.5/518.7	394.2/397.6	392.4/395.8
LT SCP-A3NE0-GUE	447.0/447.5	408.5/408.8	413.1/413.4	482.7/483.3	598.8/599.9	476.9/477.6	475.1/475.8
LTs MTY-GUE MW	1,542.4	1,379.7	1,399.0	1,693.9	2,187.1	1,669.3	1,661.7
LT PMY-A3J70-KDA	706.6/706.7	745.3/745.9	716.3/716.3	683.9/684.0	----/----	660.6/660.6	676.5/676.5
LT PSM-A3OC0-KDA	844.5/844.8	884.7/884.8	854.9/855.5	820.9/820.9	----/----	797.4/797.6	813.5/813.7
LTs PMY+PSM a KDA MW	1,551.1	1,630.0	1,571.2	1,504.8	0.0	1,458.0	1,490.0
LT PMY-A3OC0-EPS	705.4/705.5	726.3/726.6	809.2/809.5	635.9/636.1	1350.3/1403.7	704.8/704.8	690.4/690.4
LT APT-93ER0-LNT	227.5/227.5	242.3/242.3	204.1/204.1	238.6/238.7	191.6/191.8	224.1/224.1	----/----
LT APT-93RE0-LNT	236.5/236.5	251.9/251.9	212.1/212.2	248.1/248.1	199.1/199.3	233.0/233.0	291.6/291.6
LT KDA-A3J10-APT	755.8/755.8	800.6/800.6	701.9/702.6	772.8/773.0	311.6/311.7	1225.8/1225.9	741.5/741.5
LT KDA-A3K90-APT	753.7/753.7	798.4/798.4	700.0/700.6	770.7/770.9	310.7/310.8	----/----	739.5/739.5
LTs KDA-APT MW	1509.5/1509.5	1599/1599	1401.9/1403.2	1543.5/1543.9	622.3/622.5	1225.8/1225.9	1481/1481
LT SPA-93130-VDR	103.0/105.7	126.8/129.4	52.2/55.6	69.8/71.4	78.4/83.5	90.7/93.2	93.0/95.4
LT SPA-93320-VDR	144.2/146.4	177.4/179.7	73.2/76.0	97.6/98.6	110.0/114.9	126.9/129.0	130.1/132.1
LT SPI-A3OC0-SPA	816.3/817.4	953.3/953.9	451.0/456.3	261.2/263.8	729.2/736.2	737.3/738.5	739.1/740.2
LT SPA-A3CO0-SAU	476.9/481.4	537.7/543.7	309.7/311.7	----/----	423.2/429.2	439.5/442.6	440.9/444.0
LT SPA-A3OC0-SAU	476.9/481.4	537.7/543.7	309.7/311.7	----/----	423.2/429.2	439.5/442.6	440.9/444.0
LTs SPA-SAU MW	953.8/962.8	1075.4/1087.4	619.4/623.4	----/----	846.4/858.4	879/885.2	881.8/888
LT QPM-A3CO0-SAU	688.4/691.1	185.5/188.2	819.5/830.8	1058.8/1065.0	719.8/726.7	773.2/778.1	770.1/775.1
LT QPM-A3OC0-SAU	561.3/564.5	151.1/153.8	667.3/678.6	862.9/869.8	586.4/593.5	630.2/635.5	627.7/633.1
LTs QPM-SAU MW	1249.7/1255.6	336.6/342	1486.8/1509.4	1921.7/1934.8	1306.2/1320.2	1403.4/1413.6	1397.8/1408.2
LT ANP-A3EN0-SPI	477.7/479.1	608.3/608.3	----/----	295.3/303.5	479.4/479.5	393.4/396.8	391.4/394.9
LT ANP-A3NE0-SPI	477.7/479.1	608.3/608.3	----/----	295.3/303.5	479.4/479.5	393.4/396.8	391.4/394.9
LTs ANP-SPI MW	955.4/958.2	1216.6/1216.6	----/----	590.6/607	958.8/959	786.8/793.6	782.8/789.8
LT MIA-93160-PPC	192.5/193.2	201.4/201.5	191.7/192.3	180.6/181.6	182.5/183.5	172.5/173.8	172.3/173.7
LT TMO-A3490-PRD	802.0/802.2	908.9/912.7	815.6/816.2	763.8/763.9	773.3/773.4	724.2/724.2	723.6/723.6
LT TMO-A3790-PRD	813.9/814.2	922.3/926.4	827.7/828.4	775.1/775.3	784.8/784.8	735.0/735.0	734.3/734.3
LTs TMO-PRD MW	1615.9/1616.4	1831.2/1839.1	1643.3/1644.6	1538.9/1539.2	1558.1/1558.2	1459.2/1459.2	1457.9/1457.9
LT CPY-A3E80-ALT	513.5/518.6	360.8/369.3	320.4/326.4	331.2/334.2	383.4/383.8	314.8/317.5	313.8/316.5
LT CPY-A3E90-ALT	513.5/518.6	360.8/369.3	320.4/326.4	331.2/334.2	383.4/383.8	314.8/317.5	313.8/316.5
LTs CPY-ALT MW	1027/1037.2	721.6/738.6	640.8/652.8	662.4/668.4	766.8/767.6	629.6/635	627.6/633
LT CPY-A3NE0-TMO	768.6/774.2	563.0/570.2	610.2/614.3	580.6/582.9	614.0/615.0	547.8/549.1	547.0/548.3
LT ALT-A3F80-TMO	830.3/831.8	625.8/628.6	753.0/754.1	688.3/688.8	692.7/693.0	646.5/646.5	646.0/646.1
LT ALT-A3F90-TMO	830.3/831.8	625.8/628.6	753.0/754.1	688.3/688.8	692.7/693.0	646.5/646.5	646.0/646.1
LTs CPY+ALT-TMO MW	1,660.6	1,251.6	1,506.0	1,376.6	1,385.4	1,293.0	1,292.0
LT CPY-A3G80-MES	----/----	109.5/121.8	569.3/569.4	507.1/507.6	534.1/535.1	463.3/464.6	462.6/463.9
LT CPY-A3G90-MES	----/----	109.5/121.8	569.3/569.4	507.1/507.6	534.1/535.1	463.3/464.6	462.6/463.9
LT TMO-A3NE0-MES	774.3/774.8	-64.4/98.6	440.9/443.8	381.1/384.8	400.5/405.6	342.4/347.7	341.9/347.2
LTs CPY+TMO a MES MW	774.3	154.6	1,579.5	1,395.3	1,468.7	1,269.0	1,267.1
LT MES-A3L50-QPM	632.8/633.8	----/----	919.5/920.5	843.8/844.7	877.6/878.3	795.6/795.7	795.0/795.2
LT MES-A3L60-QPM	632.8/633.8	----/----	919.5/920.5	843.8/844.7	877.6/878.3	795.6/795.7	795.0/795.2
LT MES-A3NE0-PHP	681.0/681.6	1284.1/1320.7	887.0/888.1	856.7/857.3	861.1/861.7	828.1/828.4	827.4/827.8
LTs MES a QPM+PHP MW	1,946.6	1,284.1	2,726.0	2,544.3	2,616.3	2,419.3	2,417.4
LT PHP-A3CE0-TUL	461.4/465.0	714.1/734.3	541.0/548.6	519.4/524.8	524.0/530.5	495.9/500.3	495.5/499.9
LT PHP-A3W70-TUL	461.4/465.0	714.1/734.3	541.0/548.6	519.4/524.8	524.0/530.5	495.9/500.3	495.5/499.9
LTs PHP-TUL MW	922.8/930	1428.2/1468.6	1082/1097.2	1038.8/1049.6	1048/1061	991.8/1000.6	991/999.8

CUADRO 12.3.4 TENSIÓN EN LOS PRINCIPALES NODOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	Caso Base	LT PMY-A3OC0-EPS	LT PMY-A3J70-KDA	LT RGM-A3EN0-GUE	LT GUE-A3EN0-CPY	LT MES-A3NE0-PHP	LT MES-A3L50-QPM
RGM-400	403	402	402	400	403	403	404
GUE-400	405	403	403	403	404	405	405
CPY-400	403	402	402	403	402	402	403
ALT-400	401	400	400	401	401	400	401
ANP-400	405	403	403	405	404	403	403
TMO-400	400	399	399	400	400	398	399
MES-400	400	399	399	400	400	398	400
PRD-400	401	400	400	401	401	397	399
PHP-400	401	401	400	401	401	402	398
PMY-400	403	401	401	402	402	402	401
PSM-400	400	394	393	399	399	399	399
KDA-400	401	398	399	400	400	400	400
KDA-230	230	229	229	230	230	230	230
EPS-400	401	400	397	400	400	399	399
SPI-400	400	399	397	400	400	398	398
SPI-230	230	230	230	230	230	230	230
SPA-400	401	401	400	401	401	397	399
SPA-230	230	231	230	230	230	229	230
QPM-400	400	400	400	400	400	395	399
CAL-400	395	392	392	394	394	394	394
MZD-400	405	405	405	405	405	405	405
FSO-230	230	228	228	229	229	229	229

... Continuación

CUADRO 12.3.4 TENSIÓN EN LOS PRINCIPALES NODOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	LT CPY-A3NE0-TMO	LT CPY-A3E90-ALT	LT TMO-A3790-PRD	LT TMO-A3NE0-MES	LT QPM-A3OC0-SAU	LT CPY-A3G90-MES	LTs RGM-GUE
RGM-400	403	403	403	403	403	403	398
GUE-400	405	405	405	405	405	405	401
CPY-400	403	403	402	402	403	403	403
ALT-400	400	401	400	400	401	401	402
ANP-400	404	404	403	404	405	404	405
TMO-400	398	400	398	399	400	399	401
MES-400	400	400	397	399	400	399	401
PRD-400	401	401	400	400	400	400	402
PHP-400	401	401	399	401	401	401	401
PMY-400	403	403	402	402	403	402	399
PSM-400	400	400	399	400	400	399	397
KDA-400	401	401	400	401	401	400	399
KDA-230	230	230	230	230	230	230	230
EPS-400	400	401	399	400	400	400	399
SPI-400	400	400	398	399	400	399	399
SPI-230	230	230	230	230	230	230	230
SPA-400	401	401	398	401	400	400	401
SPA-230	230	230	230	230	230	230	230
QPM-400	400	400	397	400	399	400	400
CAL-400	395	395	394	395	395	394	392
MZD-400	405	405	405	405	406	405	405
FSO-230	229	230	229	229	230	229	228

... Continuación

CUADRO 12.3.4 TENSIÓN EN LOS PRINCIPALES NODOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN NORTE-SUR PARA LA ALTERNATIVA 2, RED EN CORRIENTE ALTERNA

Análisis de Contingencias, Magnitudes de Voltaje [kV]							
Buses monitoreados	LTs CPY-MES	LTs MES-QPM	LTs ANP-SPI	LTs SPA-SAU	LTs PMY-KDA + PSM-KDA	LT KDA-A3K90-APT	LT APT-93ER0-LNT
RGM-400	404	404	404	403	399	403	403
GUE-400	405	406	405	404	399	405	405
CPY-400	402	401	401	402	398	403	403
ALT-400	399	399	399	400	397	401	401
ANP-400	403	400	402	405	399	404	405
TMO-400	397	396	397	399	395	400	400
MES-400	399	399	396	398	396	400	400
PRD-400	398	394	397	399	398	401	401
PHP-400	402	390	398	399	399	401	401
PMY-400	401	398	399	403	397	403	403
PSM-400	398	395	398	400	401	400	400
KDA-400	400	397	401	400	400	401	401
KDA-230	230	228	230	230	229	230	230
EPS-400	399	394	401	402	387	400	400
SPI-400	397	392	401	401	389	399	400
SPI-230	230	228	230	231	226	230	230
SPA-400	399	395	403	400	396	400	400
SPA-230	230	229	231	230	229	230	230
QPM-400	401	400	399	397	398	400	400
CAL-400	393	391	394	394	384	394	395
MZD-400	405	404	405	405	402	405	405
FSO-230	229	228	229	229	224	229	229

Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión del voltaje, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en las compuertas de flujo. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una subestación eléctrica a la que se conecta la línea de transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Cañada y liberación con el disparo de la línea de transmisión PMY-A3K30-KDA

La figura 12.3.7 muestra el comportamiento del flujo de potencia en las compuertas Norte→Sur para las alternativas de Corriente Directa y Corriente Alterna. El comportamiento de los corredores de transmisión ante falla trifásica en KDA-400 y disparo de la LT PMY-A3KE0-KDA, para ambas opciones se observa un comportamiento amortiguado.

La figura 12.3.8 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa (1) y Alterna (2) de las aperturas angulares entre la unidad uno de CCC Noreste, la unidad uno de CCC Topolobampo II y la unidad uno de CCC Tamazunchale con respecto a una unidad ubicada en la GCR Central. Se puede apreciar que inicialmente una mayor apertura angular, con la alternativa de Corriente Alterna, es decir, se tiene una mayor distancia eléctrica entre el grupo de unidades de las Centrales Eléctricas del Noreste y el Centro, esto debido a que se está transmitiendo más de flujo de Norte→Sur para la alternativa de Corriente Alterna por los corredores de transmisión. El comportamiento en la apertura angular muestra una gran robustez en las dos alternativas propuestas.

La figura 12.3.9 muestra el comportamiento de la tensión en nodos de 400 kV asociados a la transmisión Norte→Sur entre Noreste y Centro del país, se observa un comportamiento amortiguado para ambas alternativas.

FIGURA 12.3.7 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LAS COMPUERTAS NORTE→SUR ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PMY-A3K30-KDA

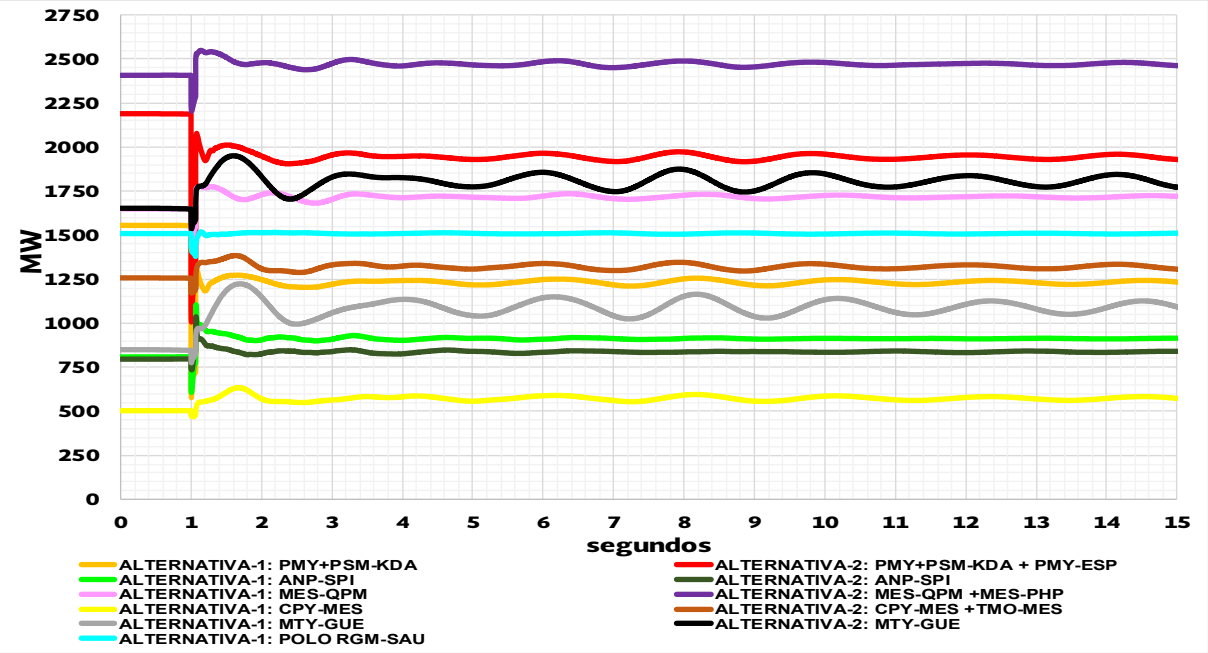


FIGURA 12.3.8 APERTURA ANGULAR ENTRE UNIDADES EN NORESTE Y NORTE RESPECTO A OCCIDENTE DEL PAÍS ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PMY-A3K30-KDA

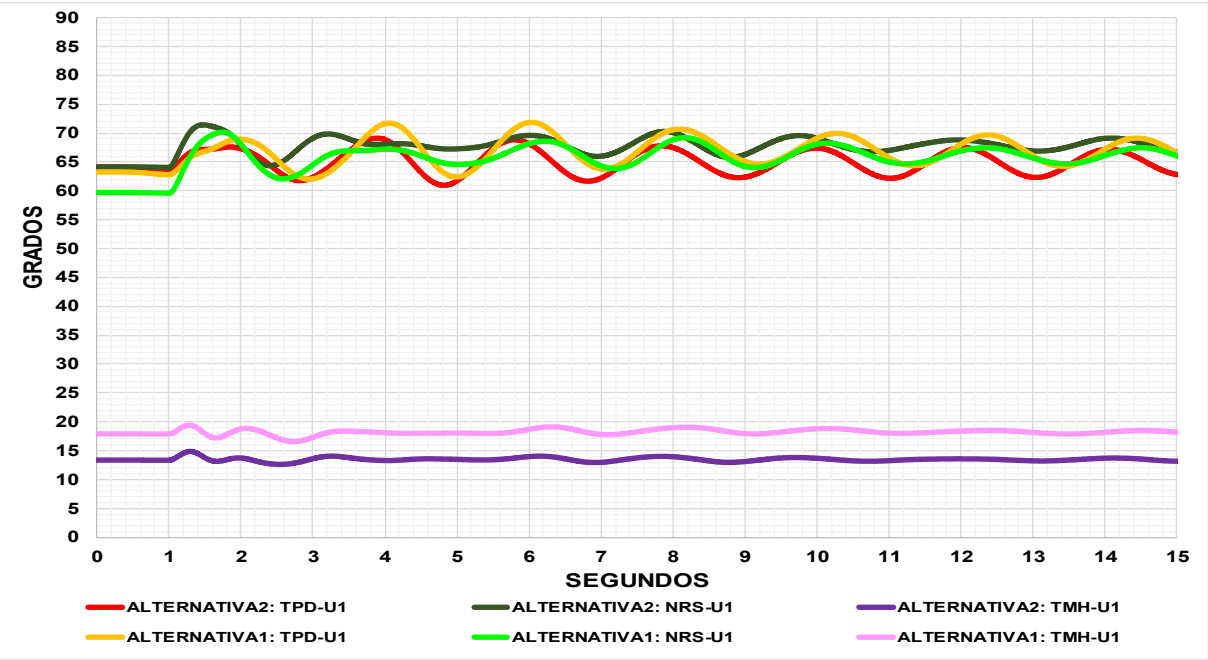
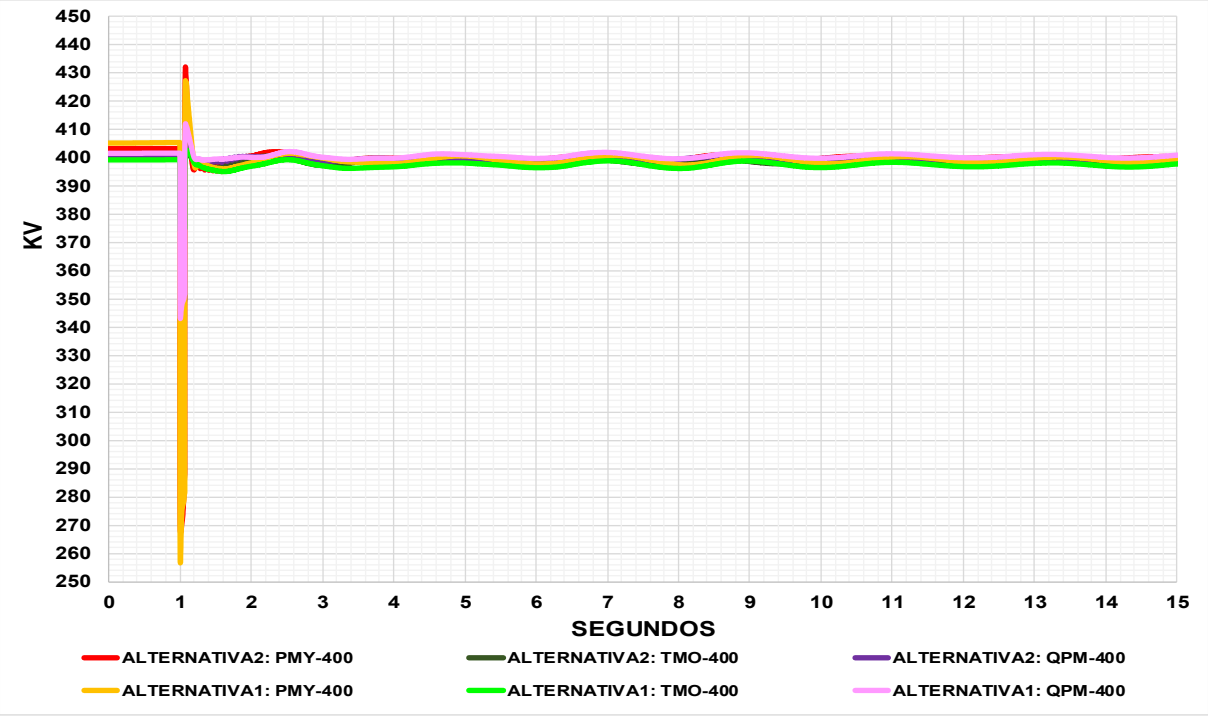


FIGURA 12.3.9 TENSIÓN EN BARRA DE 400 KV ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PMY-A3K30-KDA



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Las Mesas y liberación con el disparo una línea de transmisión entre las SE Las Mesas y Querétaro Potencia Maniobras

La figura 12.3.10 muestra el comportamiento del flujo de potencia en las compuertas Norte→Sur para las alternativas de Corriente Directa y Alterna.

