



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

**PRODESEN
2016 - 2030**

CENACE
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	FUNDAMENTO LEGAL	7
3.	PROCESO DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD	9
4.	INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	13
5.	REFERENCIAS GENERALES PARA LA PLANEACIÓN	23
6.	DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2015 Y CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS	25
6.1.	Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2015	25
6.2.	Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN	25
6.3.	Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC	27
6.4.	Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS	29
6.5.	Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé	30
6.6.	Comportamiento de la generación hidráulica, eólica y solar	32
6.7.	Comportamiento de la energía eólica y solar	33
6.8.	Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano y media de invierno de 2015	35
6.9.	Comportamiento operativo en los transformadores de 400/230, 400/138, 400/115, 230/161, 230/115, 230/85, 230/69 kV	37
6.10.	Principales corredores de transmisión saturados	38
6.11.	Demanda máxima de verano	40
6.12.	Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte	42
6.13.	Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste	42
6.14.	Demanda máxima de invierno	43
6.15.	Demanda mínima de invierno	44
6.16.	Demanda media de invierno	44
7.	RESULTADOS PREVISTOS EN CONFIABILIDAD	47
7.1.	Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs. 2016, 2019 y 2021	47

7.2. Operación de la Transmisión y Transformación en el verano a las 16:30 hs.....	49
7.3. Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs de 2021.....	51
7.4. Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs.....	56
7.5. Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 15:00 hs de 2016, 2019 y 2021.....	56
7.6. Operación de la Transmisión y Transformación en demanda media de invierno de las 15:00 hs.....	57
7.7. Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 15:00 hs.....	61
7.8. Límites de transmisión 2016 y 2021.....	61
8. AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL PRODESEN (CENACE).....	63
8.1. Tablas con listado de elementos para ampliación, resultado del estudio y análisis del CENACE.....	95
8.2. Costos de inversiones 2016-2030.....	102
8.3. Alcance en metas físicas asociado al monto de inversiones requerido.....	106
8.4. Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales (Sonora – Arizona).....	108
9. MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD.....	109
9.1. Modernización de enlaces de transmisión.....	109
9.2. Modernización de equipamiento en Líneas y Subestaciones de la Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.....	110
9.3. Resumen de inversiones para la modernización por nivel de tensión de la Subdirección de Transmisión de CFE.....	114
9.4. Requerimiento de compensación por Gerencia de Control Regional.....	114
10. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS INTERCONEXIONES A LOS SISTEMAS BAJA CALIFORNIA Y BAJA CALIFORNIA SUR.....	117
10.1. Interconexión BC al SIN.....	117
10.2. Alternativa en corriente alterna. Límite de transmisión por estabilidad de voltaje en estado estacionario para la interconexión BC-SIN.....	118
10.3. Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas.....	121
10.4. Análisis de estabilidad transitoria.....	123
10.5. Interconexión BCS al SIN.....	130
10.6. Límite de transmisión por estabilidad de voltaje en estado estacionario para interconexión BCS-SIN....	133
10.7. Análisis de contingencias en estado estacionario.....	136
10.8. Análisis estabilidad transitoria.....	139

11. OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	145
11.1. Interconexión Baja California al SIN.....	145
11.2. Opciones de interconexión.....	145
11.3. Interconexión Baja California Sur al SIN.....	151
11.4. Opciones de interconexión.....	152
11.5. Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas.....	157
11.6. Opciones de interconexión.....	157
12. SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL “PRODESEN” 2017 - 2031	163

INTRODUCCIÓN

Como resultado de la Reforma Energética en México, la industria eléctrica quedará 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 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 segundo Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD en el marco de la Reforma Energética, para el periodo 2016 - 2030.

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 considerarán distintos grados de certidumbre para los componentes del Programa de Ampliación y Modernización, los cuales se explican en el cuerpo del documento.

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 de las RGD.

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 consideran necesarios 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.

El impacto en los costos de producción por influencia de retrasos de nuevas centrales eléctricas o en gasoductos se presenta para sensibilizarse de los beneficios o desventajas de retrasos en una nueva infraestructura.

Caso especial se considera para los proyectos de las interconexiones al resto del Sistema Interconectado

Nacional de los Sistemas Eléctricos de Baja California Norte, Baja California Sur y Sistema Mulegé para integrar un sólo gran Sistema Eléctrico Nacional.

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

Una síntesis de estimaciones de costos de inversión del Programa de Ampliación y Modernización 2016 - 2030.

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), la propuesta del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, para el periodo 2016 — 2030, con base en los siguientes artículos del Marco Legal establecidos por la Reforma Energética.

Ley de la Industria Eléctrica (LIE)

Artículos: 14°
108° incisos XIII, XIV y XV.

Reglamento de la LIE

Artículos: 5° incisos I, II y VI;
9° incisos I y II, y
8° Transitorio.

Decreto de la Creación del CENACE

Artículo: 2°.

Ley de Transición Energética

Artículo: 16°

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

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 al 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 de cumplir en el reporte final del Programa. Sustantivo será cumplir con el suministro de la demanda, la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, reducción de los costos de producción y las metas de producción de energía limpia. De manera implícita se estarán cumpliendo los demás objetivos.

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, comportamiento del margen de reserva operativo. Asimismo, para modelar 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.

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.

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.

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 a curvas de duración de carga considerando los pronósticos de crecimiento previamente evaluados. El parque de generación con sus características de régimen térmico, de eficiencia y tipo de combustible que consume; se modela la indisponibilidad estadística y proyectada del parque de generación. Para la generación intermitente, el comportamiento estadístico del factor de planta. Los combustibles fósiles, de acuerdo al 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.

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 a los nuevos proyectos de generación, crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

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

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 la 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 a largo plazo.

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.

En el horizonte de tiempo de corto plazo (n a $n+5$), 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.

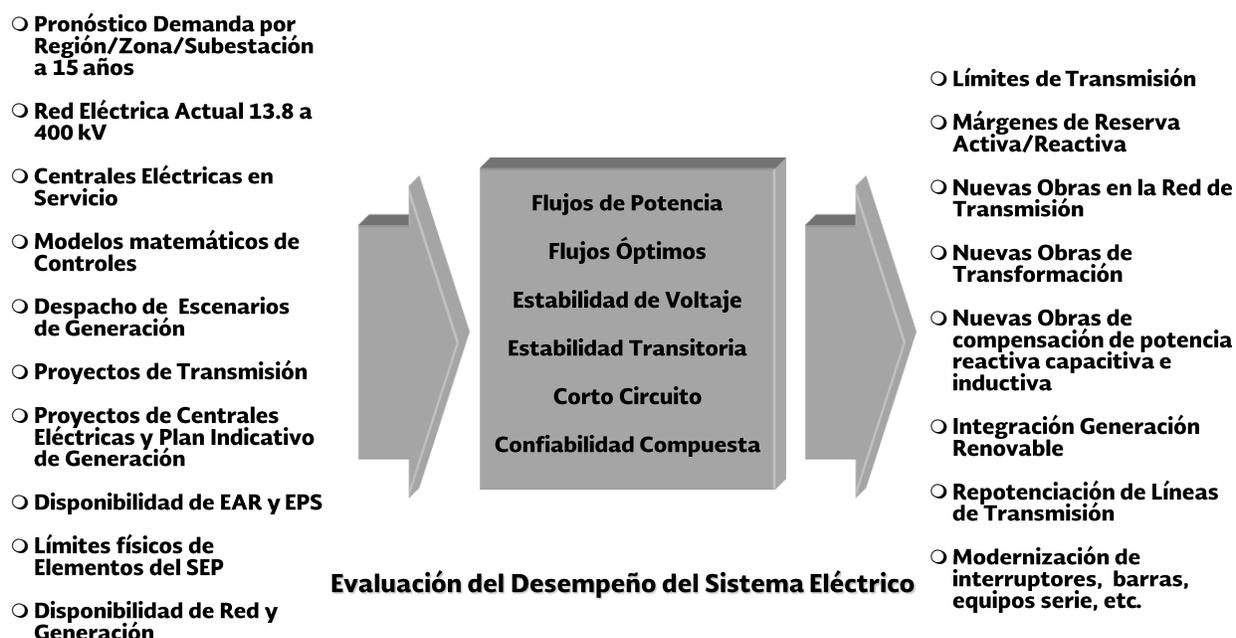
Los diferentes escenarios estacionales, son condiciones en un tiempo determinado y están orientados a conocer el estado del sistema. Cada escenario contiene, además de la información de la red actual y futura, los pronósticos de demanda por región/zona/subestación, la capacidad prevista en los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

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

En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo (n+6 a n+14) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, 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 y seguridad.

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: pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, evolución de precios de combustibles, parámetros de desempeño del parque generador, 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 de proyectos de transmisión candidatos, 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 y factores de planta, entre otros.

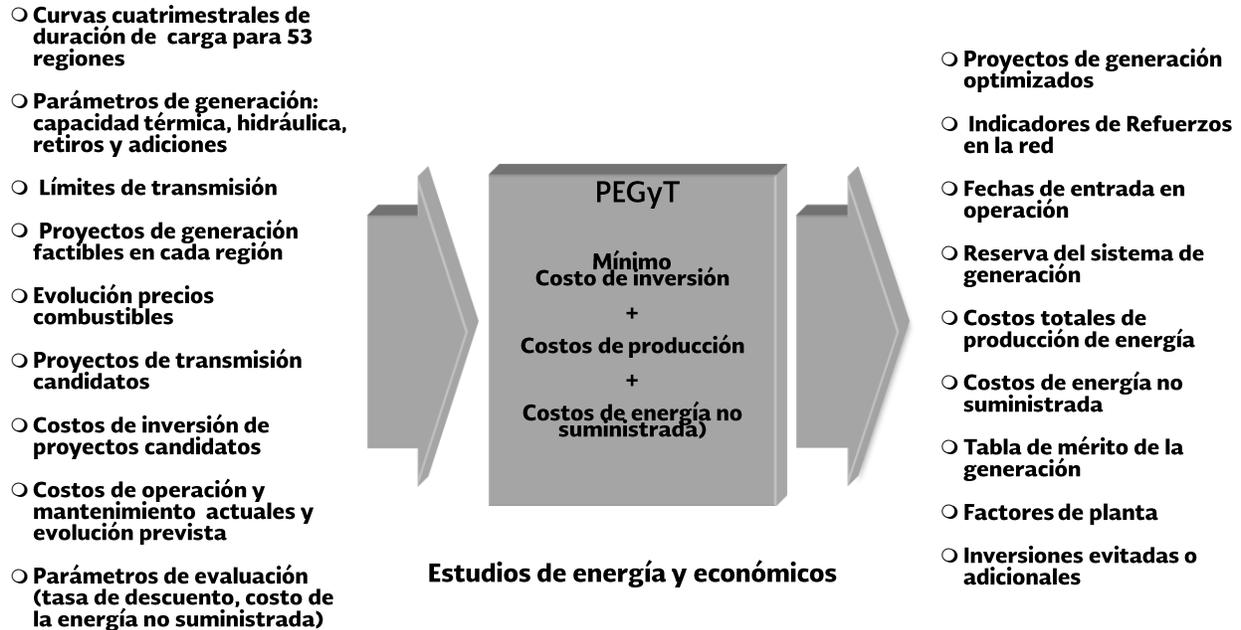
La evaluación económica o social, consiste en determinar si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

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.



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 de diciembre de 2013, se modificaron los Artículos 24, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y en agosto de 2014 se promulgó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), reglamentaria de estos artículos.

Uno de los principales cambios que se introducen en la LIE, 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.

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.

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.

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

De acuerdo con esto, la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica se llevará a cabo a través de una o varias Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), propiedad de la CFE, que serán las responsables de operar y mantener la RNT. Asimismo, la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica se realizará por medio de una o varias EPS, propiedad de la CFE, las cuales tendrán a su cargo la operación y mantenimiento de las RGD.

En esta sección se presentan las características de la infraestructura instalada a finales de 2015 en transmisión.

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, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía 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 a 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 generadoras 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 generadoras. En el futuro la construcción de las redes de transmisión se llevará a cabo con el fin de garantizar los flujos de energía requeridos por el mercado eléctrico, considerando su rentabilidad económica y la confiabilidad del sistema.

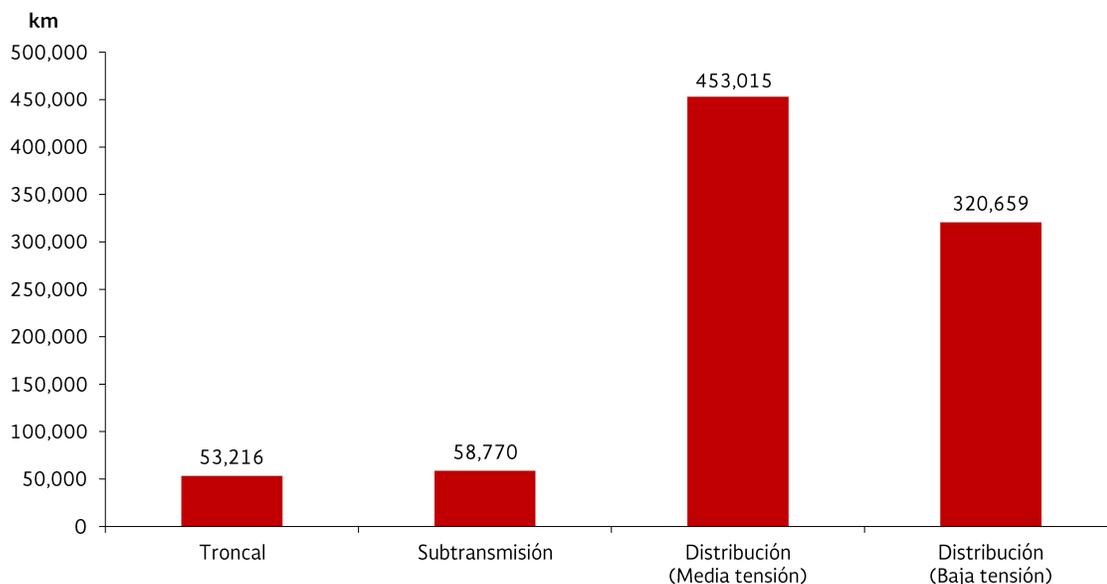
El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión; en la figura 4.2 se muestra un resumen de kilómetros de líneas de diferentes niveles de operación.

- **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 DEL SEN



1/ Fuente: Coordinación de Programación y Análisis Administrativo, CFE a diciembre de 2015

De acuerdo con la información de la CFE, al 31 de diciembre de 2015 el SEN contaba con 885,660 km de líneas de transmisión y distribución, de los cuales 12.6% correspondía a la RNT, y el 87.4% restante a

las RGD. Asimismo, se tenían 193,107 MVA en subestaciones de transmisión y 55,464 MVA en subestaciones de distribución.

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.

Durante 2015 inició la importación de energía de un generador instalado físicamente en el lado de Texas, USA, con una capacidad de 180 MW en una primera etapa.

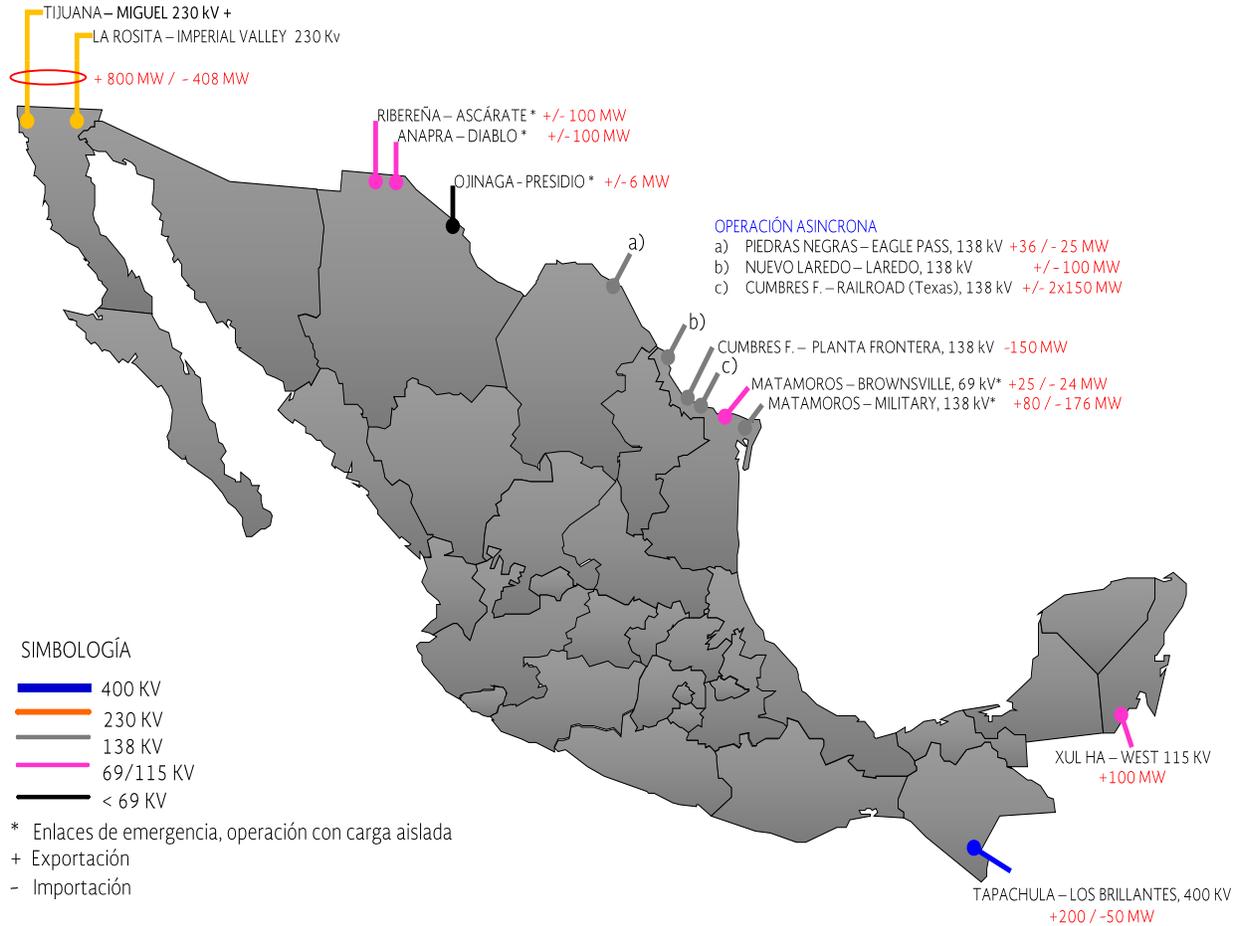
Los principales enlaces internacionales y capacidades se presentan en la figura 4.4. Con Texas, USA, se tienen 4 enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

En el cuadro 4.1 se indican los límites máximos de transmisión de potencia entre regiones en 2015.

FIGURA 4.3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2015.