Se observa que, en las compuertas de flujo, se tiene un comportamiento amortiguado ante la falla para ambas alternativas. Para la alternativa en Corriente Directa, el enlace presenta falla de conmutación en los tiristores en las estaciones convertidoras operando como inversoras ante la perturbación.

La figura 12.3.11 muestra la tensión en tres nodos en el nivel de 400 kV en corredores de transmisión Norte a Sur, se puede observar el abatimiento en la zona de Querétaro lo que provoca la falla de conmutación en la alternativa de Corriente Directa.

FIGURA 12.3.10 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LAS COMPUERTAS NORTE→SUR ANTE DISPARO DE UNA LT ENTRE LAS SE LAS MESAS Y QUERÉTARO POTENCIA MANIOBRAS

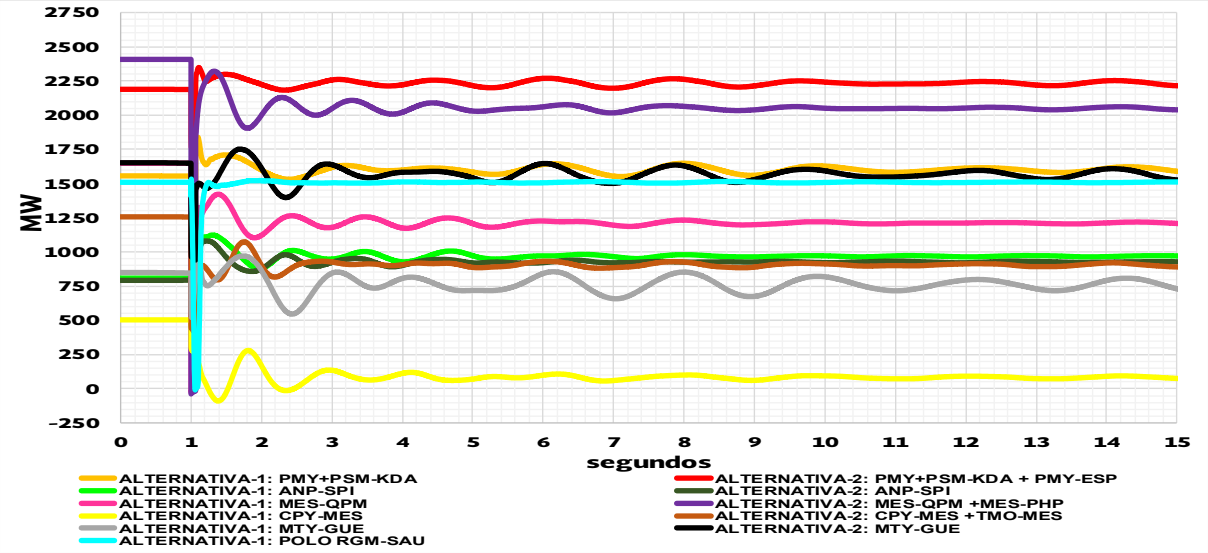
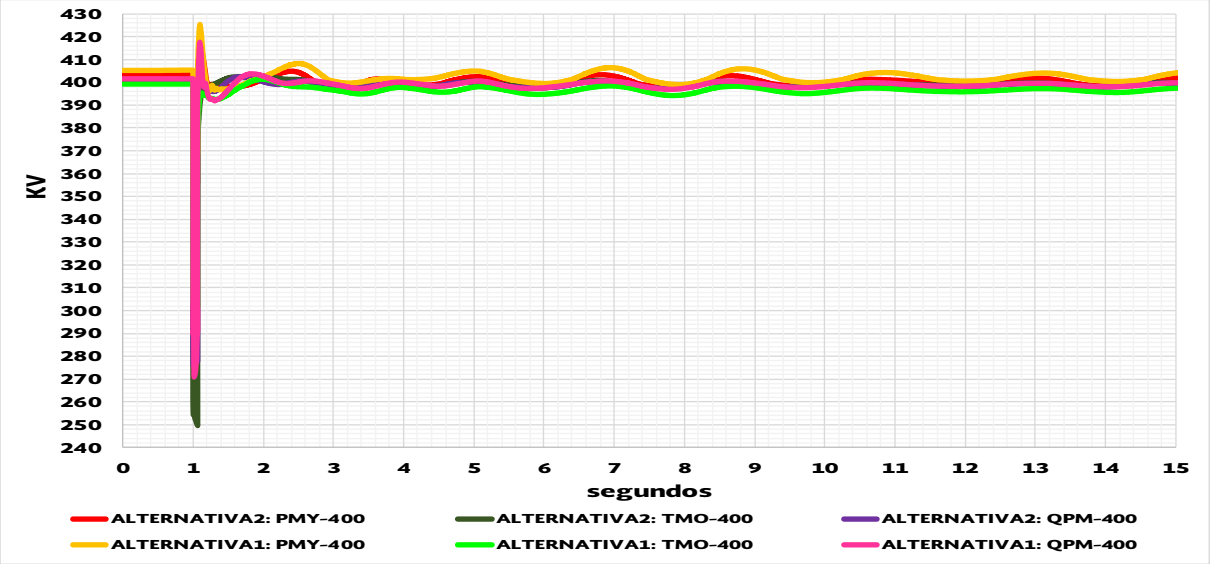


FIGURA 12.3.11 TENSIÓN EN BARRAS DE 400 KV ANTE DISPARO DE UNA LT ENTRE LAS SE LAS MESAS Y QUERÉTARO POTENCIA MANIOBRAS



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Las Mesas y liberación con el disparo de dos líneas de transmisión entre las SE Las Mesas y Querétaro Potencia Maniobras

La figura 12.3.12 muestra el comportamiento del flujo de potencia en las compuertas Norte→Sur para las alternativas de Corriente Directa y Alterna.

Se observa que, en las compuertas de flujo, se tiene un comportamiento amortiguado ante la falla para ambas alternativas. Para la alternativa en Corriente Directa, el enlace presenta falla de conmutación en los tiristores en las estaciones convertidoras operando como inversoras ante la perturbación. El flujo por el corredor CPY-MES para la alternativa en Corriente Directa se invierte, ya que se tiene que evacuar la generación de las unidades ubicadas en la subestación eléctrica Las Mesas. El flujo de potencia activa sigue para ambas alternativas la trayectoria a través de la

GCR Occidental como se puede observar con el aumento en el flujo a través de los corredores de PMY-KDA y ANP-SPI.

La figura 12.3.13 muestra la tensión en tres nodos en el nivel de 400 kV en corredores de transmisión Norte a Sur, se puede observar el abatimiento en la zona de Querétaro lo que provoca la falla de conmutación en la alternativa de Corriente Directa, además que la tensión en la región de Altamira se abate debido a que el flujo toma también la trayectoria del corredor Tamos a Poza Rica II.

FIGURA 12.3.12 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LAS COMPUERTAS NORTE→SUR ANTE DISPARO DE DOS LT ENTRE LAS SE LAS MESAS Y QUERÉTARO POTENCIA MANIOBRAS

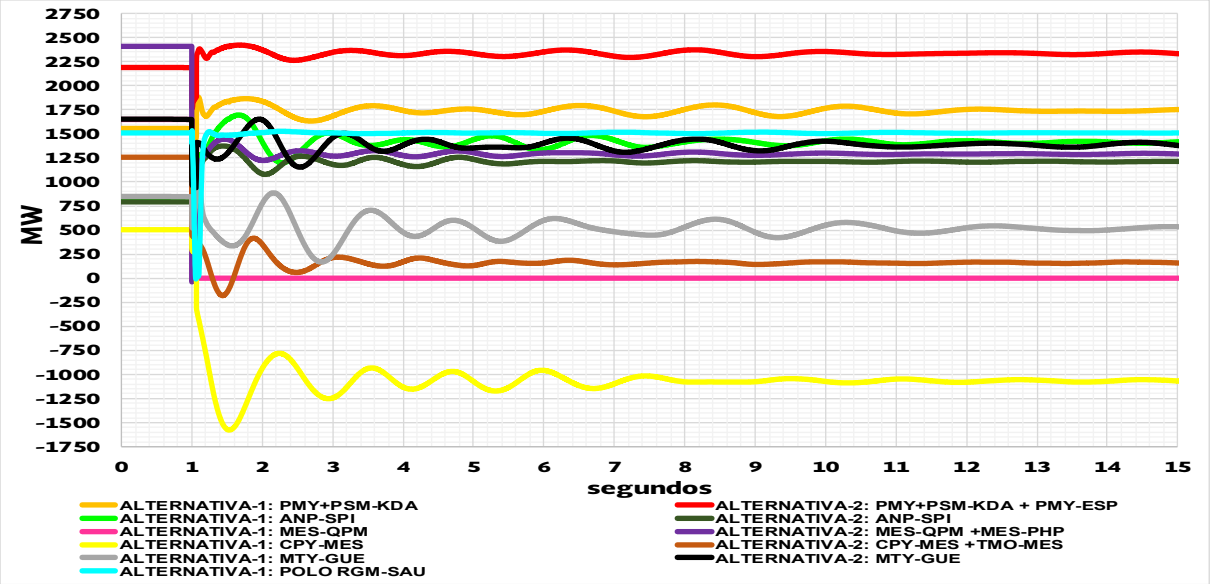
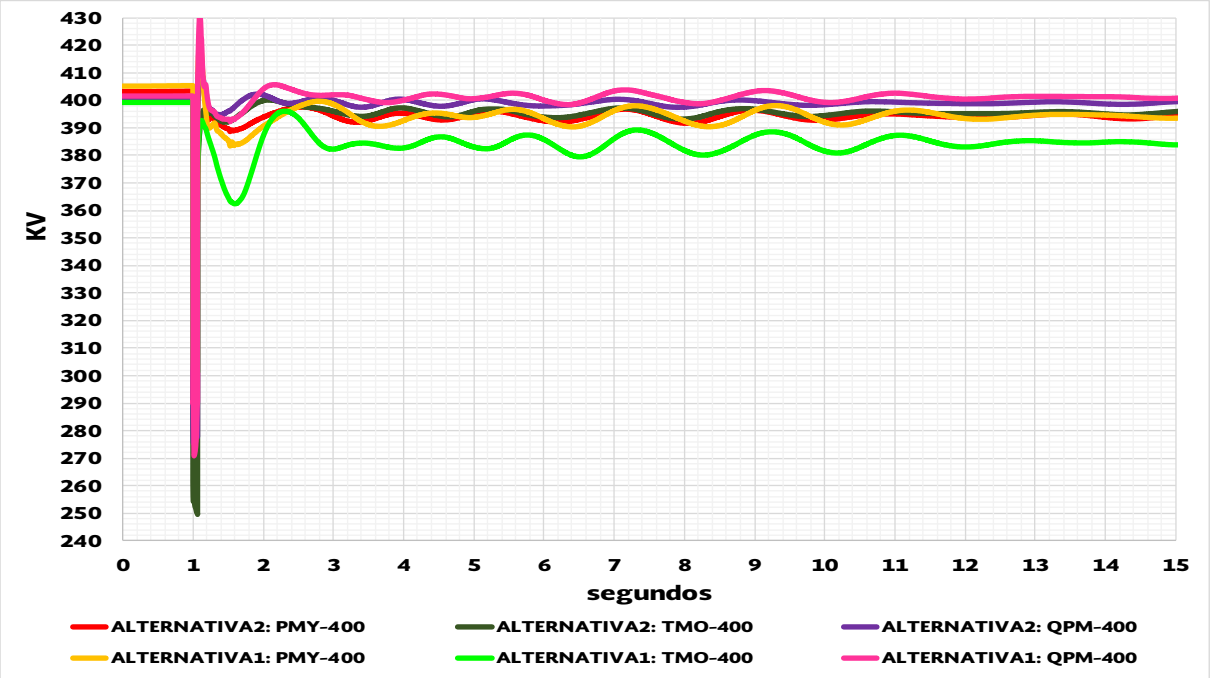


FIGURA 12.3.13 TENSIÓN EN BARRAS DE 400 KV ANTE DISPARO DE DOS LT ENTRE LAS SE LAS MESAS Y QUERÉTARO POTENCIA MANIOBRAS



Disparo de un polo de corriente directa Enlace Regiomontano-El Sauz

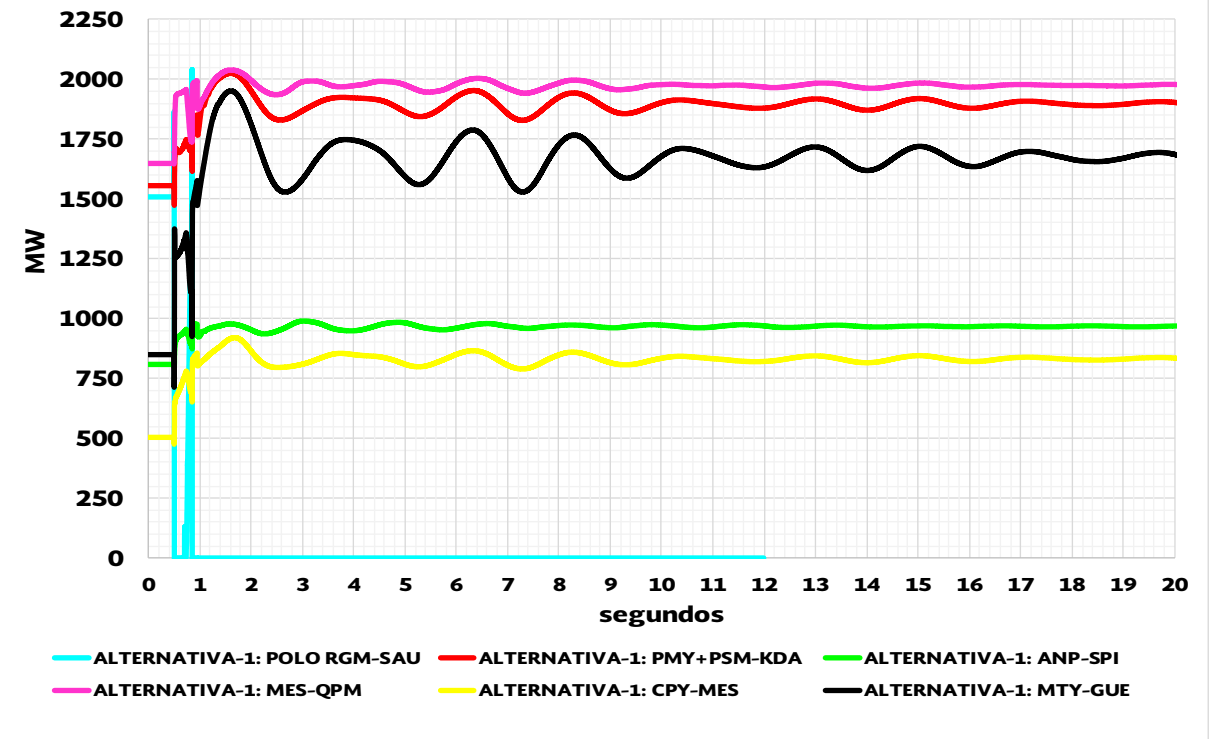
La alternativa de Corriente Alterna, se propone con la ampliación de la transmisión por diferentes corredores de transmisión Norte→Sur, por lo que el disparo de un Polo del enlace en Corriente Directa no tiene comparación directa.

La falla en la línea de Corriente Directa se simula permanente, es decir se realiza prueba no exitosa del Polo fallado disparando de nuevo.

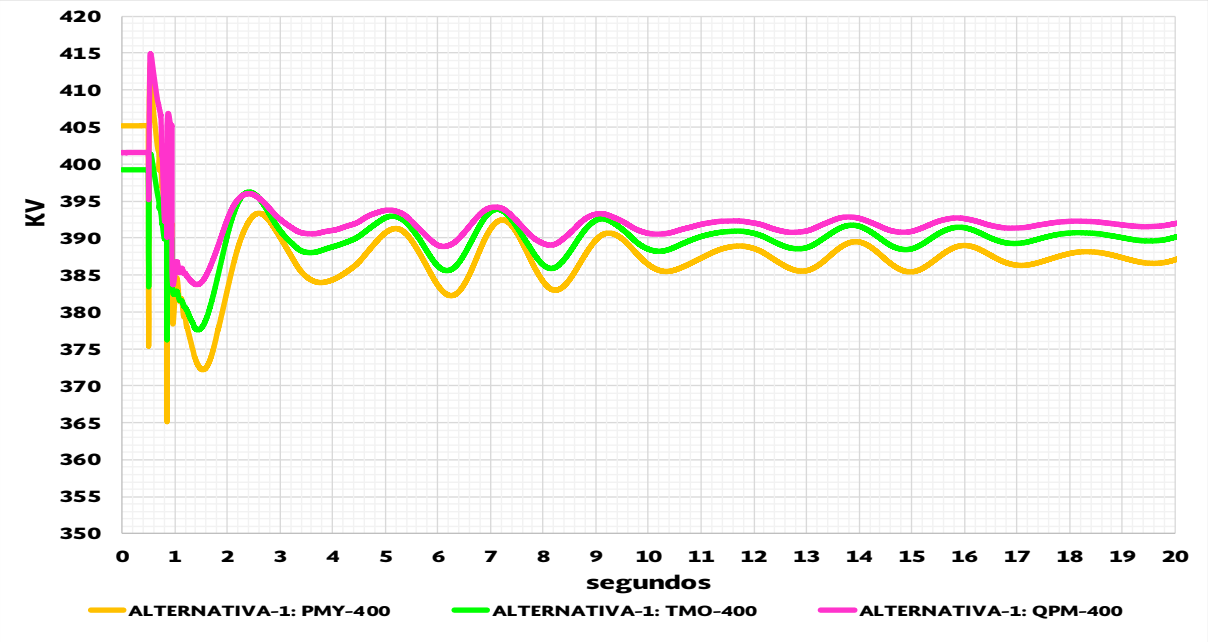
Como se muestra en la figura 12.3.14 ante la falla del Polo, el resto de los corredores de transmisión Norte→Sur incrementan su flujo de potencia activa.

La figura 12.3.15 muestra la tensión en tres nodos en el nivel de 400 kV en corredores de transmisión, donde se observa que el abatimiento de la tensión es mayor por los nodos de los corredores que incrementa su flujo de potencia activa.

12.3.14 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LAS COMPUERTAS NORTE→SUR ANTE DISPARO DEL POLO DE CORRIENTE DIRECTA ENTRE LAS SE REGIOMONTANO Y EL SAUZ



12.3.15 TENSIÓN EN 400 KV ANTE DISPARO DEL POLO DE CORRIENTE DIRECTA ENTRE LAS SE REGIOMONTANO Y EL SAUZ



Análisis económico enlace en corriente directa Monterrey – Centro del país

La región noreste tiene un alto potencial de recursos eólicos y solares, lo que propicia la instalación de parques de generaciones eólicas y solares fotovoltaicos. En Tamaulipas se cuenta con un alto potencial de generación eólica, el norte de Coahuila también cuenta con alto potencial de estos recursos. Adicionalmente en el corredor Laguna- Saltillo se ubica un alto potencial eólico y solar.

El cumplimiento de las metas de energías limpias establecidas en la LTE requiere desarrollar la red de transmisión para transportar la energía eléctrica producida con recursos renovables, en las regiones donde se estos se ubican, hacia los grandes centros de demanda del país.

Adicionalmente, el desarrollo de la red de transporte de gas natural en el norte del país y su cercanía con la frontera de EUA, permiten disponer de este energético a precios competitivos respecto a otras regiones del país. Por esta razón se han venido instalando centrales de ciclo combinado en el noreste del país.

La red de transmisión propuesta, entre el noreste y el centro del país permitirá la integración de la generación renovable y convencional del noreste. Está incorporará tecnologías convencionales eficientes y de fuentes renovables, para contribuir al cumplimiento de las metas de energías limpias.

La generación convencional y renovable que se integrarán al sistema eléctrico, proporcionarán beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, así como de beneficios ambientales por la disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación en centrales con bajas eficiencias de conversión.

En esta sección se analizan dos opciones de red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos renovables y convencionales del noreste del país.

Las opciones analizadas, tienen una capacidad para transferencias de potencia de 1,500 MW, lo que permitirá incorporar a la Red Nacional de Transmisión capacidad de generación de ciclos combinados de alta eficiencia y generación renovable, acercando los centros de generación con los de carga en la región central del país.

Transferencias de potencia esperadas en las alternativas analizadas

Alternativa 1. Red de Transmisión HVDC LCC de 1,500 MW Noreste (Regiomontano) – Centro (El Sauz) y red adicional en corriente alterna en las GCR Noreste y Central

En el cuadro 12.3.5 se muestran las transferencias de potencia promedio esperadas del enlace de interconexión entre la región Monterrey y la región Querétaro.