**FIGURA 4.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2015.**



CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2015 (MW).

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	No. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
Cananea	Nacozari	Moctezuma	Nuevo Casas Grandes II	400 ^{1/}	2	370
Cananea	Observatorio	Hermosillo	Santa Ana	230	1	1,075
	Cananea		Santa Ana	230	1	
	Nacozari		Hermosillo III	230	1	
	Nacozari		Hermosillo V	400	2	
Hermosillo	Hermosillo IV	Obregón	Guaymas Cereso	230	1	500
	Hermosillo V		Planta Guaymas II	230	2	
Obregón	Pueblo Nuevo	Los Mochis	Los Mochis II	230	1	560
	El Mayo		Los Mochis II	230	1	
	Pueblo Nuevo		Choacahui	400 ^{1/}	1	
Los Mochis	Guamúchil II	Culiacán	Culiacán III	230	2	750
	Choacahui		La Higuera	400	2	
Mazatlán	El Habal	Culiacán	Culiacán Potencia	230	2	1,250
	Mazatlán II		La Higuera	400	2	
Mazatlán	Mazatlán II	Tepic	Tepic	400	2	1,380
Juárez	Samalayuca	Moctezuma	Moctezuma	230	3	640
Moctezuma	Moctezuma	Chihuahua	Chihuahua Norte	230	2	640
	Moctezuma		El Encino	400	1	
Chihuahua	Camargo II	Laguna	Gómez Palacio	230	2	330
Laguna	Torreón Sur	Durango	Jerónimo Ortiz	400	1	550
	Lerdo		Durango II	230	1	
Durango	Jerónimo Ortiz	Aguascalientes	Fresnillo Potencia	230	1	300
Mazatlán	Mazatlán	Durango	Durango II	230	1	550
	Mazatlán		Jerónimo Ortiz	400	1	
Laguna	Andalucía	Saltillo	Saltillo	230	1	550
	Torreón Sur		Ramos Arizpe Pot.	400	1	
Río Escondido	Río Escondido	Chihuahua	Hércules Potencia	400	1	500
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	2	100
Matamoros	CC Anáhuac	Reynosa	Aeropuerto	400	2	1,400
	CC Anáhuac		Río Bravo	230	1	
	Matamoros		Río Bravo	138	2	
Río Escondido	Carbón II	Monterrey	Lampazos	400	2	2,100
	Carbón II		Frontera	400	1	
	Río Escondido		Frontera	400	1	
	Nueva Rosita		Monclova	230	1	

^{1/} Operación inicial en 230 kV

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2015 (MW).

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	No. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
Reynosa	Aeropuerto	Monterrey	Ternium Maniobras	400	1	1,810
	Aeropuerto		Villa de García	400	1	
	Aeropuerto		Glorias	400	1	
	Aeropuerto		Huinalá	230	1	
Huasteca	Champayán	Güémez	Güémez	400	2	1,800
Güémez	Güémez	Monterrey	Lajas	400	2	1,800
	Güémez		Regiomontaqno	400	1	
Saltillo	Ramos Arizpe Potencia	Aguascalientes	Primero de Mayo	400	1	1,500
	Ramos Arizpe Potencia		Primero de Mayo	400	1	
Huasteca	Tamos	Poza Rica	Poza Rica II	400	2	1,450
	Minera Autlán		Pantepec	230	1	
Valles	Anáhuac Potencia	San Luis Potosí	El Potosí	400	2	1,500
Tamazunchale	Las Mesas	Querétaro	Querétaro Maniobras	400	2	1,700
Huasteca	Champayán	Valles	Anáhuac Potencia	400	2	1,050
	Altamira		Anáhuac Potencia	400	1	
Huasteca	Champayán	Tamazunchale	Las Mesas	400	2	1,200
Monterrey	Villa de García	Saltillo	Ramos Arizpe Potencia	400	2	1,450
	Villa de García		Saltillo	230	1	
	Villa de García		Cementos Apasco	230	1	
Tepic	Tepic II	Guadalajara	Cerro Blanco	400	2	1,200
Manzanillo	Manzanillo	Guadalajara	Acatlán	400	1	2,100
	Manzanillo		Atequiza	400	1	
	Tapeixtles		Mazamitla	400	1	
	Colima II		Ciudad Guzmán	230	1	
Guadalajara	Atequiza	Aguascalientes	Aguascalientes Potencia	400	1	1,000
	Tesistán		Aguascalientes Potencia	400	1	
Guadalajara	Atequiza	Salamanca	Salamanca II	400	1	700
Guadalajara	Mazamitla	Carapan	Carapan	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	Potrerrillos	Salamanca	Las Fresas	400	2	1,400
	León II		Irapuato II	230	1	
	León IV		Irapuato II	230	1	
	Silao II		Irapuato II	230	1	

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2015 (MW).

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	No. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
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	Ville de Reyes	230	2	300
Salamanca	Salamanca PV	Querétaro	Santa María	400	2	1,500
	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	2	300
Veracruz	Laguna Verde	Puebla	Puebla II	400	1	1,200
	Laguna Verde		Cruz Azul Maniobras	400	1	
Veracruz	Manlio Fabio Altamirano	Temascal	Temascal II	230	2	440
	Manlio Fabio Altamirano		Amatlán II	230	2	
Veracruz	Laguna Verde	Poza Rica	Papantla	400	1	750
Grijalva	Manuel Moreno Torres	Temascal	Juile	400	3	2,800
Grijalva	Malpaso II	Coatzacoalcos	Minatitlán II	400	2	2,000
	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	400	1	
	Temascal II		Tecali	400	1	
	Cerro de Oro		Tecali	400	2	
Ixtepec	Ixtepec Potencia	Temascal	Juile	400	2	2,500
	Juchitán II		Juile	230	1	
	Matias Romero		Juile	230	2	
Grijalva	Malpaso II	Tabasco	Peñitas	230	2	1,200
	Malpaso II		Tabasco	400	2	
Querétaro	Querétaro Maniobras	Central	Tula	400	2	1,200
	Héroes de Carranza		Tula	230	1	
	La Manga		Valle de México	230	1	
	Dañu		Jilotepec	230	1	
Lázaro Cárdenas	Pitirera	Central	Donato Guerra	400	2	2,900
	Los Azufres		Ciudad Hidalgo	115	1	
	Lázaro Cárdenas		Donato Guerra	400	1	

^{1/} Operación inicial en 230 kV

... Continuación

CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2015 (MW).

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	No. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
Poza Rica	Poza Rica	Central	Pachuca Potencia	400	1	4,000
	Tuxpan		Texcoco	400	3	
	Tres Estrellas		Teotihuacan	400	2	
Puebla	San Martín Potencia	Central	Texcoco	400	1	3,000
	San Lorenzo Potencia		Texcoco	400	1	
	Yautepec		Topilejo	400	3	
	Zapata		Tianguistenco	230	1	
	Zapata		Cuernavaca	85	2	
	Zocac		Texcoco	230	2	
Tabasco	Los Ríos	Campeche	Santa Lucía	230	1	1,150
	Macuspana II		Santa Lucía	230	1	
	Tabasco		Escárcega	400	2	
Campeche	Lerma	Mérida	Mérida II	115	1	800
	Lerma		Ticul II	230	1	
	Escárcega Potencia		Ticul II	400	2	
Mérida	Chemax	Cancún	Nizuc	115	1	800
	Valladolid		Tulum	115	1	
	Valladolid		Balam	230	1	
	Valladolid		Nizuc	230	1	
	Dzitnup		Riviera Maya	400	2	
Mérida	Kambul	Chetumal	Polyuc	115	1	150
	Ticul II		Xul-Ha	230	1	
Tijuana	La Herradura	Mexicali	Rumorosa	230	1	510
	La Herradura		La Rosita	230	1	
Tijuana	Presidente Juárez	Ensenada	Popotla	115	1	240
	Presidente Juárez		Puerto Nuevo	115	1	
	Presidente Juárez		La Jovita	230	1	
	Presidente Juárez		Lomas	230	1	
Tijuana-Mexicali (CFE)	Tijuana I	WECC (EUA)	Otay	230	1	408
	La Rosita		Imperial Valley	230	1	
Mexicali	Mexicali II	San Luis Río Colorado	Ruiz Cortines	161	1	315
	Cerro Prieto I		Ruiz Cortines	161	1	
	Cerro Prieto II		Parque Ind. San Luis	230	1	
	Cerro Prieto II		Chapultepec	230	1	
Villa Constitución	Villa Constitución	La Paz	Las Pilas	115	2	90
La Paz	Olas Altas	Los Cabos	El Palmar	230	2	180
	El Triunfo		Santiago	115	1	

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 2015.

- Diagnóstico de las condiciones operativas reales de 2015 en: la disponibilidad y despacho de la generación, demandas, consumos de energía, disponibilidad de la red eléctrica en transmisión y transformación y la compensación reactiva inductiva y capacitiva. Información estadística del SEN.
- Escenarios del Producto Interno Bruto proporcionado por la SENER, 2016 - 2030.
- Pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2016 - 2030, proporcionados por la SENER.
- Pronósticos de consumo y demanda 2016 - 2030, elaborados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Programa de nueva generación de acuerdo al último Programa de Obras oficial de la CFE 2014 - 2028 y 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.
- Características de curvas de régimen térmico de las centrales termoeléctricas que actualmente están en operación.
- Programa de nuevas obras de la red eléctrica de acuerdo al 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 2015-2029.
- Pronóstico de nueva generación elaborado por la SENER en base a los contratos de interconexiones de centrales eléctricas legadas, de temporadas abiertas para generación eólica.
- Para centrales eléctricas bajo la Ley de la Industria Eléctrica, las que realizaron el pago del estudio de impacto en la opción individual. 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.
- Nuevos centros de carga que cumplieron los requisitos para su incorporación.
- Modernización de subestaciones y líneas de transmisión.
- Incorporación de proyectos de subtransmisión del presupuesto de egresos de la federación 2016 de distribución.

DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2015 Y CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2015

Como se mencionó previamente 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.

Para una identificación clara del comportamiento de la demanda máxima por semana y del consumo de energía eléctrica, durante las 52 semanas del año, se describirán a continuación para los 4 sistemas eléctricos.

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN

En la figura 6.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color negro indica la demanda semanal del 2015. Se observa que de mayo a

septiembre cíclicamente se presenta la demanda máxima anual influenciada por las altas temperaturas en el norte del país e incremento de la carga agrícola. En 2013 y 2014 la demanda máxima ocurrió en junio y en 2015 en agosto, con una tasa incremental del 2.2 % respecto a 2014. En la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el norte del país; para el 2015, en promedio el incremento de la demanda de invierno a verano fue del orden de 9,000 MWh/h.

En la misma figura 6.1 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 %, durante este periodo el sistema se operó dentro de adecuados márgenes de seguridad.

En la figura 6.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en 2013, 2014 y 2015 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. En 2015 el consumo fue de 287,473.9 GWh, se tuvo una tasa de crecimiento del 2.9 % respecto a 2014; en la misma figura se indican los porcentajes de crecimiento por Gerencia de Control Regional.

A nivel SIN, en la figura 6.3 se muestra el comportamiento del consumo de energía que alcanzó 271,847.1 GWh, correspondiente a una tasa incremental del 2.8 % respecto a 2014.

FIGURA 6.1 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA SEMANAL EN 2015 DEL SIN.

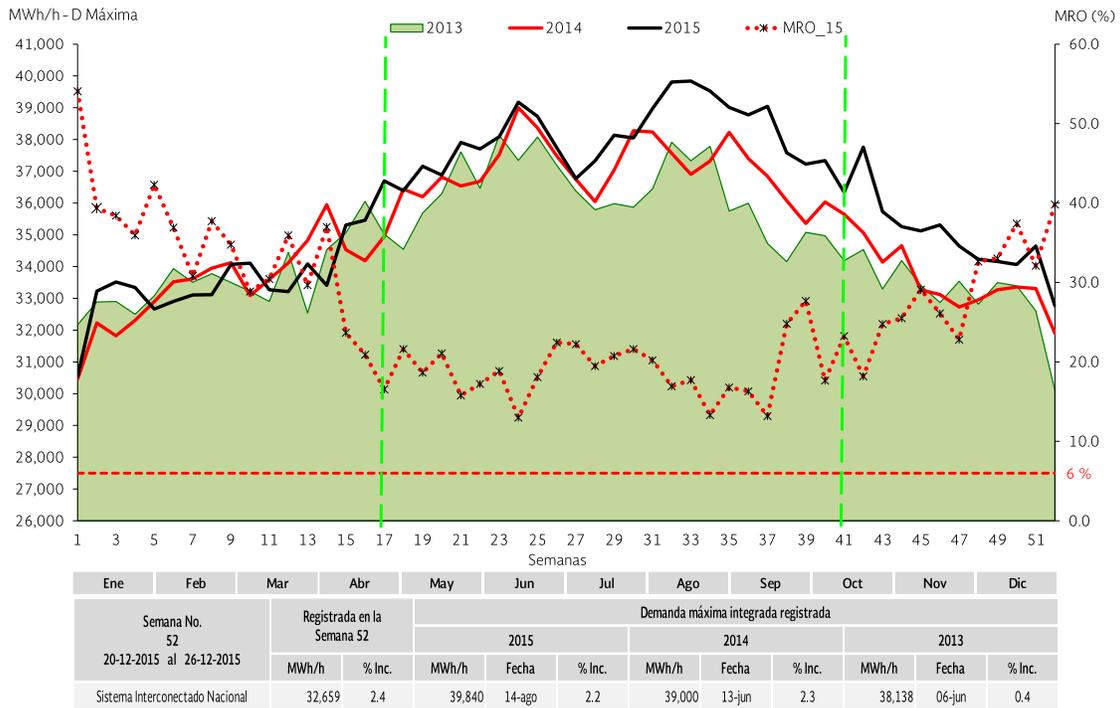


FIGURA 6.2 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2013, 2014 Y 2015.

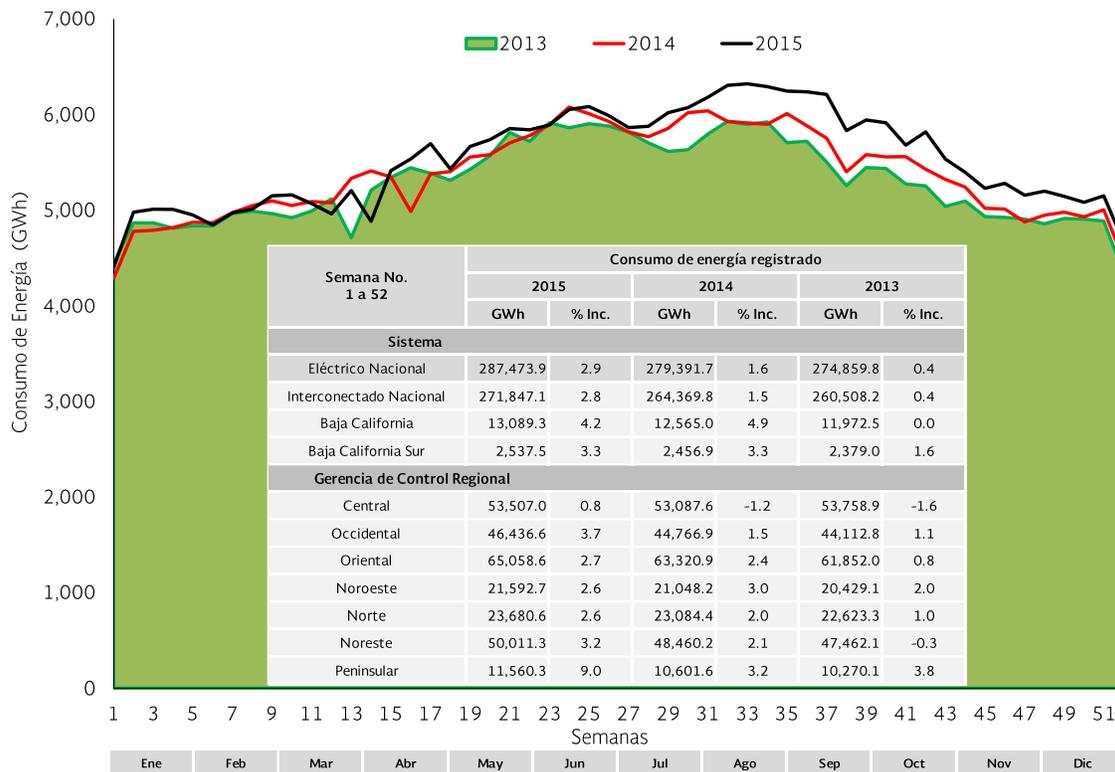
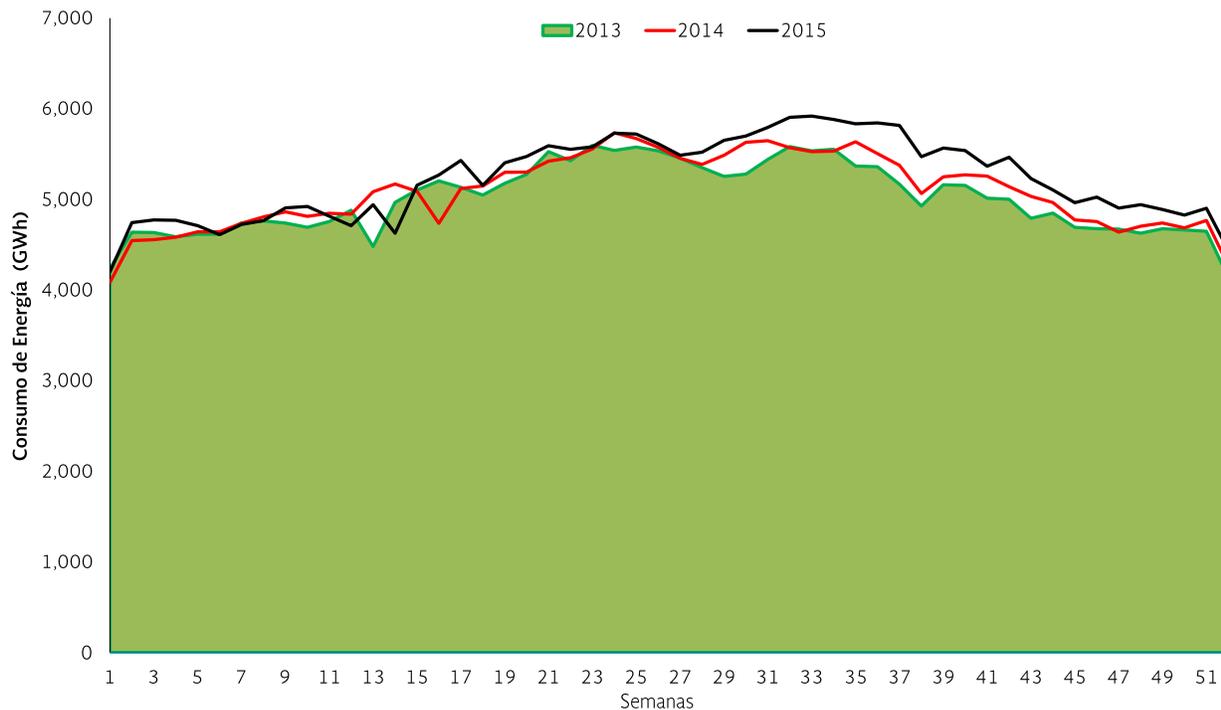


FIGURA 6.3 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN 2013, 2014 Y 2015.