Se observa qué en todos los periodos del año, se darán transferencias de potencia de la región Monterrey a Querétaro, utilizando toda la capacidad del enlace. Éste tendrá un factor de utilización de 100%.

En julio-octubre, en los últimos años del horizonte de estudio, las transferencias de potencia disminuirían. Sin embargo, esto dependerá de la ubicación de nuevos centros de generación en el sistema eléctrico nacional.

CUADRO 12.3.5 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE MONTERREY-QUERÉTARO

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**1,500**	**1,500**	**1,500**	**1,500**	**1,500**	**1,426**	**1,340**	**1,321**	**1,148**
01_PICO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
02_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
03_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,498	984	814	570	391
04_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
05_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,068	1,177	148
06_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
07_BASE	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
MAR-JUN	**1,500**	**1,117**	**1,472**	**1,485**	**1,460**	**1,379**	**1,319**	**1,342**	**1,331**
01_PICO	1,500	115	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
02_MEDIO	1,500	207	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
03_MEDIO	1,500	1,500	1,304	1,392	1,219	650	232	393	320
04_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
05_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
06_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
07_BASE	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
NOV-FEB	**1,500**	**1,462**	**1,500**	**1,500**	**1,500**	**1,489**	**1,363**	**1,500**	**1,500**
01_PICO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
02_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
03_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
04_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
05_MEDIO	1,500	1,234	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
06_MEDIO	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,425	544	1,500	1,500
07_BASE	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500

CUADRO 12.3.6 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MONTERREY-QUERÉTARO

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	100	100	100	100	100	95	89	88	77
MAR-JUN	100	74	98	99	97	92	88	89	89
NOV-FEB	100	97	100	100	100	99	91	100	100

En el cuadro 12.3.7 se muestran las transferencias de potencia esperadas del enlace de interconexión entre la región Querétaro y la región Central. Durante el periodo de estudio, el enlace Querétaro-Central su factor de utilización promedio será del 40%, 34% y 40% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente. Ver cuadro 12.3.8.

CUADRO 12.3.7 FLUJO DE POTENCIA EN EL ENLACE QUERÉTARO-CENTRAL

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**1,792**	**1,819**	**1,504**	**1,297**	**1,056**	**916**	**935**	**1,124**	**1,251**
01_PICO	2,015	2,206	1,605	1,262	1,249	796	807	1,383	1,268
02_MEDIO	1,802	1,986	1,422	1,013	1,162	624	596	1,189	923
03_MEDIO	479	327	-103	-214	-473	-679	-901	-1,243	-1,396
04_MEDIO	2,271	2,382	2,322	2,369	1,634	1,081	1,054	1,133	1,297
05_MEDIO	1,148	896	705	-124	302	-277	-479	-333	-1,966
06_MEDIO	2,591	2,759	2,069	2,157	1,176	1,175	873	949	612
07_BASE	2,235	2,174	2,303	1,942	1,399	1,782	1,835	1,637	1,297
MAR-JUN	**1,546**	**1,488**	**1,393**	**1,146**	**1,094**	**774**	**702**	**819**	**938**
01_PICO	1,303	632	1,366	365	993	264	-28	471	-862
02_MEDIO	1,096	667	1,295	520	931	179	125	515	-964
03_MEDIO	460	339	-128	-439	-876	-1,283	-1,655	-1,576	-1,716
04_MEDIO	2,158	2,112	2,035	2,137	1,526	1,139	1,091	1,090	1,033
05_MEDIO	1,447	1,424	880	752	574	-189	101	183	-800
06_MEDIO	2,098	2,276	1,732	1,838	1,064	746	522	571	77
07_BASE	2,263	2,969	2,317	1,969	1,696	1,616	1,394	1,327	1,115
NOV-FEB	**1,859**	**1,805**	**1,548**	**1,491**	**1,266**	**871**	**932**	**933**	**896**
01_PICO	1,349	1,209	1,150	689	163	222	27	-114	6
02_MEDIO	2,270	2,319	2,019	2,026	1,791	1,308	1,143	1,196	1,040
03_MEDIO	2,254	2,303	1,960	2,136	1,738	1,117	990	991	1,187
04_MEDIO	2,315	2,362	2,040	1,997	2,160	1,237	1,075	1,107	768
05_MEDIO	1,592	1,329	918	1,018	573	32	-518	-555	-711
06_MEDIO	1,339	1,180	858	696	390	166	-355	142	90
07_BASE	1,894	1,937	1,891	1,876	2,048	2,018	2,420	2,428	2,467

CUADRO 12.3.8 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE QUERÉTARO-CENTRAL

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	55	56	46	40	33	28	29	35	39
MAR-JUN	48	46	43	35	34	24	22	25	29
NOV-FEB	57	56	48	46	39	27	29	29	28

Alternativa 2. Red de Transmisión en CA de 1500 MW, Noreste (Regiomontano) – Centro (El Sauz) y red adicional de las GCR Noreste y Occidente

En los cuadros 12.3.9, 12.3.11 y 12.3.13 se muestran las transferencias de potencia esperadas de los enlaces de interconexión Saltillo a San Luís Potosí, Huasteca a Tamazunchale y de San Luís Potosí a Querétaro.

Se observa que en el cuatrimestre noviembre-febrero, se darán las mayores transferencias de potencia de las regiones Saltillo a San Luís Potosí, Huasteca a Tamazunchale y de San Luís Potosí a Querétaro. Los enlaces llegan a tener factores de utilización promedio del 58%, 51% y 57% respectivamente, en el periodo de estudio.

En el cuatrimestre marzo-junio se dan los menores factores de utilización promedio para los enlaces Saltillo a San Luís Potosí, Huasteca a Tamazunchale y de San Luís Potosí a Querétaro con valores de 51%, 46% y 49% respectivamente, en el periodo de estudio. Ver cuadros 12.3.10, 12.3.12 y 12.3.14.

CUADRO 12.3.9 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE SALTILLO – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**405**	**418**	**424**	**419**	**370**	**340**	**336**	**360**	**386**
01_PICO	468	482	479	473	468	462	449	488	496
02_MEDIO	457	473	483	466	462	453	442	481	495
03_MEDIO	179	187	198	190	113	61	72	59	178
04_MEDIO	506	507	514	536	488	467	485	507	501
05_MEDIO	217	234	264	274	181	141	152	219	277
06_MEDIO	510	508	512	503	481	486	448	469	438
07_BASE	501	534	520	490	399	310	304	300	320
MAR-JUN	**427**	**435**	**439**	**429**	**393**	**378**	**365**	**387**	**410**
01_PICO	451	460	462	457	451	410	417	422	429
02_MEDIO	457	468	463	457	451	418	419	422	430
03_MEDIO	143	126	214	213	118	86	83	145	258
04_MEDIO	504	507	507	523	493	480	476	488	493
05_MEDIO	441	476	445	414	391	428	358	405	421
06_MEDIO	457	498	500	499	493	478	451	452	416
07_BASE	537	511	484	442	352	348	351	377	422
NOV-FEB	**474**	**476**	**478**	**481**	**449**	**451**	**430**	**456**	**454**
01_PICO	477	462	481	479	424	433	413	442	450
02_MEDIO	515	524	528	517	502	482	475	491	485
03_MEDIO	513	516	521	500	495	501	470	486	484
04_MEDIO	501	525	525	544	522	495	449	448	399
05_MEDIO	466	464	460	493	439	477	441	440	412
06_MEDIO	486	509	494	502	413	353	303	381	425
07_BASE	358	333	334	331	352	419	457	502	522

CUADRO 12.3.10 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE SALTILLO – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	51	52	53	52	46	43	42	45	48
MAR-JUN	53	54	55	54	49	47	46	48	51
NOV-FEB	59	60	60	60	56	56	54	57	57

CUADRO 12.3.11 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE TAMAZUNCHALE - HUASTECA

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**718**	**694**	**672**	**649**	**644**	**848**	**910**	**950**	**1,028**
01_PICO	756	765	779	802	869	818	884	936	1,296
02_MEDIO	748	759	776	794	850	809	876	929	1,207
03_MEDIO	452	450	474	436	277	657	726	777	827
04_MEDIO	879	878	792	588	749	698	985	1,119	1,195
05_MEDIO	481	501	528	524	334	702	752	836	894
06_MEDIO	678	693	583	624	516	1,084	1,143	1,163	1,131
07_BASE	1,031	815	772	773	913	1,168	1,003	888	644
MAR-JUN	**716**	**724**	**683**	**641**	**682**	**852**	**914**	**886**	**888**
01_PICO	712	710	732	752	711	951	1,063	1,060	855
02_MEDIO	722	726	741	760	745	975	1,070	1,060	867
03_MEDIO	405	390	397	400	528	657	727	750	806
04_MEDIO	868	868	760	562	726	722	746	756	1,169
05_MEDIO	807	833	809	684	639	585	848	891	674
06_MEDIO	681	724	583	583	533	1,086	1,157	966	1,122
07_BASE	818	814	758	747	890	985	784	723	719
NOV-FEB	**808**	**775**	**763**	**683**	**748**	**916**	**1,011**	**1,008**	**1,078**
01_PICO	797	769	802	769	635	829	1,055	1,056	1,068
02_MEDIO	858	867	767	613	720	639	730	734	1,141
03_MEDIO	852	849	749	731	788	879	1,079	981	1,108
04_MEDIO	715	593	1,010	765	981	1,141	1,194	1,193	1,141
05_MEDIO	759	827	668	542	670	1,078	1,106	1,076	1,028
06_MEDIO	928	776	765	769	897	1,231	1,263	1,320	1,344
07_BASE	751	742	582	595	543	617	651	694	714

CUADRO 12.3.12 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE TAMAZUNCHALE - HUASTECA

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	42	41	40	38	38	50	54	56	60
MAR-JUN	42	43	40	38	40	50	54	52	52
NOV-FEB	48	46	45	40	44	54	59	59	63

CUADRO 12.3.13 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE QUERÉTARO – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**394**	**416**	**419**	**419**	**440**	**423**	**420**	**461**	**414**
01_PICO	446	506	521	540	568	579	577	719	689
02_MEDIO	399	465	515	502	523	537	539	678	624
03_MEDIO	-23	-36	-47	-96	-263	-204	-190	-196	-137
04_MEDIO	627	648	647	626	583	538	612	674	670
05_MEDIO	25	33	31	36	-159	-79	-74	3	12
06_MEDIO	547	530	477	456	357	386	343	369	240
07_BASE	694	694	693	678	630	636	606	588	523
MAR-JUN	**428**	**443**	**430**	**402**	**385**	**421**	**432**	**444**	**379**
01_PICO	383	392	397	407	383	463	518	535	478
02_MEDIO	392	416	420	426	414	500	543	547	504
03_MEDIO	27	29	-133	-138	-212	-268	-272	-245	-186
04_MEDIO	612	637	610	577	585	560	606	651	634
05_MEDIO	403	419	333	193	128	204	190	185	33
06_MEDIO	478	503	431	412	355	351	329	327	157
07_BASE	701	700	688	665	620	601	563	615	658
NOV-FEB	**532**	**533**	**500**	**472**	**449**	**465**	**465**	**488**	**457**
01_PICO	324	275	271	227	91	163	181	174	182
02_MEDIO	646	696	674	593	617	562	598	648	605
03_MEDIO	649	672	657	613	642	603	620	617	606
04_MEDIO	642	669	650	626	661	704	694	709	650
05_MEDIO	428	416	328	304	254	267	202	170	33
06_MEDIO	466	432	380	389	283	260	227	325	320
07_BASE	573	573	542	554	593	693	731	774	801

CUADRO 12.3.14 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE QUERÉTARO – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	46	49	49	49	52	50	49	54	49
MAR-JUN	50	52	51	47	45	50	51	52	45
NOV-FEB	63	63	59	56	53	55	55	57	54

En el cuadro 12.3.15 se muestran las transferencias de potencia promedio esperadas del enlace de interconexión Güémez-Monterrey.

Se observa que en el cuatrimestre julio-octubre, se dará la mayor transferencia de potencia de la región Güémez a Monterrey. El enlace tendrá un factor de utilización promedio del 26%, 25% y 16% durante el periodo de estudio para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente. Ver cuadro 12.3.16.

CUADRO 12.3.15 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE MONTERREY - GÜÉMEZ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**469**	**512**	**517**	**516**	**559**	**825**	**904**	**831**	**720**
01_PICO	234	219	277	379	502	500	646	485	336
02_MEDIO	308	289	263	434	529	556	693	547	295
03_MEDIO	1,050	1,065	1,136	1,190	1,396	2,052	2,125	2,257	1,924
04_MEDIO	203	229	148	-130	236	329	328	242	296
05_MEDIO	961	968	963	945	1,195	1,749	1,816	1,688	1,625
06_MEDIO	-140	-60	-136	1	18	128	394	357	537
07_BASE	-388	-755	-700	-536	37	463	328	240	-30
MAR-JUN	**433**	**414**	**440**	**447**	**558**	**694**	**885**	**909**	**824**
01_PICO	312	324	390	476	508	937	1,038	1,062	872
02_MEDIO	294	301	372	463	506	897	1,012	1,024	854
03_MEDIO	1,016	1,069	1,040	1,094	1,654	1,992	2,151	2,011	1,705
04_MEDIO	161	170	147	-93	215	223	386	372	296
05_MEDIO	375	324	530	645	750	493	1,105	1,088	912
06_MEDIO	99	49	-39	13	58	197	424	518	685
07_BASE	-776	-665	-560	-346	219	118	-82	-287	-441
NOV-FEB	**209**	**289**	**301**	**319**	**357**	**361**	**596**	**554**	**606**
01_PICO	333	414	437	475	622	822	1,197	1,138	1,142
02_MEDIO	58	45	-53	-87	136	143	285	248	229
03_MEDIO	36	38	-47	93	209	-19	322	191	181
04_MEDIO	-62	-271	-373	-620	-315	-1	281	297	509
05_MEDIO	204	344	263	43	454	222	461	523	687
06_MEDIO	-326	-568	-441	-456	146	511	744	513	483
07_BASE	-442	-345	-495	-460	-617	-813	-885	-971	-1,010

CUADRO 12.3.16 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MONTERREY - GÜÉMEZ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	19	20	21	21	22	33	36	33	29
MAR-JUN	17	17	18	18	22	28	35	36	33
NOV-FEB	8	12	12	13	14	14	24	22	24

En el cuadro 12.3.17 se muestran las transferencias de potencia promedio esperadas del enlace de interconexión Güémez a Huasteca.

Se observa que en los cuatrimestres Marzo – Junio y julio – octubre, se darán las mayores transferencias de potencia de la región Güémez a Huasteca.

Los factores de utilización promedios esperados durante el periodo de estudio del enlace para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero son 22%, 20% y 16%, respectivamente. Ver cuadro 12.3.18.

CUADRO 12.3.17 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE GÜÉMEZ - HUASTECA

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**420**	**458**	**485**	**513**	**469**	**558**	**595**	**580**	**589**
01_PICO	-38	18	6	-53	-133	-93	-197	7	199
02_MEDIO	-109	-48	24	-104	-156	-145	-239	-50	244
03_MEDIO	-835	-807	-832	-841	-1,006	-1,632	-1,664	-1,755	-1,371
04_MEDIO	67	91	219	544	224	179	226	357	348
05_MEDIO	-749	-711	-659	-597	-805	-1,327	-1,350	-1,175	-1,067
06_MEDIO	442	414	539	450	480	424	204	288	154
07_BASE	701	1,119	1,114	1,001	478	107	288	425	740
MAR-JUN	**370**	**361**	**402**	**444**	**414**	**538**	**648**	**644**	**530**
01_PICO	-144	-118	-140	-186	-177	-575	-637	-621	-388
02_MEDIO	-122	-91	-119	-170	-172	-530	-605	-578	-365
03_MEDIO	-843	-857	-785	-798	-1,320	-1,636	-1,756	-1,573	-1,220
04_MEDIO	78	113	182	466	201	235	116	172	291
05_MEDIO	-109	-12	-171	-242	-302	1	-569	-507	-287
06_MEDIO	199	298	434	428	429	338	156	109	-15
07_BASE	1,094	1,036	981	816	300	451	696	947	1,146
NOV-FEB	**270**	**370**	**421**	**497**	**368**	**398**	**389**	**394**	**431**
01_PICO	-173	-221	-209	-213	-328	-498	-842	-751	-723
02_MEDIO	82	126	258	324	134	156	47	115	165
03_MEDIO	93	121	240	131	48	303	-6	156	197
04_MEDIO	246	491	626	907	639	360	112	129	-50
05_MEDIO	-23	-128	-12	243	-135	132	-76	-104	-235
06_MEDIO	572	855	767	820	256	-68	-265	4	70
07_BASE	703	650	837	841	1,033	1,270	1,378	1,501	1,575

CUADRO 12.3.18 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE GÜÉMEZ - HUASTECA

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	18	19	20	21	20	23	25	24	25
MAR-JUN	15	15	17	18	17	22	27	27	22
NOV-FEB	11	15	18	21	15	17	16	16	18

En los cuadros 12.3.19 y 12.3.22 se muestran las transferencias de potencia promedio esperadas de los enlaces de interconexión Valles – San Luís Potosí y Tamazunchale – Central, se observa que en todos los cuatrimestres se presentan las mayores transferencias de potencia entre estas regiones.

Para el enlace Valles – San Luís Potosí, los factores de utilización promedios esperados durante el periodo de estudio para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero son 64%, 65% y 56%, respectivamente. Así mismo, para el enlace Tamazunchale-Central, los factores de utilización promedios esperados durante el periodo de estudio para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero son 74%, 75% y 69%, respectivamente. Ver cuadros 12.3.20 y 12.3.22.

CUADRO 12.3.19 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE VALLES – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**922**	**890**	**875**	**870**	**916**	**1,044**	**1,063**	**1,034**	**993**
01_PICO	971	937	939	958	993	1,009	1,059	999	897
02_MEDIO	1,003	966	942	983	1,003	1,035	1,085	1,028	873
03_MEDIO	1,015	1,021	1,061	1,064	1,048	1,409	1,456	1,500	1,500
04_MEDIO	959	945	879	726	895	922	903	845	838
05_MEDIO	1,020	1,034	1,062	1,052	1,035	1,354	1,396	1,411	1,474
06_MEDIO	844	870	818	866	826	926	1,009	1,004	1,075
07_BASE	642	457	425	443	609	653	535	451	293
MAR-JUN	**896**	**894**	**900**	**891**	**964**	**1,045**	**1,103**	**1,093**	**1,042**
01_PICO	983	977	1,003	1,015	1,001	1,222	1,280	1,267	1,141
02_MEDIO	986	980	994	1,007	1,005	1,216	1,266	1,247	1,131
03_MEDIO	946	933	1,038	1,058	1,273	1,426	1,500	1,500	1,500
04_MEDIO	953	936	879	743	874	890	938	913	846
05_MEDIO	1,036	1,047	1,101	1,104	1,114	1,063	1,305	1,355	1,288
06_MEDIO	905	923	861	874	875	964	1,041	1,084	1,140
07_BASE	460	460	425	438	605	534	392	286	246
NOV-FEB	**833**	**804**	**762**	**725**	**793**	**841**	**925**	**905**	**909**
01_PICO	1,097	1,107	1,139	1,144	1,132	1,318	1,500	1,500	1,500
02_MEDIO	926	907	833	775	856	872	930	893	843
03_MEDIO	916	897	828	854	890	795	952	858	820
04_MEDIO	833	712	659	517	631	774	835	822	836
05_MEDIO	1,003	1,069	1,005	918	1,057	1,021	1,096	1,121	1,190
06_MEDIO	734	619	656	647	842	990	1,037	1,012	1,043
07_BASE	322	318	212	218	140	114	121	133	131

CUADRO 12.3.20 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE VALLES – SAN LUÍS POTOSÍ

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	61	59	58	58	61	70	71	69	66
MAR-JUN	60	60	60	59	64	70	74	73	69
NOV-FEB	56	54	51	48	53	56	62	60	61

CUADRO 12.3.21 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EN EL ENLACE TAMAZUNCHALE - CENTRAL

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**658**	**651**	**636**	**613**	**579**	**566**	**563**	**577**	**486**
01_PICO	705	712	712	698	717	693	719	770	560
02_MEDIO	681	691	711	681	711	675	700	750	509
03_MEDIO	555	548	524	495	401	494	513	526	548
04_MEDIO	800	800	770	702	716	650	613	584	541
05_MEDIO	547	544	539	540	423	540	548	591	579
06_MEDIO	749	745	694	695	614	496	496	508	453
07_BASE	566	517	498	481	471	414	355	312	212
MAR-JUN	**669**	**666**	**630**	**598**	**586**	**562**	**579**	**595**	**511**
01_PICO	666	657	641	640	610	673	711	708	628
02_MEDIO	671	661	653	650	632	694	724	730	642
03_MEDIO	541	528	499	480	484	509	502	510	543
04_MEDIO	798	800	742	669	705	639	693	706	513
05_MEDIO	755	762	709	616	579	595	660	654	529
06_MEDIO	724	737	671	662	625	477	487	568	418
07_BASE	526	519	496	473	467	346	273	288	303
NOV-FEB	**654**	**642**	**581**	**547**	**541**	**500**	**517**	**520**	**465**
01_PICO	708	682	682	655	571	625	686	688	696
02_MEDIO	800	800	773	690	701	657	687	700	493
03_MEDIO	800	800	761	727	729	558	597	555	470
04_MEDIO	749	720	531	475	507	550	548	549	493
05_MEDIO	718	728	650	604	620	437	418	409	361
06_MEDIO	469	437	402	411	387	336	337	382	375
07_BASE	335	327	266	264	271	335	345	358	368

CUADRO 12.3.22 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE TAMAZUNCHALE - CENTRAL

Periodo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	82	81	79	77	72	71	70	72	61
MAR-JUN	84	83	79	75	73	70	72	74	64
NOV-FEB	82	80	73	68	68	62	65	65	58

Beneficios de la interconexión

Alternativa 1. Requiere una inversión de 599.1 millones de dólares en VP de 2021 (equivalente a una inversión instantánea de 682 millones de dólares de 2017).