Semana No. 1 a 52	Consumo de energía registrado					
	2015		2014		2013	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema						
SIN	271,847.1	2.8	264,369.8	1.5	260,508.2	0.4

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC

En la figura 6.4 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 2015

se alcanzó la demanda máxima anual en este sistema eléctrico. Entre la época invernal y de verano se tuvo un crecimiento de la demanda en el orden de 1000 MWh/h. La tasa de crecimiento fue de 5.5 % en 2015 respecto a 2014.

En la figura 6.5 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica, observando el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2015 se tuvo una tasa incremental del 4.2 % respecto a 2014.

FIGURA 6.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA 2013, 2014 Y 2015.

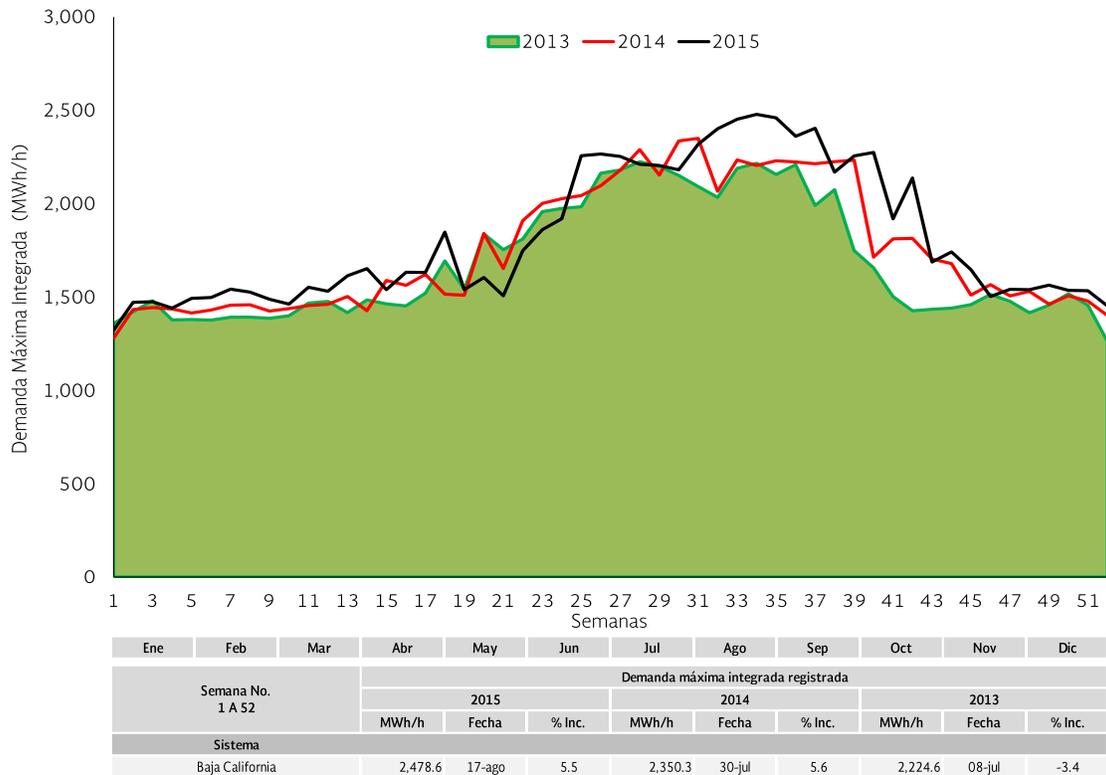
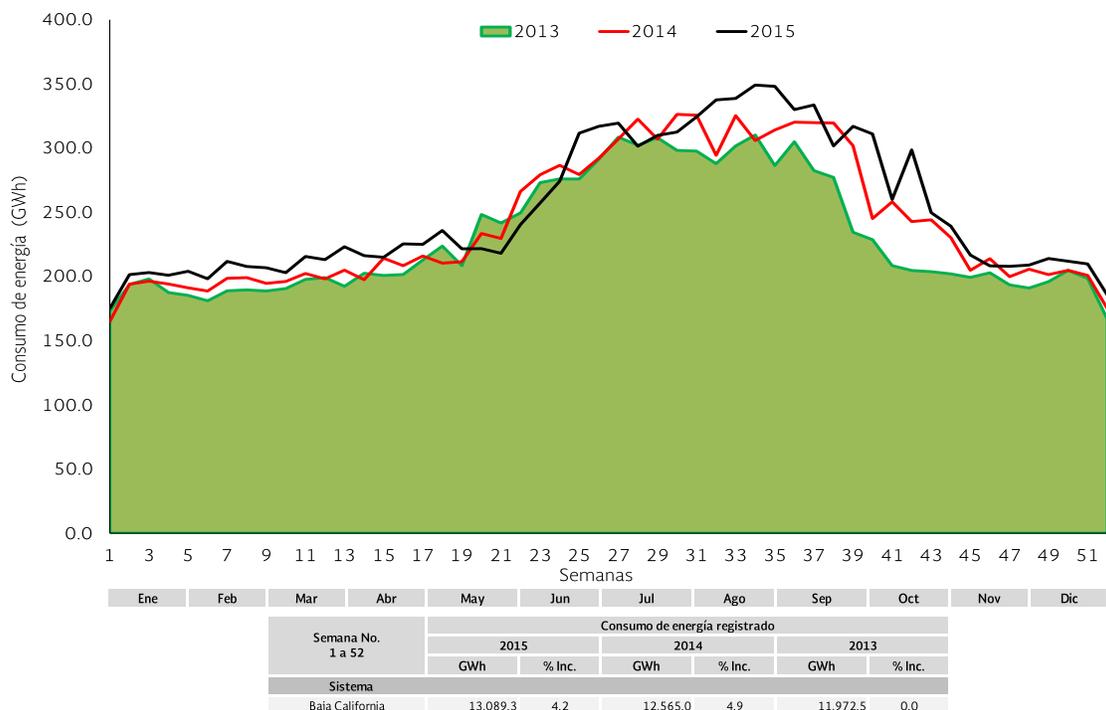


FIGURA 6.5 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BC 2013, 2014 Y 2015.



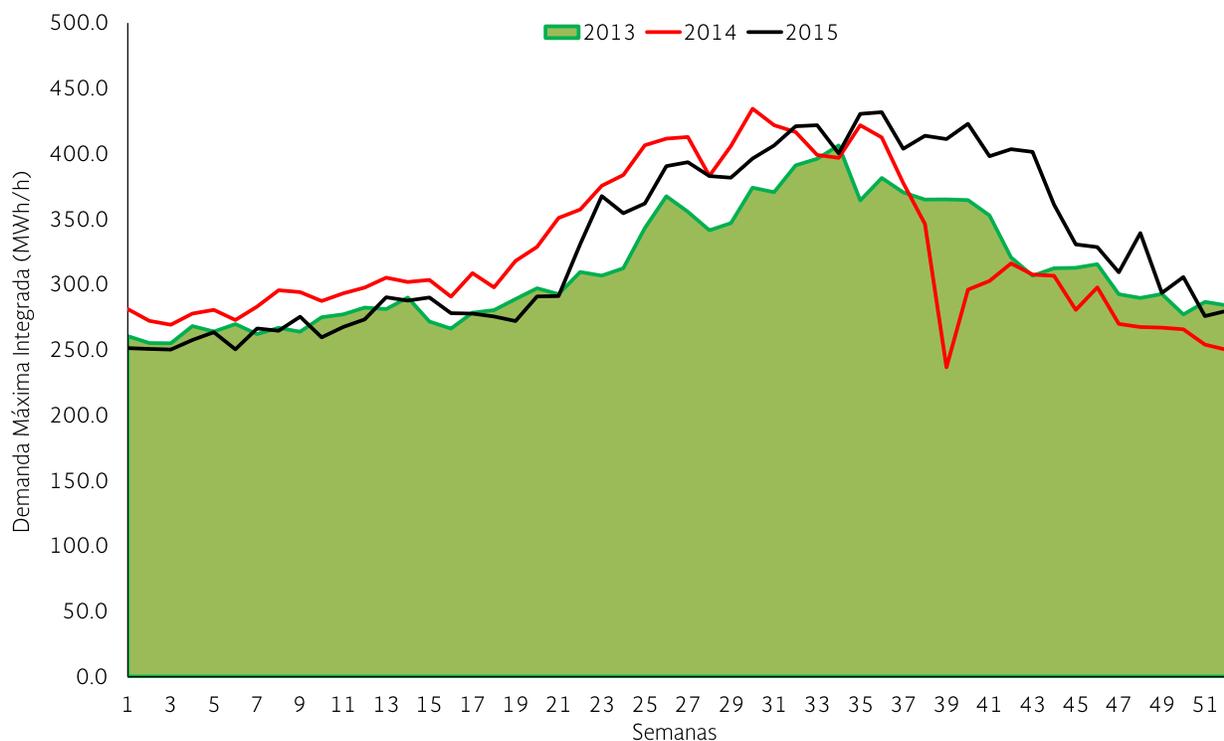
Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS

En la figura 6.6 se observa el perfil de la demanda integrada máxima semanal de 2013, 2014 y 2015 en el Sistema Baja California Sur. En trazo color negro el comportamiento en 2015. En el trazo en color rojo correspondiente a la demanda de 2014, se aprecia una caída súbita en septiembre, esto se debió a los daños ocasionados por el huracán Odile en la infraestructura eléctrica y hotelera. Desde ese momento la magnitud de las demandas estuvieron por debajo incluso de 2013. En los primeros 8 meses de 2015, se mantuvieron por debajo de 2014 y aunque se observa una mejoría en la recuperación de las

mismas, en los últimos 4 meses de 2015 las demandas fueron equivalentes a las que se hubieran tenido en ese mismo periodo de 2014 sin el impacto del huracán Odile.

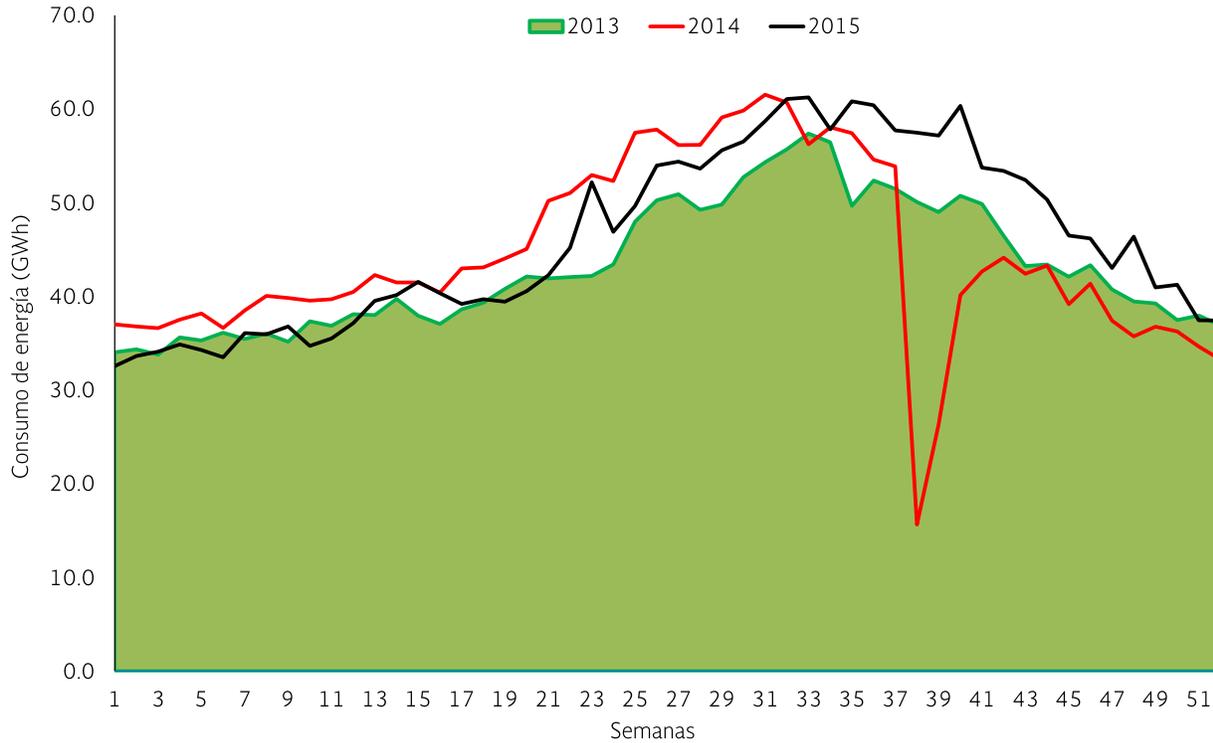
En la figura 6.7 el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los últimos tres años, mostrando una alineación respecto a la demanda. También se aprecia que posterior al impacto del huracán Odile y por los daños en la infraestructura eléctrica, el consumo de energía se mantuvo por debajo de 2013. En los primeros 8 meses de 2015 se mantuvo por debajo de 2014 y para los últimos 4 meses de 2015 por la tendencia manifestada se igualaría al que en una condición normal se pudo haber tenido en 2014, es decir, por los daños de Odile el crecimiento del consumo se retrasó aproximadamente un año.

FIGURA 6.6 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2013, 2014 Y 2015.



Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda máxima integrada registrada											
Semana No. 1 a 52			2015			2014			2013		
			MWh/h	Fecha	% Inc.	MWh/h	Fecha	% Inc.	MWh/h	Fecha	% Inc.
Sistema											
Baja California Sur (La Paz)			431.8	30-ago	-0.6	434.5	23-jul	6.9	406.4	19-ago	4.4

FIGURA 6.7 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BCS 2013, 2014 Y 2015.



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Semana No. 1 A 52	Consumo de energía registrado											
	2015		2014		2013							
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.						
Sistema												
Baja California Sur (La Paz)	2,391.8	3.7	2,306.5	3.0	2,239.8	1.8						

Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé

En las figuras 6.8 y 6.9 se presenta el comportamiento de la demanda y el consumo respectivamente para

2013, 2014 y 2015. Los perfiles son los característicos de la zona norte del país, con incrementos notables entre mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado eléctricamente del resto del SEN, alcanzó en 2015 una demanda máxima de 28 MWh/h. Tanto en la demanda como en el consumo el huracán Odile ocasionó daños menores por lo cual se observan decrementos en 2015 respecto a 2014.

FIGURA 6.8 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTEGRADA MÁXIMA SEMANAL DEL SISTEMA MULEGÉ 2013, 2014 Y 2015.

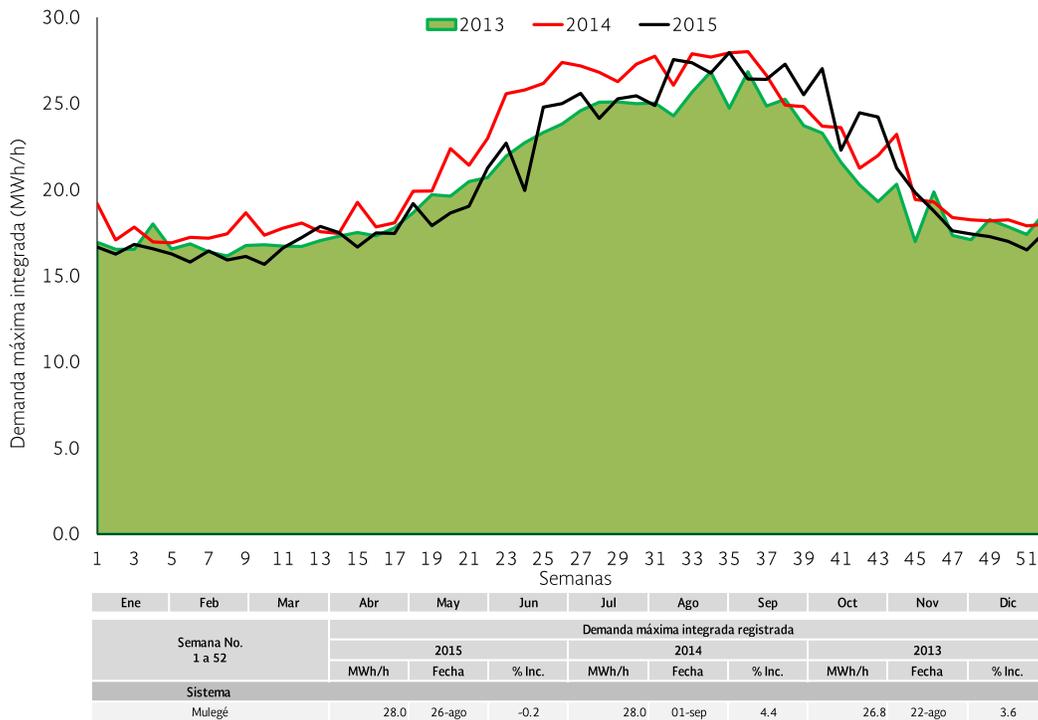
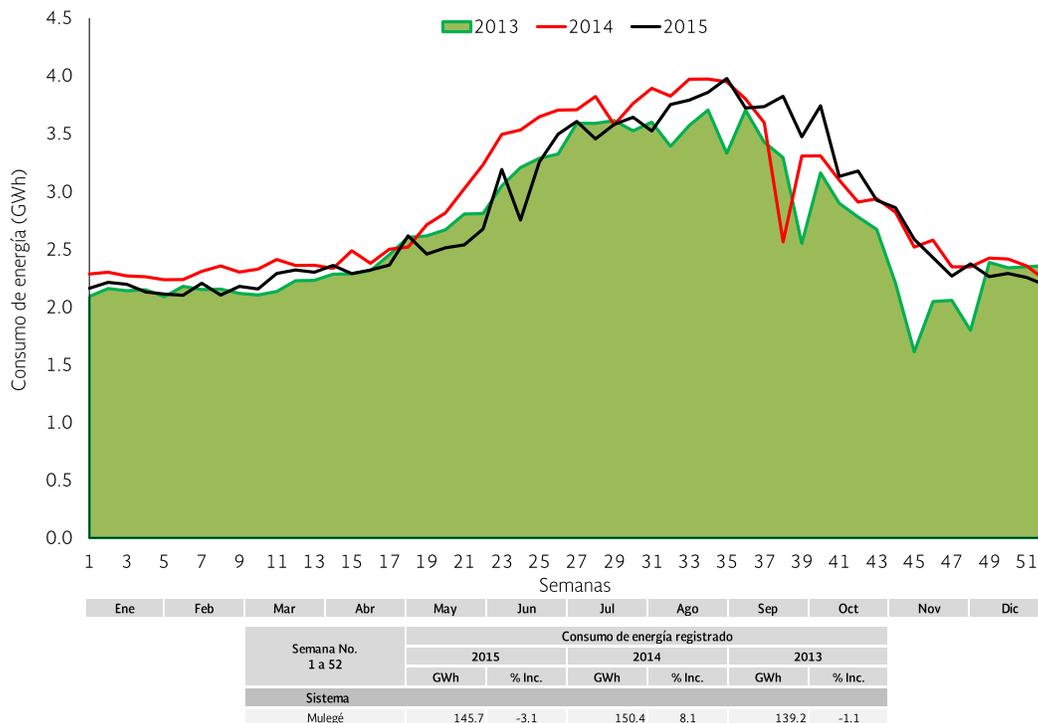


FIGURA 6.9 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA MULEGÉ 2013, 2014 Y 2015.