Los beneficios totales se estiman en 1,616.5 millones de dólares en VP de 2021, de los cuales, 1,104.5 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción, incluyendo los de operación y mantenimiento; 575.5 millones de dólares por reducción en el costo de energía no suministrada y un sobrecosto de 63.5 millones de dólares asociadas a emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO_2 (externalidades).

Se tiene un beneficio neto de 1,017.4 millones de dólares en VP de 2021 y una relación beneficio-costo de 2.70, el cuadro 12.3.23 muestra estos indicadores.

CUADRO 12.3.23 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN NORESTE-CENTRO ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2021

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
-63.5	1,104.5	575.5	1,616.5	599.1	1,017.4	2.70

En el cuadro 12.3.24 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera hidrología media, evolución de precios de combustibles base y el crecimiento de la demanda base. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soportaría un incremento de 170% en el costo de inversión para una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.3.24 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN NORESTE-CENTRO ALTERNATIVA 1

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	449.3	3.60	1,167.2
-20	479.3	3.37	1,137.2
-15	509.2	3.17	1,107.3
-10	539.2	3.00	1,077.3
-5	569.1	2.84	1,047.4
0	599.1	2.70	1,017.4
5	629.0	2.57	987.5
10	659.0	2.45	957.5
15	688.9	2.35	927.6
20	718.9	2.25	897.6
25	748.8	2.16	867.6
170	**1,616.5**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2021

Análisis de Escenarios con respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Para el caso sin proyecto se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

Se aplazaron los retiros de las unidades de Tula y una unidad turbo-gas de Nonoalco durante el periodo de estudio, lo cual equivale a una capacidad neta de 1531 MW.

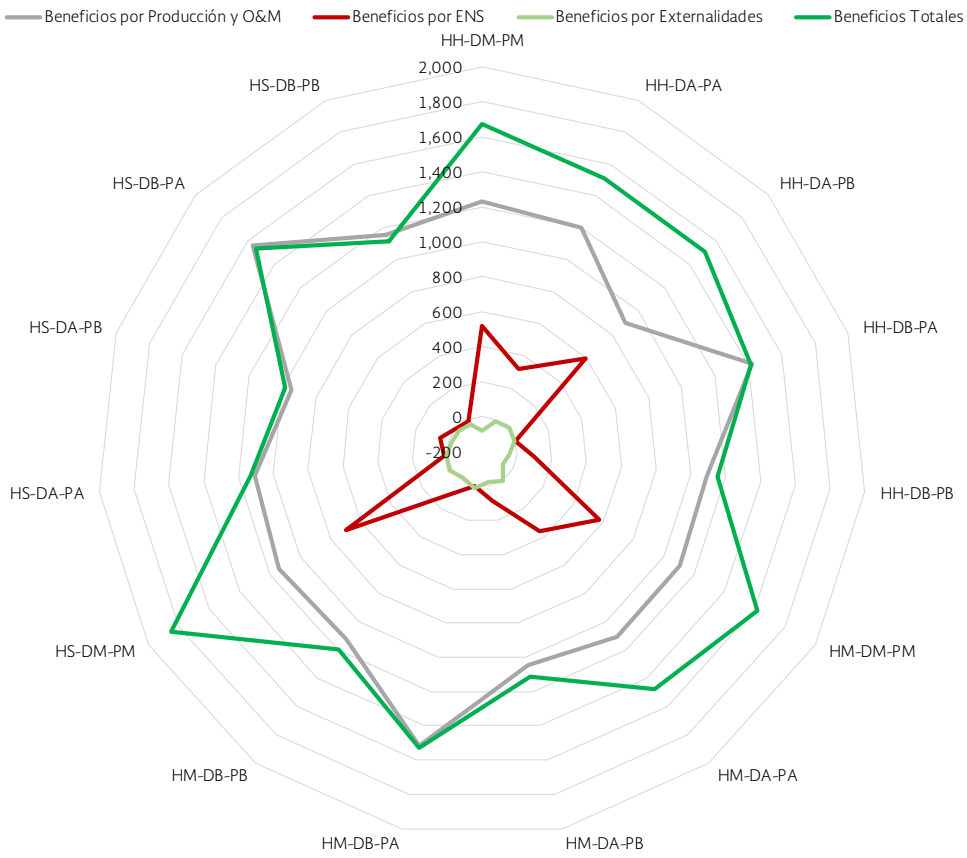
En el cuadro 12.3.25 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados.

En la figura 12.3.16 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.3.25 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2021)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	1,232.55	519.97	-81.11	1,671.41	599.08	1,072.33	2.79
HH-DA-PA	1,199.91	318.82	-6.05	1,512.68	599.08	913.60	2.53
HH-DA-PB	902.42	597.66	9.34	1,509.41	599.08	910.33	2.52
HH-DB-PA	1,424.29	0.31	-7.82	1,416.77	599.08	817.69	2.36
HH-DB-PB	1,093.97	102.02	-45.13	1,150.86	599.08	551.78	1.92
HM-DM-PM	1,104.46	575.53	-63.49	1,616.50	599.08	1,017.42	2.70
HM-DA-PA	1,109.76	361.03	5.91	1,476.70	599.08	877.62	2.46
HM-DA-PB	1,048.85	88.73	-21.09	1,116.48	599.08	517.40	1.86
HM-DB-PA	1,519.29	0.00	11.79	1,531.08	599.08	932.00	2.56
HM-DB-PB	1,122.91	91.11	-16.27	1,197.75	599.08	598.67	2.00
HS-DM-PM	1,141.03	697.13	12.69	1,850.84	599.08	1,251.76	3.09
HS-DA-PA	1,106.90	16.89	6.17	1,129.96	599.08	530.88	1.89
HS-DA-PB	946.82	52.67	-13.87	985.62	599.08	386.54	1.65
HS-DB-PA	1,560.03	-0.46	-22.56	1,537.01	599.08	937.94	2.57
HS-DB-PB	1,156.91	-11.98	-29.60	1,115.33	599.08	516.25	1.86

FIGURA 12.3.16 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2021)



Como se observa del cuadro 12.3.25 y de la figura 12.3.16, en doce escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los correspondientes al escenario medio y dos estarían por arriba.

El escenario con los mayores beneficios corresponde a condiciones hidrológicas secas, demanda base y precios de combustibles base.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, demanda alta y precios de combustibles bajo, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos, sin embargo, aún en éste, la relación beneficio costo es de 1.65.

En nueve de los quince escenarios analizados, el beneficio neto del proyecto es superior al valor presente de sus costos de inversión.

En cualquiera de los escenarios analizados, el proyecto presenta indicadores económicos aceptables.

Alternativa 2. Requiere una inversión de 709.4 millones de dólares en VP de 2021 (equivalente a una inversión instantánea de 807.5 millones de dólares).

Los beneficios totales se estiman en 1,758.2 millones de dólares en VP de 2021, de los cuales, 1,168.2 millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción, incluyendo los de operación y mantenimiento; 555.9 millones de dólares por reducción en el costo de energía no suministrada y un beneficio de 34.2 millones de dólares asociadas a emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO_2 (externalidades).

Se tiene un beneficio neto de 1,048.8 millones de dólares en VP de 2021 y una relación beneficio-costo de 2.48, el cuadro 12.3.26 muestra estos indicadores.

CUADRO 12.3.26 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN NORESTE-CENTRO ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2021

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
34.2	1,168.2	555.9	1,758.2	709.4	1,048.8	2.48

En el cuadro 12.3.27 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para el caso de referencia que considera hidrología media, crecimiento medio de la demanda y evolución de precios de combustibles base. Estas sensibilidades muestran que el proyecto soportaría un incremento de 148% en el costo de inversión para una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.3.27 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN NORESTE-CENTRO ALTERNATIVA 2

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	532.0	3.30	1,226.2
-20	567.5	3.10	1,190.7
-15	603.0	2.92	1,155.2
-10	638.4	2.75	1,119.8
-5	673.9	2.61	1,084.3
0	709.4	2.48	1,048.8
5	744.8	2.36	1,013.4
10	780.3	2.25	977.9
15	815.8	2.16	942.4
20	851.3	2.07	906.9
25	886.7	1.98	871.5
148	**1,758.2**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2021

Análisis de Escenarios con respecto a la Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

Para el caso sin proyecto se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

Se aplazaron los retiros de las unidades de Tula y una unidad turbo-gas de Nonoalco durante el periodo de estudio, lo cual equivale a una capacidad de 1530.93 MW netos diferidos.

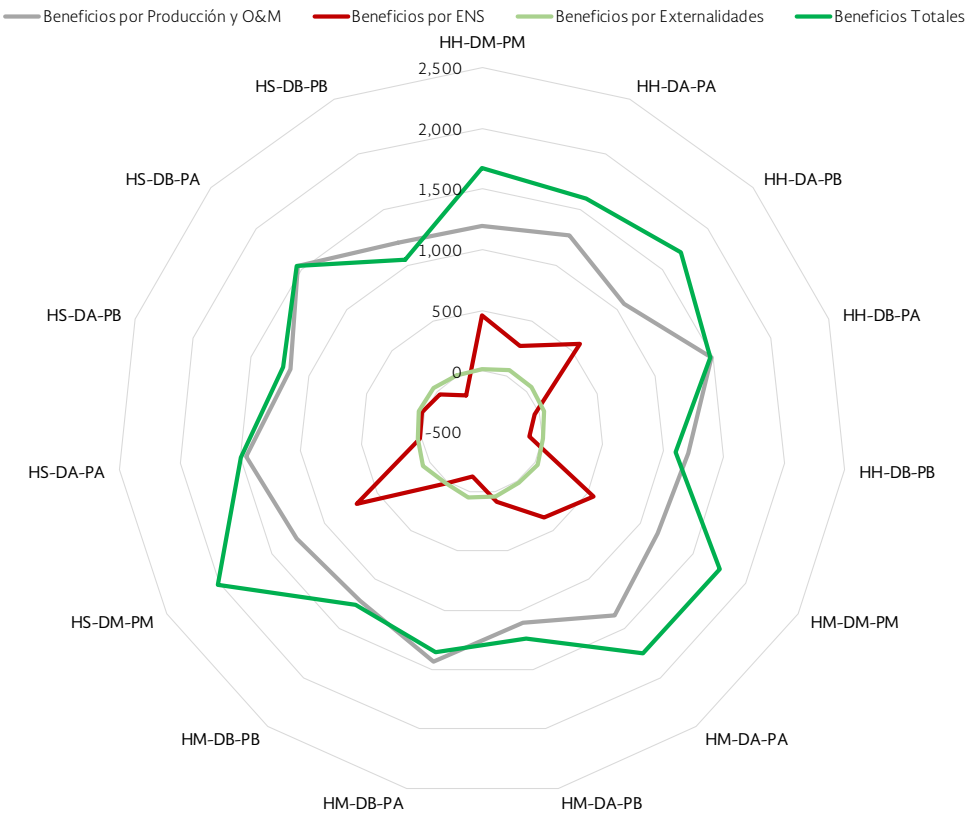
En el cuadro 12.3.28 se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados.

En la figura 12.3.17 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.3.28 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2021)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DM-PM	1,195.81	461.44	15.83	1,673.09	709.38	963.71	2.36
HH-DA-PA	1,272.36	272.45	56.48	1,601.28	709.38	891.90	2.26
HH-DA-PB	1,070.37	587.37	47.67	1,705.42	709.38	996.04	2.40
HH-DB-PA	1,481.25	-42.23	38.96	1,477.98	709.38	768.60	2.08
HH-DB-PB	1,203.93	-104.85	2.85	1,101.93	709.38	392.55	1.55
HM-DM-PM	1,168.15	555.87	34.18	1,758.20	709.38	1,048.83	2.48
HM-DA-PA	1,361.33	371.30	19.13	1,751.76	709.38	1,042.38	2.47
HM-DA-PB	1,106.01	83.50	47.11	1,236.61	709.38	527.23	1.74
HM-DB-PA	1,429.53	-128.58	49.24	1,350.19	709.38	640.81	1.90
HM-DB-PB	1,217.35	24.62	22.46	1,264.43	709.38	555.05	1.78
HS-DM-PM	1,256.23	691.14	65.30	2,012.67	709.38	1,303.29	2.84
HS-DA-PA	1,448.93	15.97	27.59	1,492.48	709.38	783.11	2.10
HS-DA-PB	1,160.17	15.36	45.32	1,220.84	709.38	511.46	1.72
HS-DB-PA	1,541.73	-33.63	38.65	1,546.75	709.38	837.38	2.18
HS-DB-PB	1,207.92	-171.07	13.15	1,050.00	709.38	340.63	1.48

FIGURA 12.3.17 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2021)



Como se observa del cuadro 12.3.28 y de la figura 12.3.17, en trece escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los correspondientes al escenario medio y uno estaría por arriba.

El escenario con los mayores beneficios corresponde a condiciones hidrológicas secas, demanda base y precios de combustibles base.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología seca, demanda baja y precios de combustibles bajo, en este escenario, se presentan los menores indicadores económicos, sin embargo, aún en éste, la relación beneficio costo es de 1.48.

En nueve de los quince escenarios analizados, el beneficio neto del proyecto es superior al valor presente de sus costos de inversión.

En cualquiera de los escenarios analizados, el proyecto presenta indicadores económicos aceptables.

CUADRO 12.3.29 SÍNTESIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA INTERCONEXIÓN NORESTE-CENTRO

Característica Operativa	Alternativa 1	Alternativa 2
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual
Capacidad de transmisión (MW)	1,500	1,500
Dificultad para obtención de derechos de vía	Menor	Mayor
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Mayor	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Menor	Mayor
Costo de Inversión, millones de dólares en VP de 2021	599.1	709.4
Beneficios totales, millones dólares en VP 2021	1,616.5	1,758.2
Relación Beneficio/Costo	2.70	2.48

Considerando el alto potencial de desarrollo de centrales eléctricas con base en energías renovables y convencionales en el noreste, se requerirá ampliar la capacidad de transferencia de potencia entre el noreste y el centro del país en el mediano y largo plazos, posterior a la entrada de esta primera etapa de 1500 MW.

Ante estas expectativas, es de gran importancia preparar la flexibilidad de la infraestructura para incrementar la capacidad de transmisión de las opciones analizadas. Es decir, crecer la capacidad de transferencia de 1500 MW a 3000 MW del noreste al centro en el largo plazo.

Análisis preliminares indican que, incrementar la capacidad de transferencia de potencia del noreste al centro, en 1500 MW en las opciones analizadas, requeriría un esfuerzo económico mayor en aproximadamente 60%, en el caso de la opción en corriente alterna respecto a la de corriente directa.

Lo anterior con base en que la alternativa en corriente directa ya dispondría con los derechos de vía y estructuras para instalar los conductores del segundo polo, así como espacios para instalar las estaciones convertidoras para una capacidad de 1500 MW adicionales. La alternativa en corriente alterna tendría mayores dificultades para obtener derechos de vía para la red de transmisión y nuevas subestaciones, y por tanto un mayor costo.

Por lo expuesto, la opción que ofrece mayor flexibilidad para incrementar la capacidad de transmisión y la seleccionada como proyecto de transmisión es la de corriente directa.

Sección 4. Red de Transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas

Estudio de Confiabilidad. La GCR Noreste consta de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y parte de Coahuila, tiene un dinamismo industrial y comercial muy importante para el crecimiento de México. Con un crecimiento del consumo y demanda del 3.1%, valor cercano a la media nacional.

La GCR Noreste cuenta con tres de las cinco principales regiones con alto potencial de generación eólica, ver figura 8.2. El desarrollo de la red de transporte de gas natural en el norte del país y su cercanía con la frontera de EUA, permiten disponer de este energético a precios competitivos respecto a otras regiones del país. Por esta razón se han venido instalando centrales de ciclo combinado en el noreste del país; además el estado de Coahuila tiene una explotación minera de carbón muy importante. La alta disponibilidad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica y un crecimiento apenas por arriba de la media nacional, convierten a la GCR Noreste en una región exportadora de energía, en todos los escenarios de demanda futuros.

La integración de Centrales Eléctricas con fuente primaria de energía renovable eólica el estado de Tamaulipas permitirá disminuir los costos de producción, lo que requerirá de una red de transmisión de energía eléctrica para la evacuación de la energía.

La integración de Centrales Eléctricas convencionales con fuente primaria de energía a base de gas natural también se ha estado desarrollado en la GCR Noreste, tanto ciclos combinados como cogeneración.

La región fronteriza del estado de Tamaulipas, en sus zonas eléctricas Reynosa y Matamoros (zona Frontera), cuentan con una capacidad instalada de generación de 3020 MW, que excede su demanda máxima en aproximadamente en 1750 MW, por tal motivo se tiene un flujo de potencia activa predominante hacia la Zona Metropolitana de Monterrey. Cuando la demanda de la zona Frontera es baja (demandas medias de invierno principalmente), se tienen mayores excedentes de generación que se transmiten a la Zona Metropolitana de Monterrey.

La zona Frontera es una región exportadora de energía y conforme se instalen las Centrales Eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo y adquieran prelación proyectos de Centrales Eléctricas Eólicas, esta tendencia seguirá en aumento. De tal manera que conforme se desarrollen los proyectos de generación será necesario el refuerzo de transmisión en el corredor Frontera- Zona Metropolitana de Monterrey.

Con la nueva infraestructura se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como son: reducir los costos de producción, cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, aumentar la eficiencia del MEM, permitir una mayor integración de generación renovable e incluir proyectos de redes eléctricas inteligentes.

Actualmente, la infraestructura con que se cuenta en la zona de influencia del proyecto es la siguiente:

Enlaces con la Zona Metropolitana de Monterrey:

- Tres LT en 400 kV que interconectan la subestación eléctrica (SE) Aeropuerto con las SE Ternium Maniobras, Las Glorias y Villa de García.

- Una LT en 230 kV que interconecta la SE Ventika Maniobras con la SE Presa del Cuchillo.

Enlaces con ERCOT:

- Un enlace en Corriente Directa formando por dos Back to Back de ± 150 MW cada uno, capacidad total ± 300 MW ubicado en la SE Railroad en el estado de Texas USA, que interconecta en la SE Cumbres Frontera en 138 kV.

- Dos enlaces de emergencia para operación con carga aislada: una LT Matamoros-Brownsville de +25/-24 MW en 69 kV y una LT Matamoros-Military de +80/-176 MW en 138 kV.

Centrales Eléctricas:

- La Central Eléctrica de Ciclo Combinado Energía Buenavista (Frontera) de 540 MW ubicada en el estado de Texas USA, interconectada en el nivel de tensión de 230 kV por dos circuitos en calibre 1113 ACSR a la SE Cumbres Frontera.

- Las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado: Anáhuac 545 MW, Río Bravo Tres 559 MW y Río Bravo Cuatro 559 MW que interconectan en la SE Anáhuac Tamaulipas Potencia, la primera en 230 kV y las otras dos en 400 kV.

- La Central Eléctrica de Ciclo Combinado Rio Bravo de 211 MW en la SE Río Bravo en 138 kV.

- Una unidad térmica convencional de vapor de 300 MW en la SE Río Bravo en 230 kV.

- La Central Eléctrica eólica El porvenir de 54 MW que se interconecta a la SE Aeropuerto en 138 kV.

- Las Centrales Eléctricas eólicas Ventika Uno y Dos con 252 MW que se interconectan en la SE de maniobras Ventika.

- Además, cuatro proyectos ganadores de las subastas de largo plazo que suman 967 MW de capacidad instalada que se adicionará en la región entre 2018-2020.

Fechas de entrada en operación del proyecto

- **Fecha necesaria de entrada en operación:** abril de 2021.

- **Fecha factible de entrada en operación:** abril de 2023.

Alternativas

En los programas de ampliación y modernización 2016-2030 y 2017-2031 se analizó la alternativa proveniente de la extinta Temporada Abierta de Tamaulipas, el proyecto.

El proyecto de refuerzo de la transmisión para la zona frontera consiste en la construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y de Reynosa. Con esta nueva red se podrán instalar alrededor de 1,100 MW de generación, de manera que la transferencia de energía entre la zona frontera y el resto del SIN se realice de manera confiable.

La alternativa 1 consiste en las siguientes obras:

- Línea de transmisión entre SE Jacalitos - Regiomontano en 400 kV de aproximadamente 180 km con 3 conductores por fase en calibre 1113 KCM ACSR, sobre estructura de doble circuito tendido del primero, incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea de transmisión.

La alternativa 2 consiste en las siguientes obras:

- Línea de Transmisión entre SE Jacalitos – Ramos Arizpe Potencia en 400 kV de 250 km con 3 conductores por fase en calibre 1113 KCM ACSR, sobre estructura de doble circuito, tendido del primero, incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno para cada extremo de la línea de transmisión.

Las obras comunes entre ambas alternativas son:

- Línea de transmisión entre SE Jacalitos – Aeropuerto en 400 kV de aproximadamente 62 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 KCM ACSR, sobre estructura de doble circuito. Comparte estructura en 33 km con la línea de transmisión entre SE Jacalitos – Reynosa Maniobras y tendido del primer circuito hasta SE Aeropuerto. Incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea de transmisión.

- Línea de transmisión entre SE Jacalitos – Reynosa Maniobras en 400 kV de aproximadamente 33 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 KCM ACSR sobre estructura de doble circuito. Comparte estructura con la línea de transmisión entre SE Jacalitos – Aeropuerto, incluye la construcción de un alimentador en 400 kV en cada extremo de la línea de transmisión.

- Línea de transmisión entre SE Regiomontano – Ternium Maniobras en 400 kV de aproximadamente 30 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 KCM ACSR, sobre estructura de doble circuito, tendido del primero. Incluye la construcción de un alimentador en 400 kV en cada SE.

- Reactores en 400 kV. Construcción de 2 bancos de reactores, uno de 50 MVAr y otro de 100 MVAr, el primero para la línea de transmisión entre SE Jacalitos – Regiomontano y el segundo para el bus de la SE Jacalitos. Ambos con fase de reserva.

La figura 12.4.1 muestra el diagrama simplificado de la Alternativa 1 de la red con los posibles proyectos a interconectarse con la entrada de ésta. De igual forma, la figura 12.4.2 muestra el diagrama simplificado de la Alternativa 2.

FIGURA 12.4.1 ALTERNATIVA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN JACALITOS – REGIOMONTANO

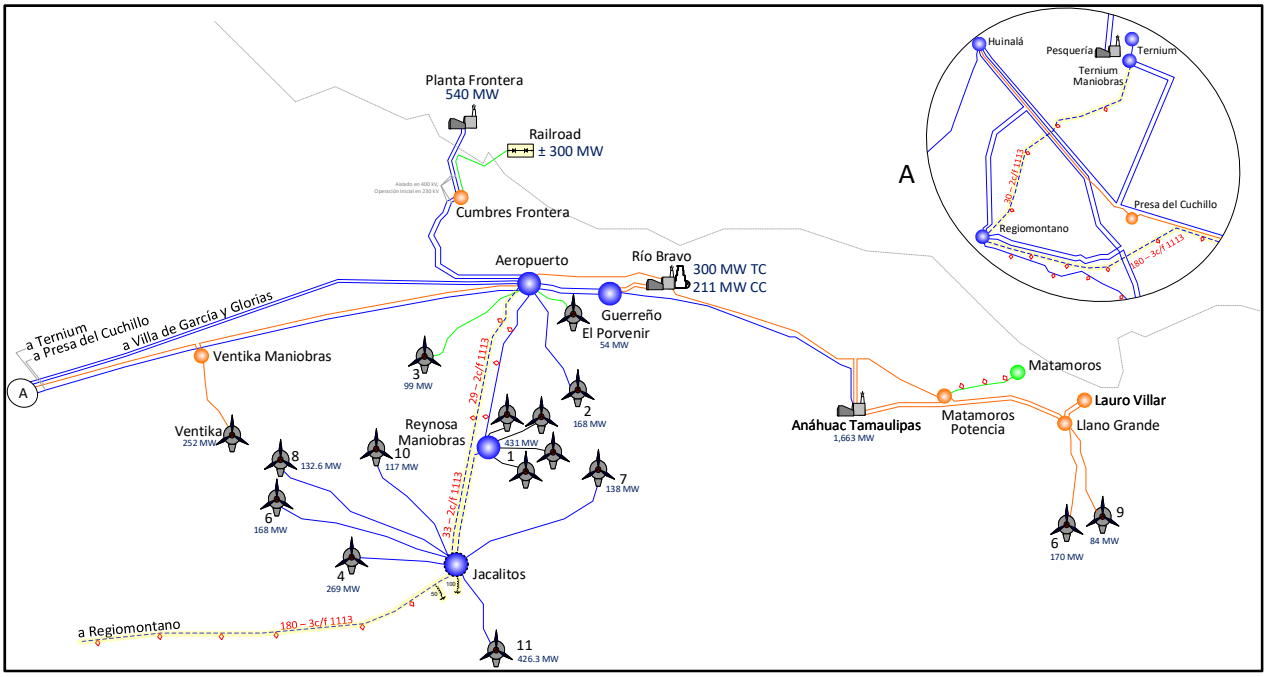
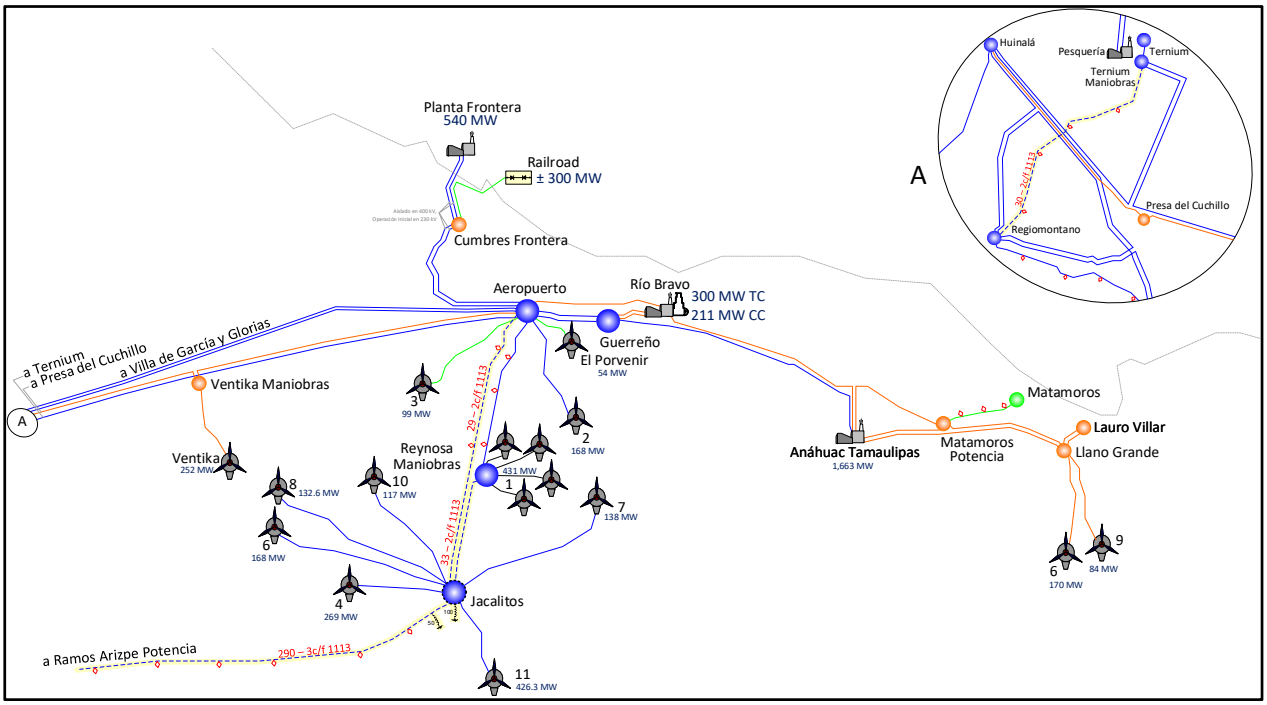


FIGURA 12.4.2 ALTERNATIVA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN JACALITOS – RAMOS ARIZPE POTENCIA



Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: tensión, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de tensión, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico.

Los casos base de flujos de potencia seleccionados son:

Caso 1. Condición de demanda máxima de verano de 16 hs del 2022 de 1343 MW, donde las Centrales Eléctricas Eólicas tienen un factor de planta promedio de 50.4% en el mes de junio y una capacidad instalada de generación eólica de 2309 MW.

Caso 2. Condición de demanda de las 23 hs de verano del 2022 de 1287 MW, donde las Centrales Eléctricas Eólicas tienen un factor de planta del 82%, este valor es tomando como base a las Centrales Eléctricas de Ventika, las últimas en entrar en operación en la región de Reynosa con altura mayor y tecnología más reciente, en el mes de junio tienen valores del tercer cuartil arriba del 83%, es decir el 25% de las horas la generación está por arriba de este factor de planta, así como valores máximos del 98%. La capacidad instalada de generación eólica de 2309 MW.

Las figuras 12.4.3 y 12.4.4 muestran el comportamiento del flujo de potencia para las Alternativas 1 y 2 para el Caso 1.

Las figuras 12.4.5 y 12.4.6 muestran el comportamiento del flujo de potencia para las Alternativas 1 y 2 para el Caso 2.

FIGURA 12.4.3 ALTERNATIVA 1 – CASO 1, DEMANDA MÁXIMA VERANO 16 HS 2022

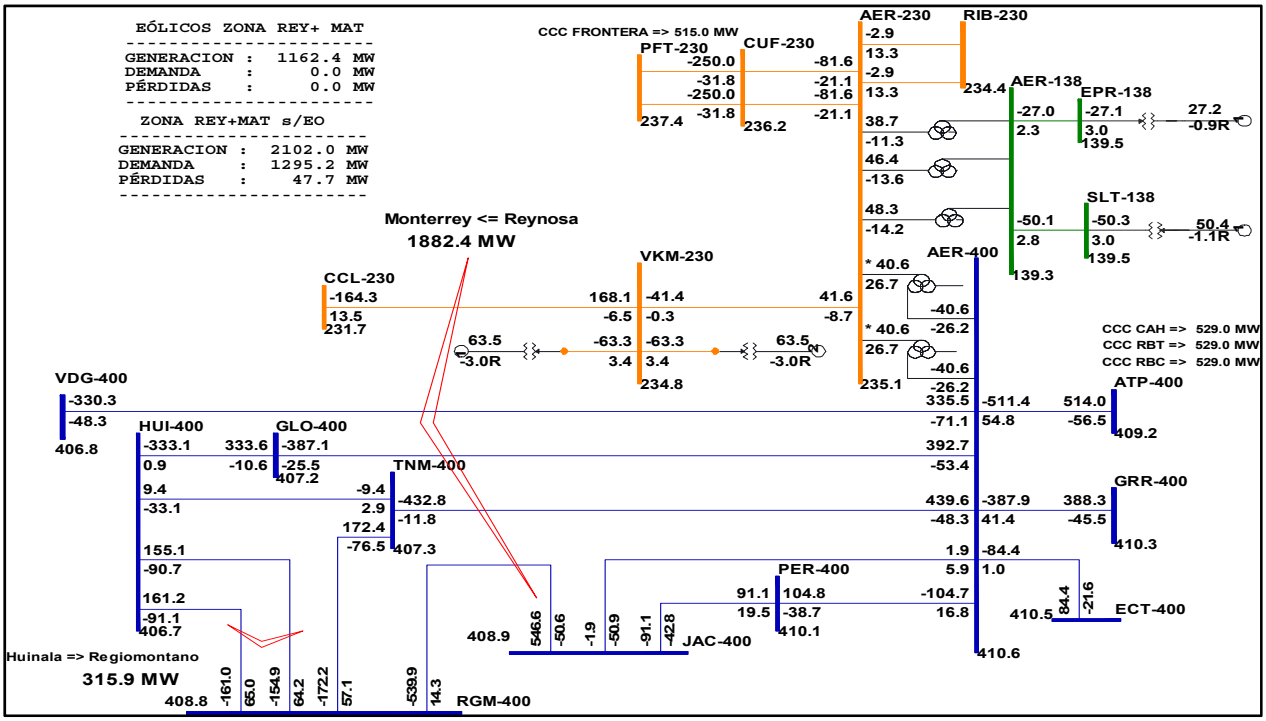


FIGURA 12.4.4 ALTERNATIVA 2 – CASO 1, DEMANDA MÁXIMA VERANO 16 HS 2022

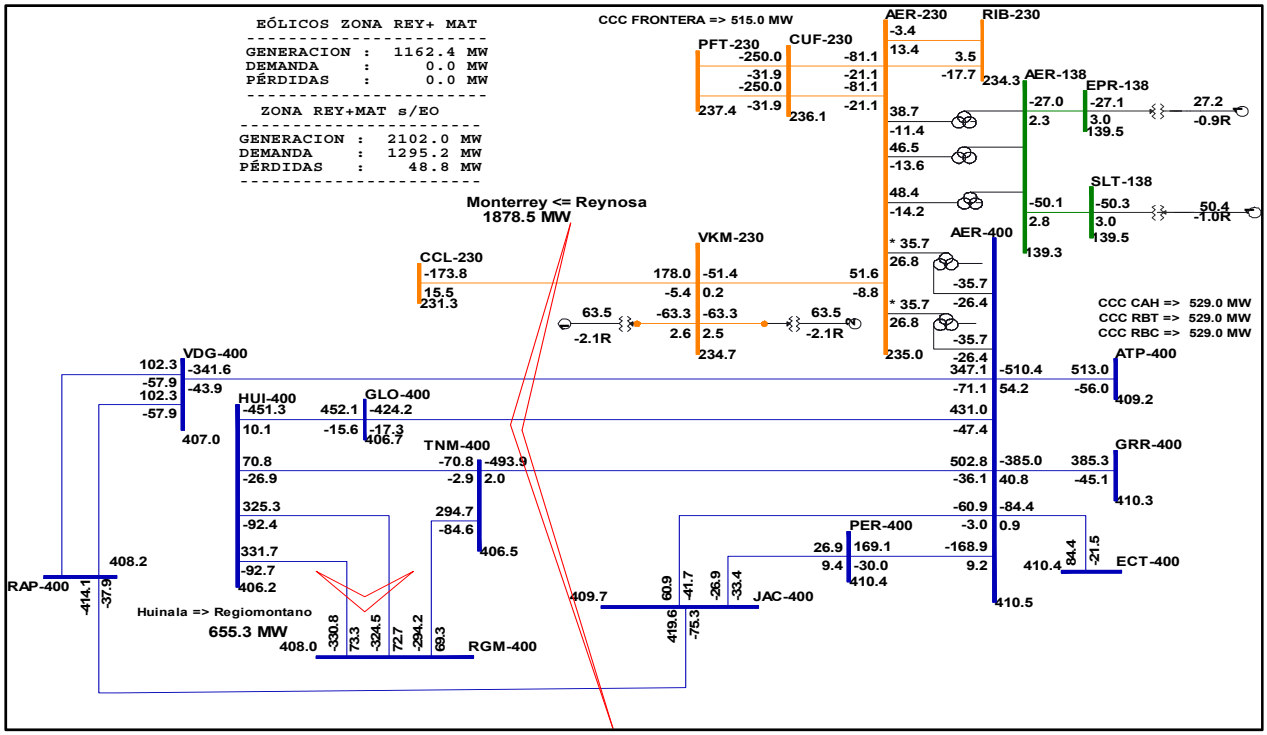


FIGURA 12.4.5 ALTERNATIVA 1 – CASO 2, DEMANDA MÁXIMA VERANO 23 HS 2022

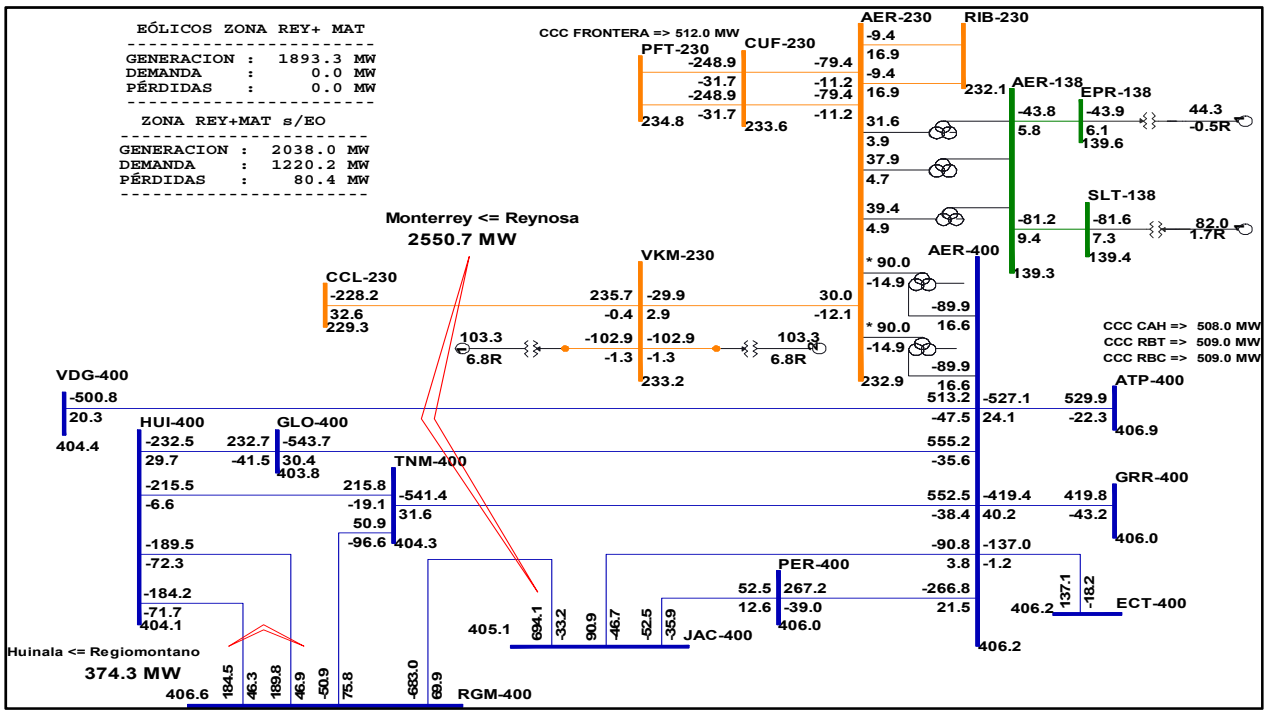
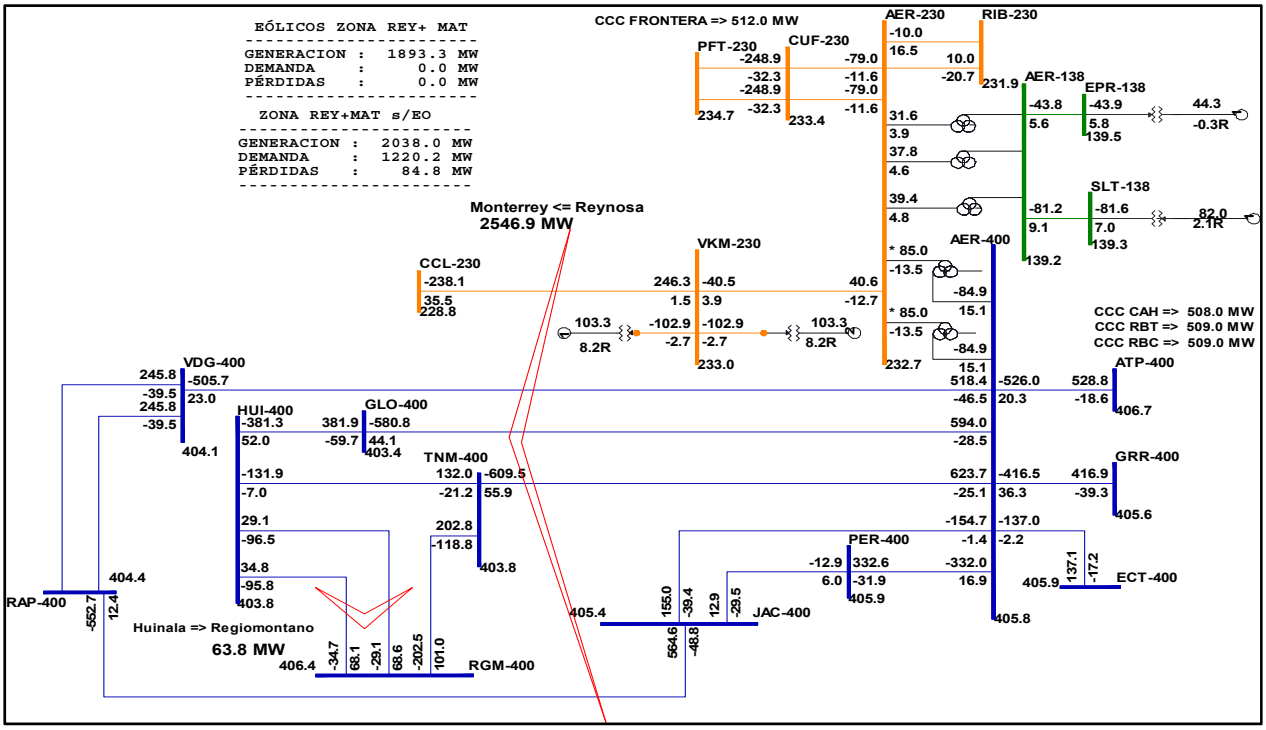


FIGURA 12.4.6 ALTERNATIVA 2 – CASO 2, DEMANDA MÁXIMA VERANO 23 HS 2022



Los cuadros 12.4.1 y 12.4.2 muestran los resultados de flujos y tensiones para las contingencias sencillas más severas de la Alternativa 1 – Caso 1 de la demanda máxima de verano 16 hs. Se observa que no existen problemática de tensión y flujos de potencia para el caso.