Comportamiento de la generación hidráulica, eólica y solar

En la figura 6.10 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del Sistema Eléctrico Nacional 2014 y 2015. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en los mismos años.

A principios del año 2014 la energía almacenada fue de 22,503 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo la administración del agua y por el periodo de estiaje, en junio de ese año motivado por la presencia del periodo pluvial se tuvo un incremento en esta energía, posteriormente se volvió a reducir y en septiembre inició el proceso de llenado de los grandes embalses, terminando el año con una energía almacenada de 21,092 GWh. En ese año la producción de energía eléctrica con este tipo de generación fue de 31,222 GWh.

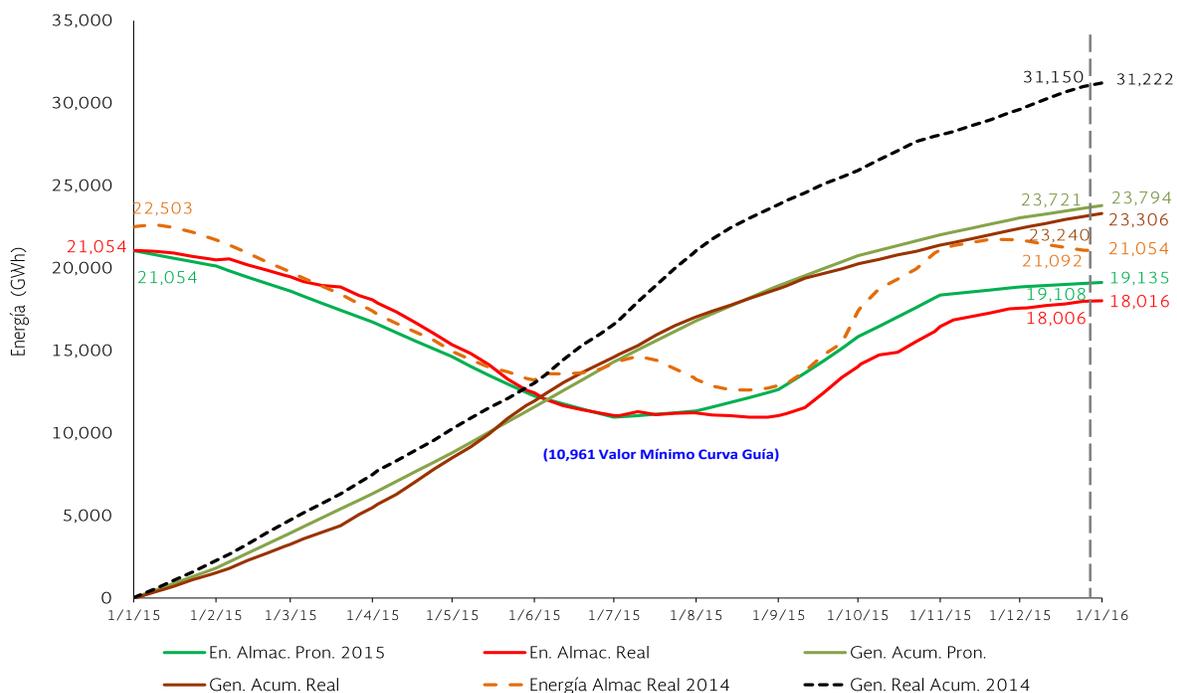
El año 2015 inició con 21,054 GWh de energía almacenada, la cual nuevamente por el proceso cíclico de producción de energía se fue reduciendo hasta alcanzar valores mínimos del orden de 10,960 GWh

en el periodo junio – septiembre. Por presentarse aportaciones características de año seco-medio, la recuperación de energía almacenada en el periodo pluvial solo alcanzó los 18,091 GWh al final del año, es decir una reducción de 4,412 GWh respecto al año previo. Por el mismo motivo la producción de energía en 2015 fue de 23,240 GWh, que representa una reducción de 7,982 GWh. El comportamiento de estos dos últimos años en las aportaciones pluviales y correspondiente producción de energía eléctrica, muestra el efecto trascendental de aportaciones de años medios, secos y húmedos.

Para el año 2015 en particular la producción de energía en las centrales hidroeléctricas del sureste del país fue notablemente influenciada por las bajas aportaciones en el periodo de lluvias. Sin embargo en el 2014 hubo un incremento en la producción y consecuentemente un mayor factor de uso de la red de transmisión.

El año 2016 inició con una energía almacenada de 18,091 GWh en los grandes embalses, se estima que la producción de energía con esta tecnología sea menor en el periodo de estiaje respecto a los dos años anteriores.

FIGURA 6.10 COMPORTAMIENTO DE ENERGÍA ALMACENADA EN LOS GRANDES EMBALSES 2014 – 2015.



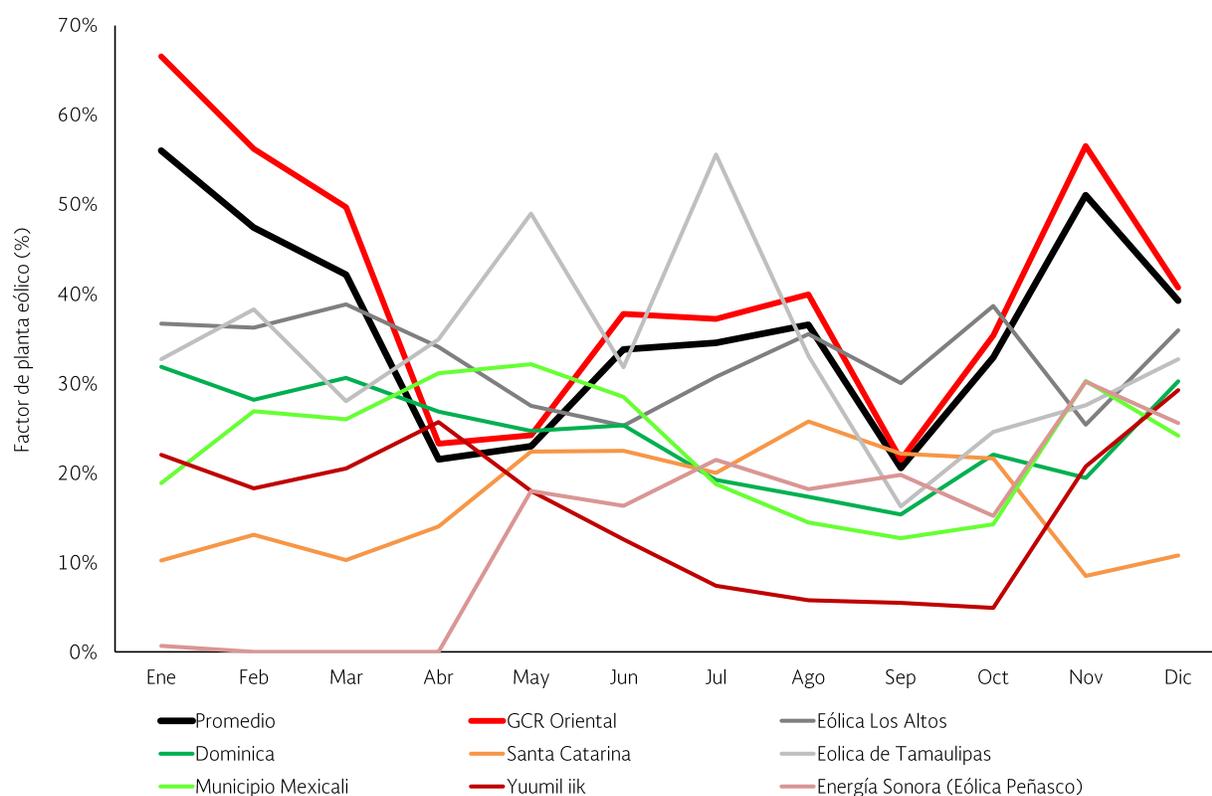
Comportamiento de la energía eólica y solar

Al cierre de 2015 la capacidad de generación eólica instalada alcanzó 3,028 MW, incluyendo 252 MW en pruebas preoperativas y la solar 52 MW.

En la figura 6.11 se muestra el comportamiento mensual del factor de planta en 2015 de las centrales eólicas del Sistema Eléctrico Nacional, concentrando toda la generación del Estado de Oaxaca en un solo

concepto que se denomina GCR Oriental. El trazo en color negro representa el factor de planta de toda la generación eólica, teniendo los valores mayores en el periodo noviembre – marzo (estación invernal) y los valores mínimos de abril a septiembre (estación de verano). Importante mencionar que la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional ocurre en la estación de verano, cuando a nivel nacional se tienen los menores factores de planta de la generación eólica. Asimismo, resalta el comportamiento de la generación eólica de Tamaulipas, que presenta los mayores factores de planta en el periodo de verano.

FIGURA 6.11 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE PLANTA EN 2015 PARA LA GENERACIÓN EÓLICA.



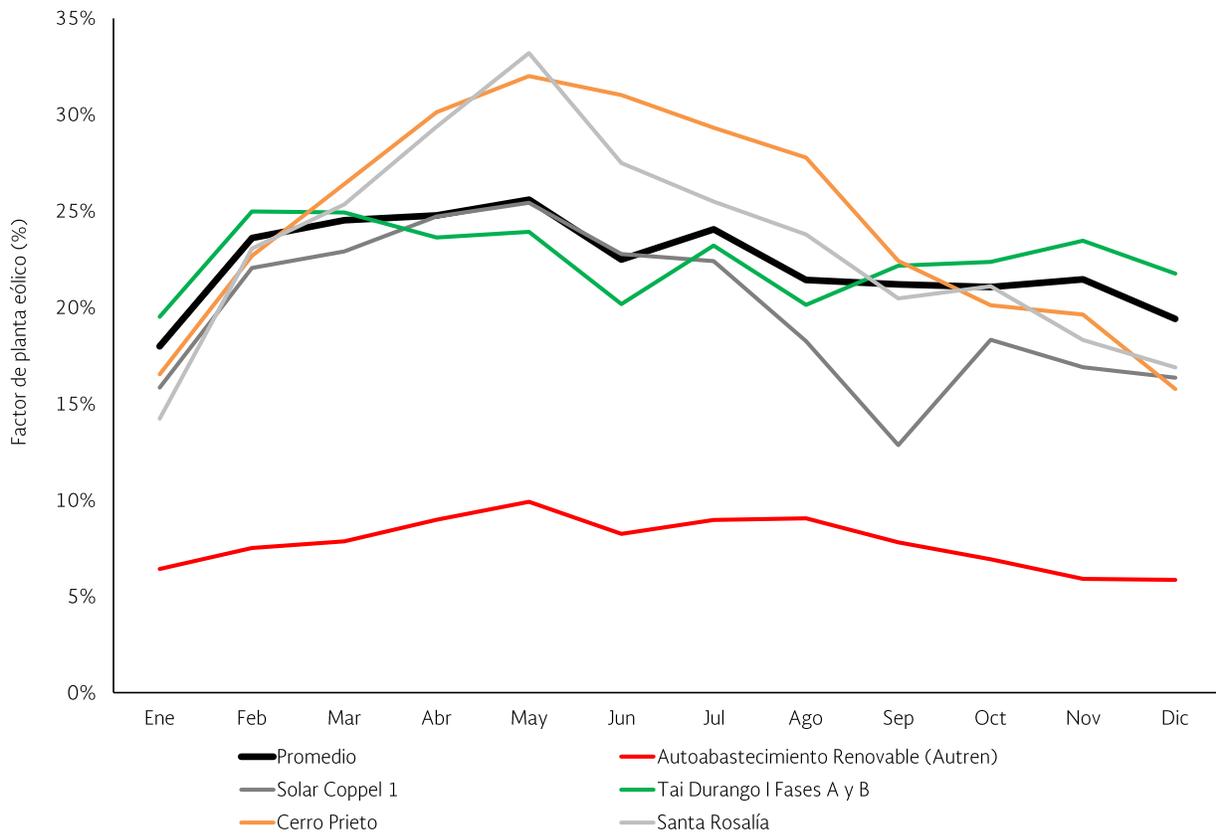
En la figura 6.12 se presenta el comportamiento del factor de planta en 2015 para las centrales eléctricas solares. El patrón de comportamiento es muy definido para los meses del año, presentando los menores factores de planta en la época de invierno y los mayores factores de planta de abril a julio.

La central solar de Cerro Prieto (Mexicali) de una capacidad de 5 MW, tuvo los mayores factores de planta durante la época del año que se tienen las demandas máximas; en promedio ligeramente menor a Cerro Prieto fue el comportamiento de la central

Santa Rosalía ubicada en la región geográfica de Guerrero Negro en el estado de Baja California Sur.

Aunque los pronósticos y comportamiento de la generación solar sean más predictivos en las tecnologías que se aplican en México, solo se tiene producción de energía durante las horas con sol, de tal forma que en las demandas máximas nocturnas esta generación se reduce a “cero” y es reemplazada por generación de otras tecnologías incluyendo la de combustibles fósiles.

FIGURA 6.12 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE PLANTA EN 2015 PARA LA GENERACIÓN SOLAR.



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano y media de invierno de 2015.

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 14 de agosto de 2015 durante las horas de la tarde; en los dos años previos esta demanda máxima anual ocurrió en junio. El fenómeno natural de “El Niño” influyó para el corrimiento de la demanda máxima de junio a 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 en los niveles mínimos e incluso en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas, fallas de líneas por incendios y altas demandas. En el mismo, se inicia el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del norte del país pero sobre todo un abatimiento en el occidente. Para el mes de agosto se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación hidroeléctrica se incrementa y ello contribuye a que las transferencias de potencia en algunos enlaces puedan reducirse.

En la figura 6.13 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 día de la demanda máxima de agosto a las 16:30 hs. 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. De manera simbólica el tamaño de la flecha trata de insinuar la magnitud de la transferencia de potencia. De las

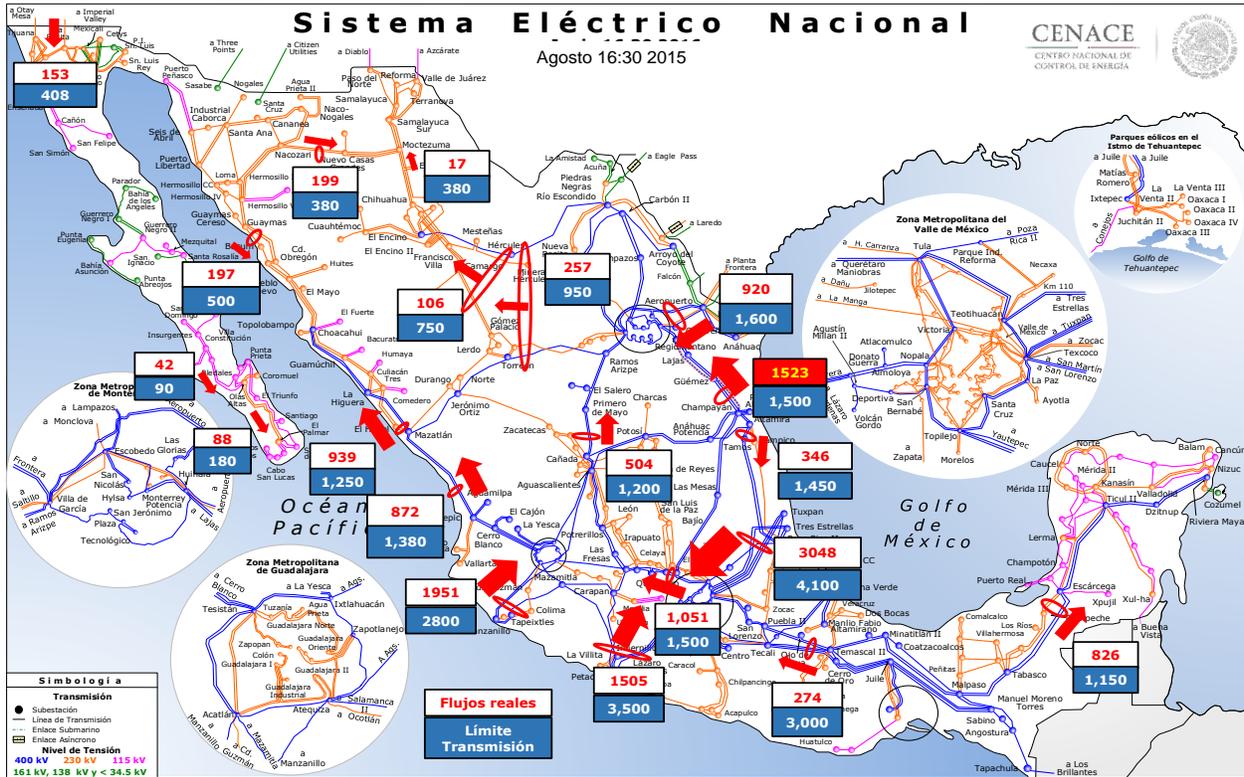
centrales eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las centrales eléctricas del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro y, del sur se transmite energía al norte del país por los corredores de 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 a las magnitudes de flujos de potencia indicadas. Todas las transferencias de potencia estuvieron dentro de los límites de transmisión a excepción del corredor Altamira – Monterrey, donde se tuvo una transferencia de potencia de 1,523 MW con un límite máximo de 1,500 MW. Hacia la Península de Yucatán se tuvo una transferencia de 826 MW aunque por restricciones en la disponibilidad de gas natural se estuvo alcanzando el límite de transmisión de 1,150 MW.

Por la disponibilidad de la generación en otros días del año, debido a mantenimientos programados, fallas, degradaciones en la generación de potencia por bajo nivel de los grandes embalses, por altas temperaturas en el norte del país, restricciones en la disponibilidad de gas natural, 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 153 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.

En general desde el punto de vista de transferencias de potencia en la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional, este se operó con niveles adecuados de confiabilidad y seguridad operativa.

FIGURA 6.13 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 14 DE AGOSTO DE 2015 A LAS 16:30 HS.