Los cuadros 12.4.3 y 12.4.4 muestran los resultados de flujos y tensiones para las contingencias sencillas más severas de la Alternativa 2 – Caso 1 de la demanda máxima de verano 16 hs. Se observa que no existen problemática de tensión y flujos de potencia para el caso.

Los cuadros 12.4.5 y 12.4.6 muestran los resultados de flujos y tensiones para las contingencias sencillas más severas de la Alternativa 1 – Caso 2 de la demanda de verano 23 hs con factor de planta del Eólico de región Reynosa al 82%. Se observa que no existen problemática de tensión y flujos de potencia para el caso ante contingencia N-1, para la N-2 se observa que la tensión en CLL-230 y JAC-400 está por debajo de su límite de operación y el flujo por la LT VKM-CCL en su límite operativo.

Los cuadros 12.4.7 y 12.4.8 muestran los resultados de flujos y tensiones para las contingencias sencillas más severas de la Alternativa 2 – Caso 2 de la demanda de verano 23 hs con factor de planta del Eólico de región Reynosa al 82%. Se observa que no existen problemática de tensión y flujos de potencia para el caso ante contingencia N-1, para la N-2 se observa que la tensión en los nodos JAC-400 y CCL-230 están por debajo de su límite de operación y el flujo en la LT VKM-CCL por arriba de su límite operativo, el Código de Red establece en la Categoría C que ante N-2, si se viola algún elemento o variable eléctrica se permite el uso de Esquemas de Acción Remedial.

CUADRO 12.4.1 FLUJO DE POTENCIA POR LOS PRINCIPALES ELEMENTOS ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Elemento(s) Monitoreado(s)	Unidad	Contingencia N-1					Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LTs AER-VDG y AER-GLO
LT AER-VDG	MW	336	0	437	439	465	0
LT AER-GLO	MW	393	496	0	526	559	0
LT AER-TNM	MW	440	534	560	0	625	738
LT JAC-RGM	MW	547	644	669	698	0	851
LT VKM-CCL	MW	168	192	198	200	208	243
LT TNM-RGM	MW	172	198	200	-56	350	246
Corredor RGM-HUI	MW	-316	-219	-176	-372	-619	-11
Corredor PMY-KDA	MW	1,468	1,453	1,461	1,471	1,476	1,438
Corredor Frontera-ZMM	MW	1,882	1,866	1,864	1,863	1,857	1,832

CUADRO 12.4.2 TENSIÓN EN BARRAS, RED ASOCIADA AL ENLACE REYNOSA-MONTERREY ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Buses Monitoreados	Unidad	Contingencia N-1					Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LTs AER-VDG y AER-GLO
AER-400	kV	410.6	408.1	408.2	408.2	408.1	405.9
JAC-400	kV	408.9	406.5	406.4	406.2	407.9	403.3
VDG-400	kV	406.8	405.3	405.8	405.7	405.5	404.5
GLO-400	kV	407.2	405.7	405.2	405.4	405.1	403.9
TNM-400	kV	407.3	405.5	405.3	404.8	404.6	402.5
HUI-400	kV	406.7	405.5	405.4	405.1	405.0	403.8
RGM-400	kV	408.8	407.3	407.1	406.8	406.7	404.9
CCL-230	kV	231.7	230.5	230.4	230.2	229.9	228.3
HUI-230	kV	232.9	232.1	232.1	231.9	231.8	231.0

CUADRO 12.4.3 FLUJO DE POTENCIA POR LOS PRINCIPALES ELEMENTOS ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Elemento(s) Monitoreado(s)	Unidad	Contingencia N-1						Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RAP	LT PMY-KDA	LTs AER-VDG y AER-GLO
LT AER-VDG	MW	359	0	481	499	465	352	0
LT AER-GLO	MW	443	558	0	630	559	447	0
LT AER-TNM	MW	515	625	672	0	625	529	893
LT JAC-RAP	MW	379	468	483	496	0	366	652
LT VKM-CCL	MW	181	208	218	225	208	182	272
LT TNM-RGM	MW	300	349	364	64	350	346	457
Corredor RGM-HUI	MW	-652	-613	-577	-832	-619	-798	-492
Corredor PMY-KDA	MW	1,497	1,487	1,496	1,508	1,476	1,188	1,481
Corredor Frontera-ZMM	MW	1,877	1,859	1,854	1,850	1,857	1,876	1,816

CUADRO 12.4.4 TENSIÓN EN BARRAS, RED ASOCIADA AL ENLACE REYNOSA-MONTERREY ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Buses Monitoreados	Unidad	Contingencia N-1						Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RAP	LT PMY-KDA	LTs AER-VDG y AER-GLO
AER-400	kV	410.7	408.0	408.1	408.1	408.1	410.6	405.3
JAC-400	kV	410.2	407.6	407.7	407.5	407.9	410.3	404.1
VDG-400	kV	407.1	405.6	405.8	405.5	405.5	407.2	404.3
GLO-400	kV	406.7	405.2	404.8	404.5	405.1	406.5	403.5
TNM-400	kV	406.5	404.7	404.3	404.2	404.6	405.9	401.3
HUI-400	kV	406.3	405.0	404.9	404.5	405.0	405.9	403.4
RGM-400	kV	408.0	406.7	406.5	406.3	406.7	407.3	404.8
RAP-400	kV	408.5	407.1	407.2	406.9	406.4	408.8	405.5
PMY-400	kV	408.4	408.1	408.0	407.7	408.1	406.2	407.7
CCL-230	kV	231.3	229.9	229.6	229.2	229.9	231.1	227.0
HUI-230	kV	232.6	231.8	231.7	231.5	231.8	232.4	230.6

CUADRO 12.4.5 FLUJO DE POTENCIA POR LOS PRINCIPALES ELEMENTOS ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Elemento(s) Monitoreado(s)	Unidad	Contingencia N-1					Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LTs AER-VDG y AER-GLO
LT AER-VDG	MW	513	0	656	643	675	0
LT AER-GLO	MW	555	712	0	723	765	0
LT AER-TNM	MW	553	697	723	0	787	989
LT JAC-RGM	MW	694	842	867	884	0	1,138
LT VKM-CCL	MW	236	273	278	276	287	347
LT TNM-RGM	MW	51	89	89	-234	274	154
Corredor RGM-HUI	MW	374	524	572	304	-7	853
Corredor PMY-KDA	MW	619	592	606	620	625	564
Corredor Frontera-ZMM	MW	2,551	2,525	2,523	2,526	2,515	2,474

CUADRO 12.4.6 TENSIÓN EN BARRAS, RED ASOCIADA AL ENLACE REYNOSA-MONTERREY ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Buses Monitoreados	Unidad	Contingencia N-1					Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LTs AER-VDG y AER-GLO
AER-400	kV	406.2	402.5	402.5	402.6	400.4	396.7
JAC-400	kV	405.1	401.1	401.0	401.0	400.6	393.4
VDG-400	kV	404.4	402.8	402.8	402.8	402.3	401.2
GLO-400	kV	403.8	401.0	401.8	401.2	400.5	398.7
TNM-400	kV	404.3	400.7	400.7	401.7	400.2	393.9
HUI-400	kV	404.1	401.7	401.9	402.0	401.5	398.3
RGM-400	kV	406.6	403.4	403.5	403.9	403.9	397.9
CCL-230	kV	229.3	226.8	226.7	226.8	226.1	221.6
HUI-230	kV	233.0	231.5	231.6	231.7	231.4	229.2

CUADRO 12.4.7 FLUJO DE POTENCIA POR LOS PRINCIPALES ELEMENTOS ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Elemento(s) Monitoreado(s)	Unidad	Contingencia N-1						Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LT PMY-KDA	LTs AER-VDG y AER-GLO
LT AER-VDG	MW	518	0	682	688	675	515	0
LT AER-GLO	MW	594	760	0	821	765	596	0
LT AER-TNM	MW	624	784	835	0	787	630	1,151
LT JAC-RAP	MW	565	691	700	704	0	558	934
LT VKM-CCL	MW	246	286	297	301	287	247	375
LT TNM-RGM	MW	203	272	287	-82	275	224	415
Corredor RGM-HUI	MW	-64	-5	38	-280	-11	-132	163
Corredor PMY-KDA	MW	653	634	648	663	617	513	618
Corredor Frontera-ZMM	MW	2,547	2,520	2,515	2,514	2,515	2,547	2,459

CUADRO 12.4.8 TENSIÓN EN BARRAS, RED ASOCIADA AL ENLACE REYNOSA-MONTERREY ANTE CONTINGENCIA N-1 Y N-2

Buses Monitoreados	Unidad	Contingencia N-1						Contingencia N-2
		Caso Base	LT AER-VDG	LT AER-GLO	LT AER-TNM	LT JAC-RGM	LT PMY-KDA	LTs AER-VDG y AER-GLO
AER-400	kV	405.8	401.8	401.6	401.5	400.3	405.7	394.2
JAC-400	kV	405.4	401.1	400.9	400.7	400.5	405.4	391.8
VDG-400	kV	404.1	402.3	402.0	401.8	401.6	404.1	399.8
GLO-400	kV	403.4	400.7	401.6	400.3	400.1	403.4	398.7
TNM-400	kV	403.8	400.6	400.3	402.1	399.9	403.7	393.4
HUI-400	kV	403.8	401.7	401.9	401.7	401.2	403.7	398.5
RGM-400	kV	406.4	404.1	404.1	404.6	403.5	406.3	399.7
RAP-400	kV	404.4	402.7	402.4	402.1	402.3	404.4	399.5
PMY-400	kV	404.0	403.3	403.0	402.5	403.5	402.0	401.9
CCL-230	kV	228.8	226.3	225.8	225.6	225.9	228.8	219.2
HUI-230	kV	232.8	231.4	231.4	231.3	231.2	232.8	228.9

Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las CE y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión de la tensión, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las LT. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia modernos están experimentando una transformación significativa en la dinámica operativa con el retiro de unidades térmicas convencionales y la inclusión de nuevas tecnologías como son las CE Renovables Intermitentes Fotovoltaicas y Eólicas. Estos cambios en la configuración del despacho de generación y la integración de fuentes de generación renovables, están contribuyendo a cambiar las características y estrategias de planeación y control en la operación de los SEP.

Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en las compuertas de flujo. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de las LT, ante una falla trifásica en una subestación eléctrica a la que se conecta la LT y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Comparación del disparo LT Jacalitos-Regiomontano vs. LT Jacalitos-Ramos Arizpe Potencia

La red de la zona Frontera es radial al SIN y se interconecta a la Zona Metropolitana de Monterrey a través de tres Líneas de Transmisión en 400 kV y una en 230 kV con un límite al 2022 de 1980 MW.

La pérdida de una línea de transmisión en 400 kV provoca que el flujo se distribuya por el resto de las otras líneas de transmisión y provoque una disminución de la tensión en las subestaciones eléctricas asociadas a la compuerta de flujo y una mayor separación angular entre los rotores de las unidades de las Centrales Eléctricas.

La figura 12.4.7 muestra el comportamiento de la diferencia entre CCC Rio Bravo III U1 y CCC Escobedo U1 ante el disparo de la LT en 400 kV. El comportamiento para ambas alternativas es similar, y la recuperación post-contingencia es a un valor igual ya que la red resultante es la misma.

Las figuras 12.4.8 y 12.4.9 muestran las tensiones en las barras de CA de AER-400 y CCL-230 ante el disparo de la línea de transmisión en 400 kV. El comportamiento para ambas alternativas es similar, y la recuperación post-contingencia es a un valor igual ya que la red resultante es la misma.

Las figuras 12.4.10 y 12.4.11 muestran el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión AER-A3G30-GLO y VKM-93810-CCL. El comportamiento para ambas alternativas es similar, y la recuperación post-contingencia es a un valor igual ya que la red resultante es la misma.

FIGURA 12.4.7 COMPORTAMIENTO ANGULAR ENTRE CCC RIO BRAVO III U1 Y CCC ESCOBEDO U1

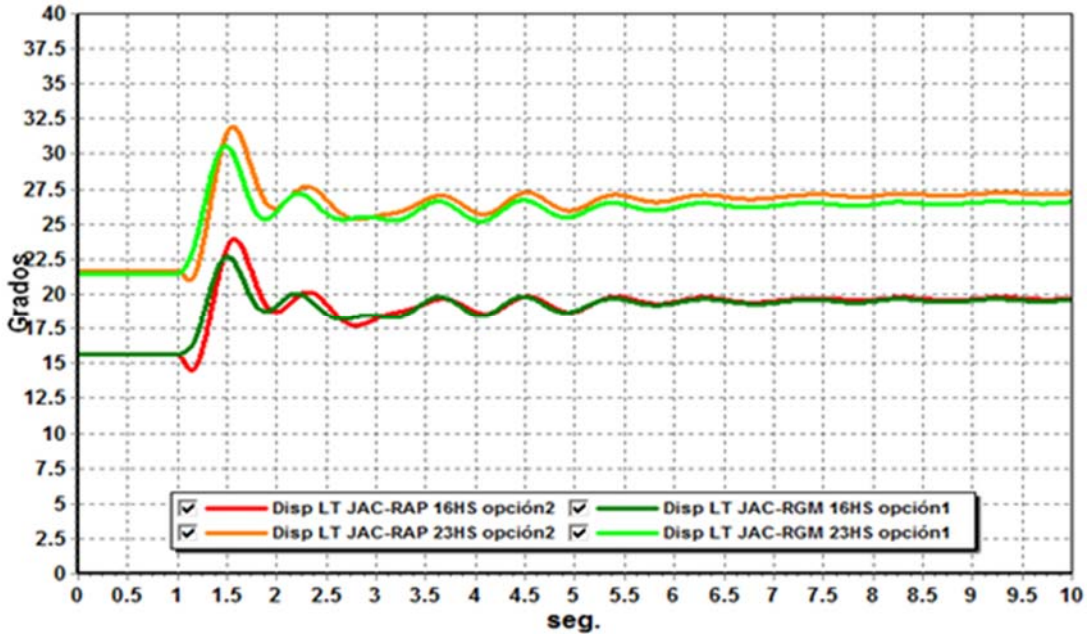


FIGURA 12.4.8 TENSIÓN EN AER-400

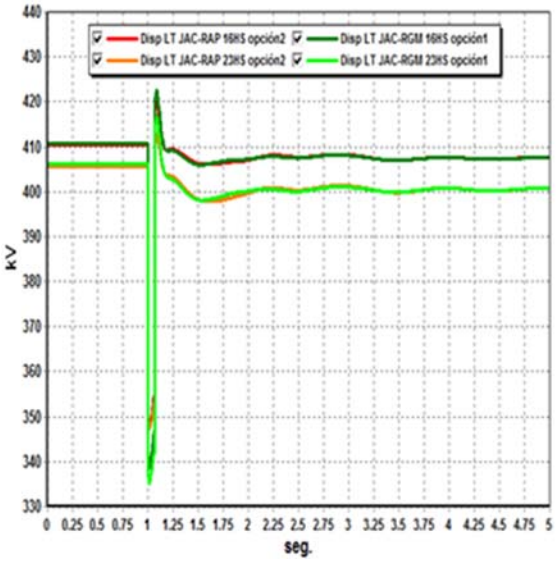


FIGURA 12.4.9 TENSIÓN EN CCL-230

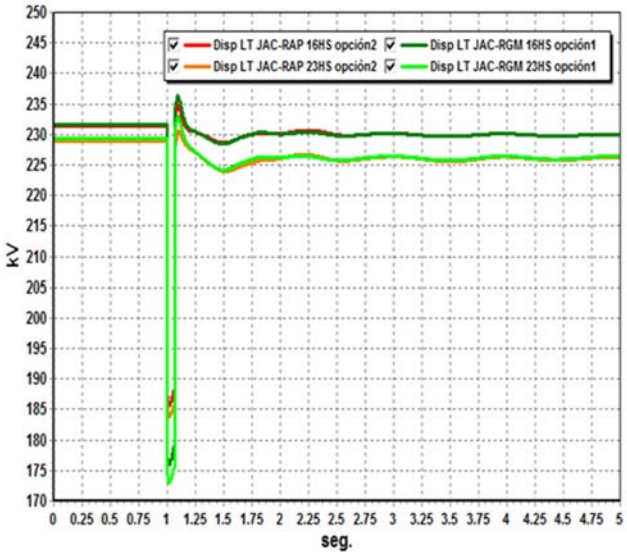


FIGURA 12.4.10 MW POR LT AER-GLO

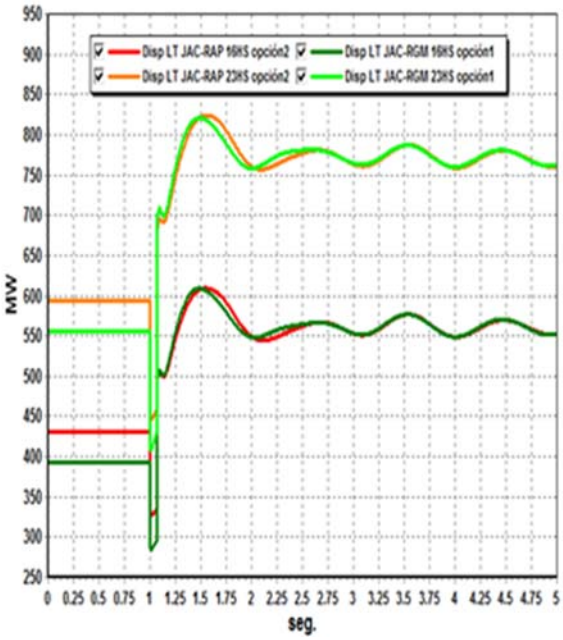
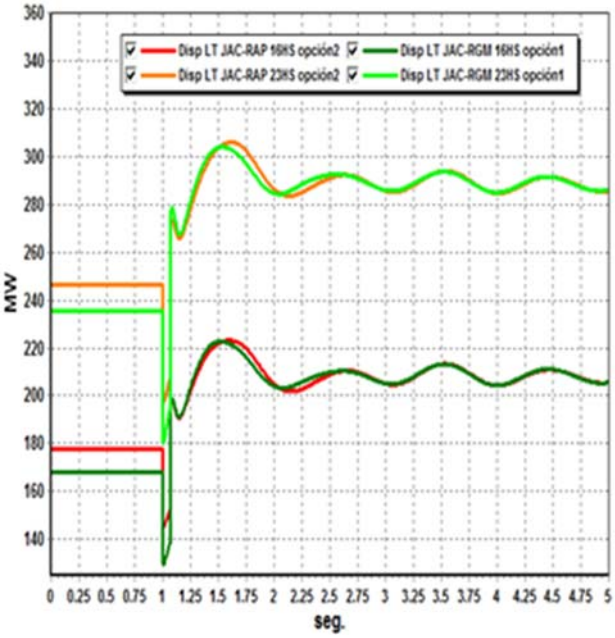


FIGURA 12.4.11 MW POR LT VKM-CCL



Contingencia N-2, disparo de las LT AER-A3G30-GLO y AER-A3G20-VDG

Las líneas de transmisión AER-A3G30-GLO y AER-A3G20-VDG comparten estructura de doble circuito, por lo que se realiza la simulación de esta contingencia N-2 con falla trifásica en la barra de 400 kV de AER-400, para ver la respuesta del sistema y preparar al sistema con ajustes como:

- La interrupción controlada de Centros de Carga
- Desconexión controlada de unidades de CE
- Suspensión de transferencias de energía con sistemas Run-Back

La figura 12.4.12 muestra el comportamiento de la diferencia entre CCC Rio Bravo III U1 y CCC Escobedo U1 ante el disparo de los dos circuitos en 400 kV. El comportamiento para ambas alternativas y la recuperación post-contingencia es a un valor similar, aunque ligeramente menor la apertura para la

Alternativa 1. No se observan problemas de estabilidad angular.

Las figuras 12.4.13, 12.4.14 y 12.4.15 muestran las tensiones en las barras de corriente alterna de AER-400, TNM-400 y CCL-230 ante el disparo de los dos circuitos en 400 kV. El comportamiento para ambas alternativas y la recuperación post-contingencia es a un valor similar, ligeramente menor la caída de tensión para la Alternativa 1. Se puede observar que, ante el flujo en la compuerta de 2,550 MW, el voltaje post-contingencia no cae por debajo de los límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, sólo en el Caso 2 y Alternativa 2 la tensión en la barra de CCL-230 cae por debajo de los 220 kV, valor establecido como límite operativo.

La figura 12.4.16 muestra la potencia aparente en la línea de transmisión VKM-CCL ante el disparo de los dos circuitos en 400 kV. En la alternativa 1 escenario de las 23 hs de verano, queda operando en el límite de la banda de emergencia de 15 minutos permitida por el transportista por estado operativo de emergencia (319-350 MVA), para la alternativa 2 mismo escenario viola el límite de emergencia, lo cual requiere de un Esquema de Acción Remedial como se establece en la Categoría C del Código de Red.

Las figuras 12.4.17 y 12.4.18 muestran el flujo de potencia activa por las dos líneas de transmisión en 400 kV restantes de la compuerta zona Frontera a ZMM, AER-TNM y JAC-RGM o JAC-RAP, ante el disparo de los dos circuitos en 400 kV. Se puede observar que la alternativa 1 soporta mejor la contingencia N-2, ya que transmite una mayor potencia activa.

FIGURA 12.4.12 COMPORTAMIENTO ANGULAR ENTRE CCC RIO BRAVO III U1 Y CCC ESCOBEDO U1

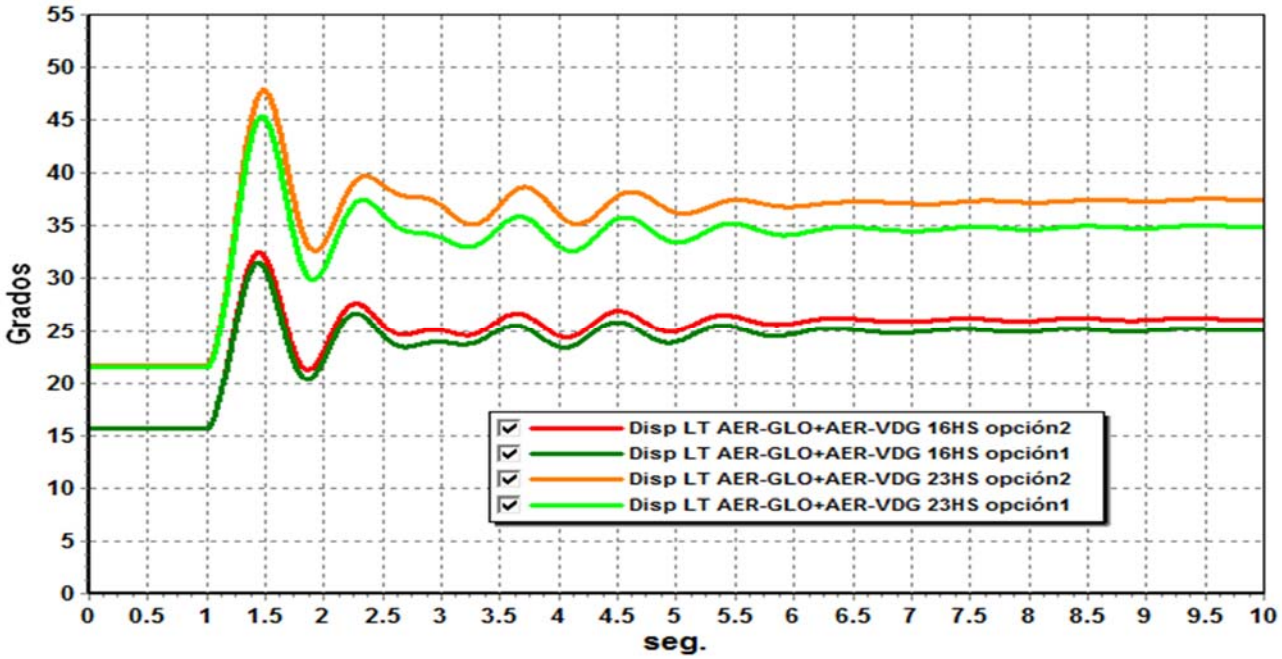


FIGURA 12.4.13 TENSIÓN EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AEROPUERTO 400 KV

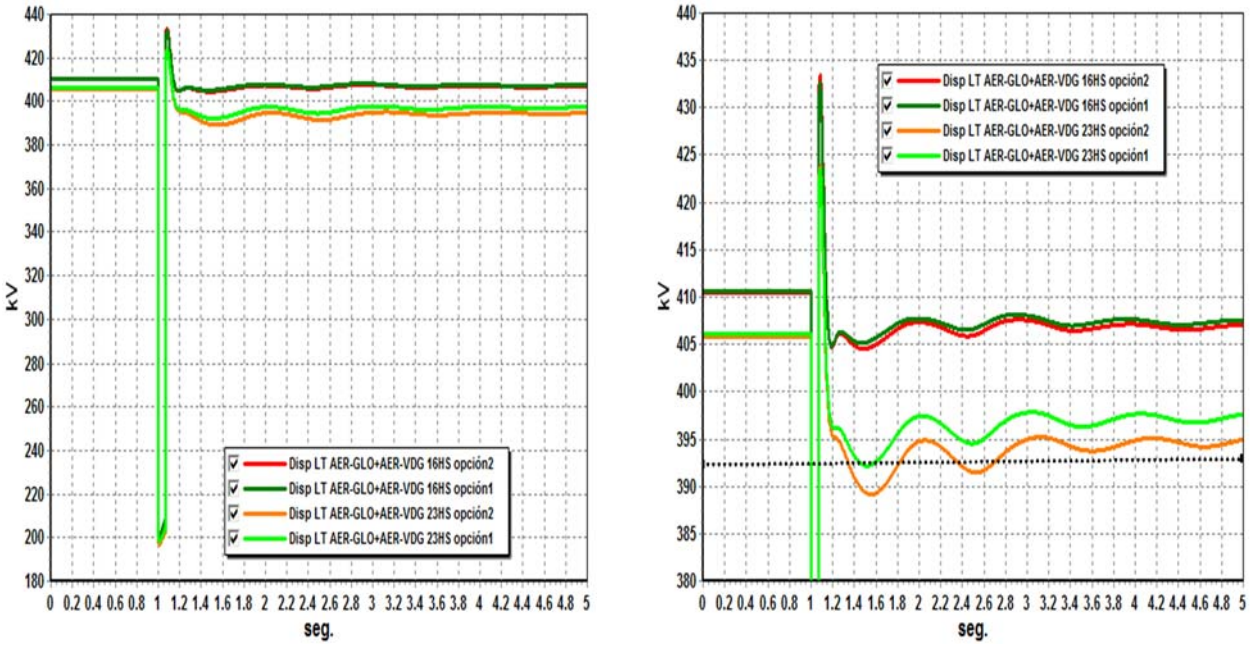


FIGURA 12.4.14 TENSIÓN EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TERNIUM MANIOBRAS 400 KV

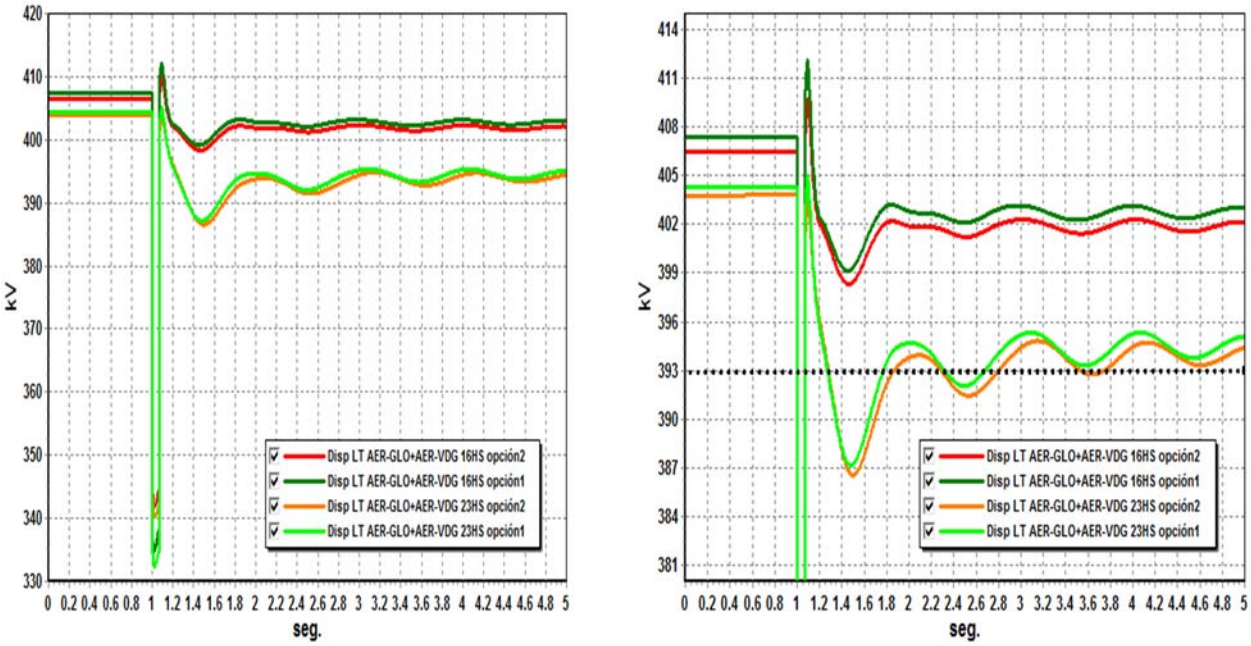


FIGURA 12.4.15 TENSIÓN EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EL CUCHILLO 230 KV

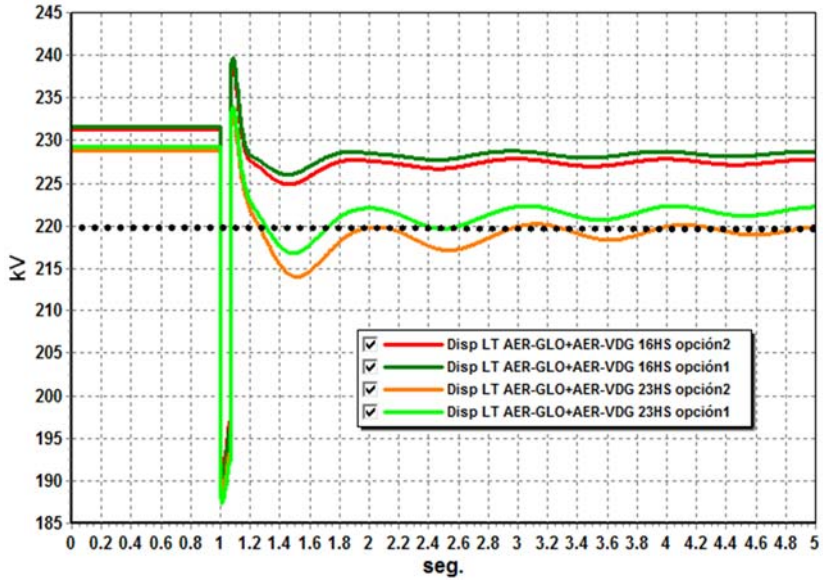


FIGURA 12.4.16. FLUJO DE POTENCIA APARENTE (MVA) POR LT VKM-CCL

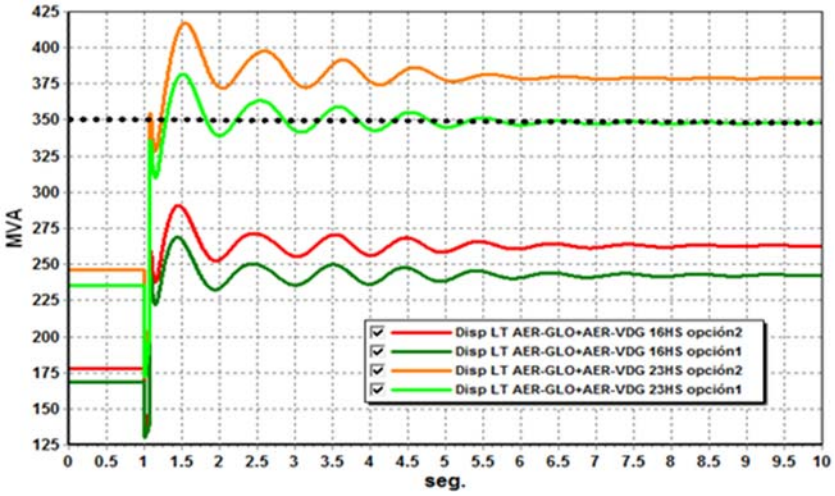


FIGURA 12.4.17 MW POR LT AER-TNM

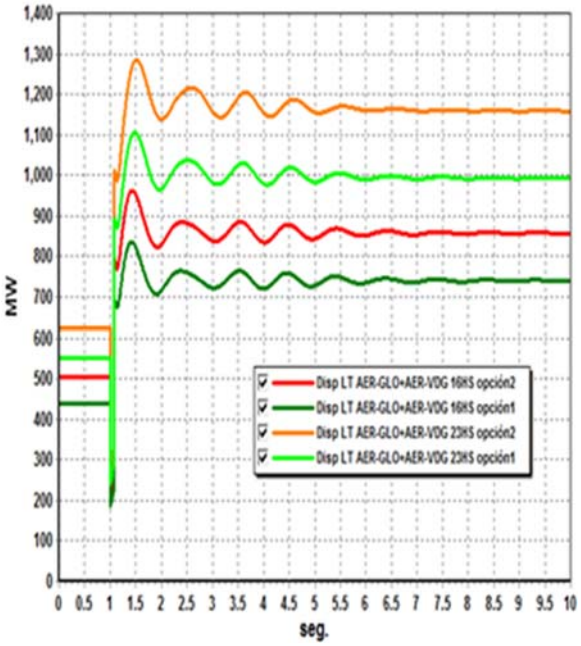
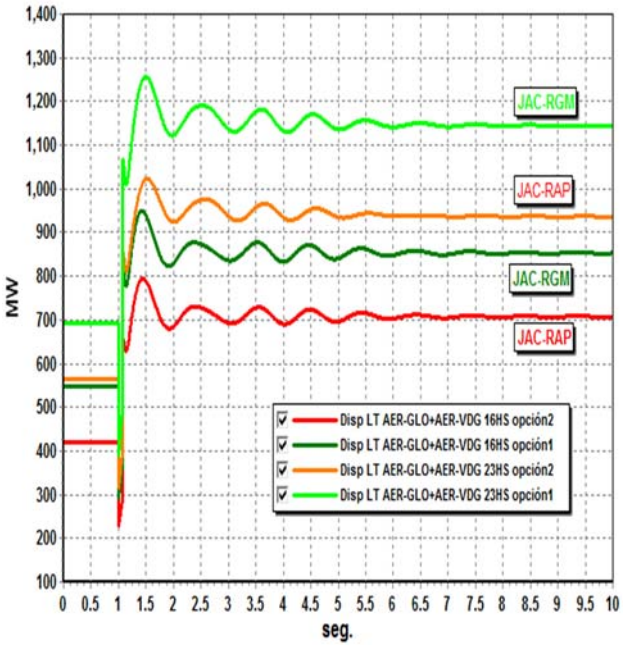


FIGURA 12.4.18 MW POR LT JAC-RGM Y JAC-RAP



Evaluación Económica Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas

El desarrollo de la red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos renovables de Tamaulipas permitirá la integración de la generación eólica de esta región, la cual contribuirá al cumplimiento de las metas de energías limpias establecidas en la LTE.

La oportunidad de incorporar generación renovable en Tamaulipas ofrece, además de los beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica, beneficios ambientales por la disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación.

En esta sección se analizan dos opciones de red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos renovables de Tamaulipas.

Transferencias de potencia esperadas en los distintos bloques de demanda para la red analizada

Alternativa 1. Red de Transmisión Jacalitos-Regiomontano + Jacalitos-Aeropuerto + Jacalitos-Parque Eólico Reynosa

A continuación, se listan las características de la red de transmisión de la alternativa 1:

- Línea de Transmisión Jacalitos - Regiomontano. LT en 400 kV de 180 km con 3 conductores por fase en calibre 1113 ACSR, sobre estructura de doble circuito tendido del primero, incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea.

- Líneas de Transmisión en 400 kV: Jacalitos – Reynosa Maniobras, Reynosa maniobras - Aeropuerto y Ternium -Regiomontano. En su conjunto con una longitud en su conjunto de 92 km.

- Reactores en 400 kV con una capacidad de 133 y 66 MVAr.

Esta alternativa permitirá integrar 800 MW de capacidad eólica a la red de transmisión existente.

Los cuadros 12.4.9 y 12.4.10 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

Se observa que el enlace Monterrey – Reynosa llegará a tener una transferencia máxima de potencia de 1,039 MW, 1,014 y 938 MW en los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero respectivamente, y en el año 2024 se observa un

incremento de capacidad debido a refuerzos en el sistema de transmisión que no se incluyeron en el PAM 2018 - 2032. Por otro lado, el enlace tendrá factores de utilización promedio del 58%, 57% y 53% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

CUADRO 12.4.9 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE MONTERREY-REYNOSA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**696**	**756**	**1,283**	**1,283**	**1,449**	**1,506**	**2,211**	**1,978**	**1,968**	**2,050**	**2,490**
01_PICO	908	1,000	1,347	1,376	1,378	1,469	1,786	1,789	1,867	1,940	2,640
02_MEDIO	907	1,004	1,349	1,378	1,395	1,474	1,802	1,806	1,885	1,959	2,657
03_MEDIO	896	899	1,179	1,148	1,286	1,357	2,636	2,584	2,476	2,422	2,770
04_MEDIO	198	275	1,240	1,174	1,398	1,485	2,058	2,148	2,205	2,389	2,770
05_MEDIO	977	1,039	1,270	1,247	1,435	1,508	2,608	2,137	1,940	2,039	2,731
06_MEDIO	866	831	1,388	1,460	1,883	1,935	2,330	2,422	2,505	2,603	2,770
07_BASE	117	243	1,210	1,197	1,368	1,315	2,256	960	903	997	1,090
MAR-JUN	**567**	**726**	**1,230**	**1,255**	**1,400**	**1,502**	**2,257**	**1,965**	**2,028**	**2,087**	**2,470**
01_PICO	821	895	1,255	1,186	1,426	1,520	2,429	1,672	1,746	1,825	2,507
02_MEDIO	830	916	1,277	1,214	1,316	1,539	2,202	1,690	1,766	1,841	2,525
03_MEDIO	792	844	1,126	1,077	1,249	1,334	2,770	2,770	2,770	2,642	2,770
04_MEDIO	-9	619	1,156	1,198	1,323	1,385	1,981	2,054	2,113	2,218	2,770
05_MEDIO	764	1,014	1,331	1,381	1,794	1,881	2,164	2,233	2,321	2,428	2,770
06_MEDIO	531	458	1,426	1,488	1,768	1,814	2,305	2,429	2,481	2,567	2,770
07_BASE	225	336	1,037	1,239	923	1,045	1,950	908	1,001	1,088	1,175
NOV-FEB	**460**	**559**	**1,222**	**1,225**	**1,424**	**1,474**	**1,779**	**1,863**	**1,899**	**1,938**	**2,375**
01_PICO	819	938	1,510	1,527	1,634	1,838	2,140	2,289	2,190	2,039	2,725
02_MEDIO	532	686	1,087	1,027	1,304	1,455	1,734	1,825	1,870	1,920	2,599
03_MEDIO	586	666	1,098	1,164	1,365	1,421	1,720	1,754	1,808	1,858	2,521
04_MEDIO	-10	89	1,177	1,205	1,434	1,506	1,899	2,000	2,048	2,113	2,174
05_MEDIO	790	876	1,292	1,265	1,628	1,693	1,999	2,047	2,094	2,167	2,770
06_MEDIO	238	313	1,466	1,431	1,659	1,718	2,227	2,297	2,376	2,477	2,770
07_BASE	242	342	925	952	943	685	735	827	907	993	1,070

CUADRO 12.4.10 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE MONTERREY-REYNOSA

Periodo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	25	27	46	46	52	54	80	71	71	74	90
MAR-JUN	20	26	44	45	51	54	81	71	73	75	89
NOV-FEB	17	20	44	44	51	53	64	67	69	70	86

Alternativa 2. Red de Transmisión Jacalitos-Ramos Arizpe Potencia + Jacalitos-Aeropuerto + Jacalitos-Parque Eólico Reynosa

A continuación, se listan las características de la red de transmisión de la alternativa 2:

- Línea de Transmisión Jacalitos – Ramos Arizpe Potencia en 400 kV de 290 km con 3 conductores por fase en calibre 1113 ACSR, sobre estructura de doble circuito tendido del primero, incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno para cada extremo de la línea.
- Líneas de Transmisión en 400 kV: Jacalitos – Reynosa maniobras, Reynosa Maniobras – Aeropuerto, Ternium Maniobras – Regiomontano, todas ellas con una longitud de 92 km.
- Reactores con capacidad de 133 y 100 MVAr en 400 kV.

Esta alternativa también permitirá integrar 800 MW de capacidad eólica a la red de transmisión existente.

Los cuadros 12.4.11 y 12.4.12 muestran las transferencias de potencia y los promedios cuatrimestrales de factores de utilización de estos enlaces de 2022 a 2032.

Se observa que el enlace Saltillo – Reynosa llegará a tener una transferencia máxima de potencia de 547 MW, 547 y 535 MW en los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero respectivamente. Por otro lado, el enlace tendrá factores de utilización promedio del 54%, 55% y 51% para los cuatrimestres julio-octubre, marzo-junio y noviembre-febrero, respectivamente.

CUADRO 12.4.11 TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL ENLACE REYNOSA-SALTILLO

PERIODO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	**179**	**199**	**258**	**268**	**293**	**302**	**434**	**383**	**384**	**394**	**440**
01_PICO	206	227	228	269	268	282	342	320	332	343	442
02_MEDIO	208	230	225	273	274	289	345	326	339	349	445
03_MEDIO	231	236	263	255	282	295	532	547	547	547	538
04_MEDIO	76	92	255	231	253	264	395	403	405	427	434
05_MEDIO	241	257	264	270	307	320	517	428	402	412	533
06_MEDIO	244	270	319	333	405	412	497	512	531	537	526
07_BASE	50	84	249	246	260	250	406	145	133	143	162
MAR-JUN	**160**	**196**	**269**	**279**	**292**	**299**	**449**	**382**	**393**	**403**	**443**
01_PICO	188	203	245	262	278	278	460	303	311	322	446
02_MEDIO	191	208	251	267	262	282	447	308	315	325	447
03_MEDIO	206	216	247	236	280	286	523	538	547	545	526
04_MEDIO	31	159	245	249	246	249	374	379	388	402	439
05_MEDIO	227	282	350	365	410	427	484	484	499	518	526
06_MEDIO	207	201	334	350	398	395	504	521	539	541	529
07_BASE	74	102	211	224	167	175	351	139	149	166	187
NOV-FEB	**135**	**159**	**259**	**256**	**284**	**295**	**363**	**370**	**374**	**369**	**424**
01_PICO	224	275	377	376	364	412	516	535	487	438	517
02_MEDIO	137	166	214	198	245	265	326	335	341	347	440
03_MEDIO	144	162	216	219	266	270	319	321	333	337	442
04_MEDIO	27	49	243	237	254	268	351	362	362	367	376
05_MEDIO	214	237	292	294	362	380	432	431	450	462	523
06_MEDIO	113	128	334	327	359	370	494	486	510	481	498
07_BASE	86	97	139	141	136	98	105	123	137	153	172

CUADRO 12.4.12 FACTOR DE UTILIZACIÓN (%) DEL ENLACE REYNOSA-SALTILLO

PERIODO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
JUL-OCT	30	34	44	45	50	51	73	65	65	67	75
MAR-JUN	27	33	46	47	49	51	76	65	67	68	75
NOV-FEB	23	27	44	43	48	50	62	63	63	63	72

Beneficios de la Red de Transmisión

Alternativa 1. Esta opción, requiere una inversión de 191 millones de dólares en VP de 2019 (equivalente a una inversión instantánea de 221.7 millones de dólares de 2017); tendrá un beneficio total de 936.5 millones de dólares en VP de 2019, de los cuales, 632.4 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción incluyendo pérdidas y operación y mantenimiento; 62.2 millones de dólares por reducción de emisiones de NO_x, SO_x, PST y CO2 (externalidades); y 241.9 por reducción de costos de falla.

El beneficio neto es de 745.5 millones de dólares en VP de 2019 y una relación beneficio-costo de 4.90. En

el cuadro 12.4.13 se muestra el resumen de estos indicadores.

CUADRO 12.4.13 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN JACALITOS ALTERNATIVA 1

Millones de USA $ en VP 2019

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
62.2	632.4	241.9	936.5	191.0	745.5	4.90

En el cuadro 12.4.14 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento de 390% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.4.14 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 1

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	143.2	6.54	793.2
-20	152.8	6.13	783.7
-15	162.3	5.77	774.1
-10	171.9	5.45	764.6
-5	181.4	5.16	755.0
0	191.0	4.90	745.5
5	200.5	4.67	735.9
10	210.1	4.46	726.4
15	219.6	4.26	716.8
20	229.2	4.09	707.3
25	238.7	3.92	697.7
390	**936.5**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2019

Análisis de Escenarios con Respecto a la Hidrología, Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

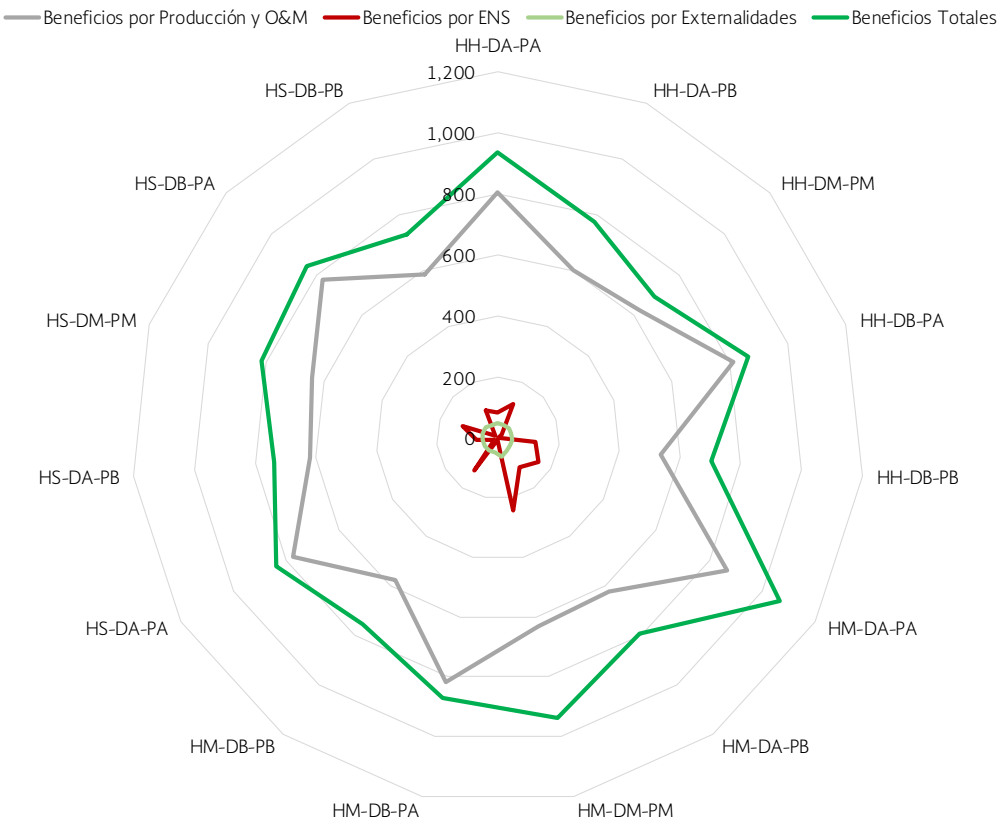
PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.4.15, se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.4.19 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.4.15 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	804.41	83.18	50.29	937.88	190.99	746.89	4.91
HH-DA-PB	603.32	122.59	48.22	774.12	190.99	583.13	4.05
HH-DM-PM	623.25	18.53	50.26	692.04	190.99	501.05	3.62
HH-DB-PA	812.14	2.16	46.87	861.17	190.99	670.18	4.51
HH-DB-PB	535.08	122.10	47.55	704.72	190.99	513.73	3.69
HM-DA-PA	866.96	154.95	44.52	1,066.43	190.99	875.44	5.58
HM-DA-PB	620.98	118.78	51.43	791.19	190.99	600.20	4.14
HM-DM-PM	632.36	241.95	62.17	936.48	190.99	745.49	4.90
HM-DB-PA	819.50	4.57	47.37	871.44	190.99	680.45	4.56
HM-DB-PB	574.35	130.48	48.90	753.72	190.99	562.73	3.95
HS-DA-PA	775.37	12.12	51.52	839.01	190.99	648.02	4.39
HS-DA-PB	620.00	69.67	48.47	738.14	190.99	547.15	3.86
HS-DM-PM	640.03	122.80	52.07	814.90	190.99	623.91	4.27
HS-DB-PA	775.18	12.69	53.14	841.01	190.99	650.02	4.40
HS-DB-PB	585.33	98.74	46.41	730.47	190.99	539.49	3.82

FIGURA 12.4.19 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 1 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)



Como se observa del cuadro 12.4.15 y de la figura 12.4.19, en doce escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los correspondientes al escenario medio y dos estarían por arriba.

Los mayores beneficios corresponden a al escenario de condiciones hidrológicas media, demanda alta y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología húmeda, demanda media y precios de combustibles medios, donde se presentan los menores indicadores económicos.

Beneficios de la Red de Transmisión

Alternativa 2. Esta opción, requiere una inversión de 253.5 millones de dólares en VP de 2019 (equivalente a una inversión instantánea de 293.5 millones de dólares de 2017); tendrá un beneficio total de 862.2 millones de dólares en VP de 2019, de los cuales, 625.9 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción incluyendo pérdidas, operación y mantenimiento; 50.9 millones de dólares por reducción de emisiones de NOx, SOx, PST y CO2 (externalidades); y 185.5 millones de dólares por reducción de costos de falla.

El beneficio neto es de 608.7 millones de dólares en VP de 2019 y una relación beneficio-costo de 3.4. En el cuadro 12.4.16 se muestra el resumen de estos indicadores.

CUADRO 12.4.16 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN JACALITOS ALTERNATIVA 2

Millones de USA $ en VP 2019

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
50.9	625.9	185.5	862.2	253.5	608.7	3.40

En el cuadro 12.4.17 se muestran los indicadores de rentabilidad ante variaciones del costo de inversión, para los escenarios medios de: hidrología, evolución de precios de combustibles y crecimiento de la demanda.

Estas sensibilidades muestran que el proyecto soporta un incremento de 240% en el costo de inversión para mantener una relación beneficio costo unitaria.

CUADRO 12.4.17 SENSIBILIDAD AL COSTO DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA 2

Sensibilidad (%)	Costo de Inversión 1/	Relación Beneficio/Costo	Valor presente Neto (VPN) 1/
-25	190.1	4.54	672.1
-20	202.8	4.25	659.4
-15	215.5	4.00	646.8
-10	228.1	3.78	634.1
-5	240.8	3.58	621.4
0	253.5	3.40	608.7
5	266.2	3.24	596.1
10	278.8	3.09	583.4
15	291.5	2.96	570.7
20	304.2	2.83	558.0
25	316.9	2.72	545.4
240	**862.2**	**1.00**	**0.0**

1/ Millones de USA $ en VP de 2019

Análisis de Escenarios con Respecto a la Hidrología, Evolución de los Precios de Combustibles y Crecimiento de la Demanda

Con objeto de evaluar el impacto de la incertidumbre en las principales variables que pudieran afectar la rentabilidad económica del proyecto, se analizaron los escenarios:

HH: Hidrología Húmeda
HM: Hidrología Media (Planeación)
HS: Hidrología Seca

DA: Demanda Alta
DM: Demanda Media (Planeación)
DB: Demanda Baja

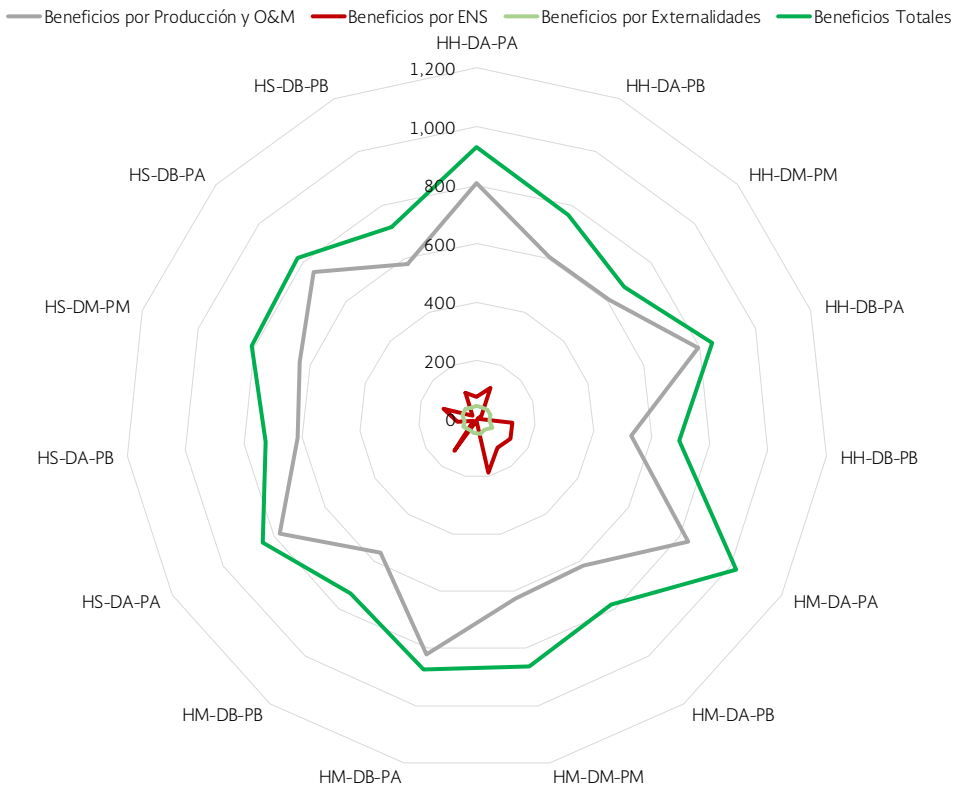
PA: Precios de combustible Alto
PM: Precios de combustible Medio (Planeación)
PB: Precios de combustible Bajo

En el cuadro 12.4.18, se presenta un resumen de los indicadores económicos de los diferentes escenarios analizados. En la figura 12.4.20 se muestran los beneficios ante los diferentes escenarios analizados.

CUADRO 12.4.18 ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)

Escenario: Hidraulicidad-Demanda-Combustible	Beneficios por Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios por Externalidades	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
HH-DA-PA	806.14	76.41	45.60	928.14	253.49	674.65	3.66
HH-DA-PB	605.49	116.50	42.76	764.74	253.49	511.25	3.02
HH-DM-PM	610.31	19.16	47.85	677.32	253.49	423.82	2.67
HH-DB-PA	794.17	3.68	46.87	844.72	253.49	591.22	3.33
HH-DB-PB	529.05	120.32	44.37	693.75	253.49	440.25	2.74
HM-DA-PA	832.79	131.60	59.98	1,024.37	253.49	770.87	4.04
HM-DA-PB	616.79	119.92	43.31	780.02	253.49	526.53	3.08
HM-DM-PM	625.90	185.46	50.86	862.23	253.49	608.73	3.40
HM-DB-PA	822.19	4.44	48.26	874.90	253.49	621.40	3.45
HM-DB-PB	560.78	131.24	43.57	735.59	253.49	482.09	2.90
HS-DA-PA	779.47	12.12	53.47	845.06	253.49	591.56	3.33
HS-DA-PB	615.45	65.61	43.14	724.20	253.49	470.71	2.86
HS-DM-PM	638.22	119.75	50.55	808.52	253.49	555.02	3.19
HS-DB-PA	751.78	18.53	53.32	823.63	253.49	570.13	3.25
HS-DB-PB	579.38	97.98	42.34	719.70	253.49	466.20	2.84

FIGURA 12.4.20 COMPORTAMIENTO DE LOS BENEFICIOS ANTE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA ALTERNATIVA 2 (MILLONES DE DÓLARES EN VP 2019)



Como se observa del cuadro 12.4.18 y de la figura 12.4.20, en once escenarios los indicadores económicos estarían por debajo de los correspondientes al escenario medio y tres estarían por arriba.

Los mayores beneficios se tienen en el escenario corresponde a condiciones hidrológicas media, demanda alta y precios de combustibles altos.

El escenario pesimista para esta opción del proyecto es la de hidrología húmeda, demanda media y precios de combustibles medios, donde se presentan los menores indicadores económicos.

Comparación Técnica Económica de Alternativas para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas

Los resultados de las evaluaciones económicas mostradas indican que las opciones analizadas tienen una diferencia de 71.8 millones de dólares en VP de 2019 en los costos de inversión, equivalente a 62.5 millones de dólares en moneda 2017.

Como se observa del cuadro 12.4.19 la alternativa 1 presenta las mejores ventajas económicas.

CUADRO 12.4.19 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LAS DOS ALTERNATIVAS

Característica Operativa	Alternativa 1	Alternativa 2
	LT Monterrey - Reynosa	LT Saltillo - Reynosa
Potencial de integración de generación renovable (MW)	800	800
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I^2R	Igual	Igual
Factor de uso de la red en 2032	88%	74%
Costo de inversión en millones de dólares de 2017	191.0	253.5
Costo de Inversión, Millones de dólares, USA VP 2019	221.7	293.5
Beneficios totales, Millones dólares, USA VP 2019	936.5	862.2
Relación Beneficio/Costo	4.90	3.40

SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL "PRODESEN" 2019 – 2033

De los análisis realizados para el PRODESEN 2018 – 2032 se han detectado algunos campos que requieren un seguimiento y actualizaciones correspondientes dependiendo del cumplimiento de las fechas de entrada en operación de nuevas instalaciones, firmeza de entrada en operación de nuevos generadores, evolución del crecimiento en demanda y consumo del SEN, arranque y maduración del Mercado Eléctrico Mayorista:

1. Corredor de transmisión a lo largo de la frontera con los Estados Unidos de América.

Para mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, un aprovechamiento compartido de las fuentes de generación renovables, oportunidad para la integración del Mercado Eléctrico de México y el de los Estados Unidos de América, flexibilidad operativa de la red Nacional al expandir los enlaces asíncronos y síncronos de México – Estados Unidos de América, se realizarán los estudios de la red eléctrica en el campo de la confiabilidad y los beneficios socio económicos que se deriven de la factibilidad de construcción y operación de un corredor de transmisión paralelo a la franja fronteriza con los Estados Unidos de América.

2. Enlace asíncrono Back to Back, Ciudad Juárez (México) – El Paso (Texas).

Para mejorar la confiabilidad del suministro de energía en la región fronteriza y específicamente en el estado de Chihuahua, apoyos en emergencias, ante colapsos e iniciar la apertura del Mercado Eléctrico Mayorista con el Mercado de los Estados Unidos de América, se estudiará, el comportamiento del sistema eléctrico y los beneficios socio económicos que represente la interconexión asíncrona en Ciudad Juárez. En la medida que se construyan más enlaces asíncronos con la red eléctrica de los Estados Unidos de América, se estará transitando hacia una red eléctrica de mayor flexibilidad operativa.

3. Enlace asíncrono Back to Back, México – Guatemala.

Actualmente se opera una interconexión síncrona a través de una línea de 400 kV entre México – Guatemala. Por las características de debilidad topológica de la red de América Central y ajustes en los sistemas de control de los turbogeneradores de esa zona, se han presentado oscilaciones electromecánicas no amortiguadas entre ambas redes eléctricas que implicaron el diseño de un esquema de protecciones para la separación de los sistemas eléctricos ante la presencia de este fenómeno eléctrico. Con la aplicación de un enlace asíncrono se tendría la solución definitiva a esta problemática, se aprovecharía la capacidad de transformación en la subestación Los Brillantes (Guatemala) para las transacciones de energía y se facilitaría la integración del Mercado Eléctrico de México con el de América Central.

4. Enlace asíncrono Back to Back, en Reynosa.

Para mejorar la confiabilidad del suministro de energía en la región fronteriza y específicamente en el estado de Tamaulipas, apoyos en emergencias, ante colapsos, incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces actuales y estar preparados para una eventual integración del Mercado Eléctrico Mayorista de México con el Mercado de los Estados Unidos de América, se estudiará, el comportamiento del sistema eléctrico y los beneficios socio económicos que representen la interconexión de un nuevo enlace asíncrono en Reynosa.

5. Enlace síncrono entre la red eléctrica de Mexicali – Imperial Irrigation District (USA).

Se firmó el acuerdo de entendimiento para un primer enlace entre estas dos redes eléctricas que estaría en operación en el primer trimestre de 2019, con una capacidad tentativa de ± 200 MW.

Se estudiará próximamente una segunda interconexión síncrona con esta empresa eléctrica en

la zona de San Luis Río Colorado; por definir la capacidad factible de la interconexión.

6. Evaluación probabilística de la transformación de alta a media tensión.

Asociado con el diseño de red de las grandes ciudades se realizará una revisión detallada de las necesidades de adición de transformación de los niveles de tensión de la Red Nacional de Transmisión (69 – 400 kV) al nivel de media tensión de la Red General de Distribución (13.8 – 34.5 kV), para mantener la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Se estará incursionando en técnicas y metodologías probabilísticas para la determinación de la adición de capacidad de transformación.

7. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana.

En los estudios de planeación elaborados no se han detectado necesidades del cambio de tensión en la red de Tijuana.

Se revisará el comportamiento de la red eléctrica de esa ciudad para determinar la factibilidad de hacer el cambio a 115 kV o la programación de los proyectos necesarios para reforzar la red en 69 kV, así como, la modernización de la misma.

8. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes en el Programa de Ampliación y Modernización.

En el PRODESEN 2018 – 2032, se incluyen líneas de tecnología de corriente directa y equipo de tecnologías que se ubican en el campo de las Redes Eléctricas Inteligentes. Se estudiarán aplicaciones adicionales para mejorar la confiabilidad, el costo y calidad en el suministro de energía eléctrica. La aplicación de fuentes de almacenamiento de energía para el control de la calidad de la frecuencia, control de flujos de potencia, para producción de energía eléctrica durante las horas de la demanda máxima, picos nocturnos y ante situaciones de emergencia. Aplicaciones de generación termosolar para prolongar las horas de generación con fuentes solares, asimismo, tecnologías FACTS para optimizar el uso de la Red Nacional de Transmisión.

9. Interconexiones internacionales para el MEM.

Considerando que pudiera haber avances en los marcos regulatorios de los Mercados Eléctricos de México y USA, se explorarán factibilidades de enlaces asíncronos de alta capacidad de intercambio de energía para aprovechar las potencialidades de energías renovables y mejorar la flexibilidad operativa del SEN.

10. Expansión de la Zona Metropolitana de Monterrey.

Con la finalidad de asegurar el suministro de una de las zonas eléctricas de mayor importancia en el país, se revisará la problemática actual de altos niveles de corrientes de corto circuito que afectan la red de 115 kV del área Metropolitana de Monterrey y cómo resolverla en el corto plazo. A su vez, la solución del problema deberá ser congruente con un plan de expansión de largo plazo que permita que el crecimiento de la demanda previsto para esta zona sea atendido de manera confiable y segura. Para ello se evaluarán diferentes alternativas de red (cambios topológicos) y/o diferentes tecnologías de mitigación de los niveles de corto circuito, a fin de determinar una solución de mínimo costo total.

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA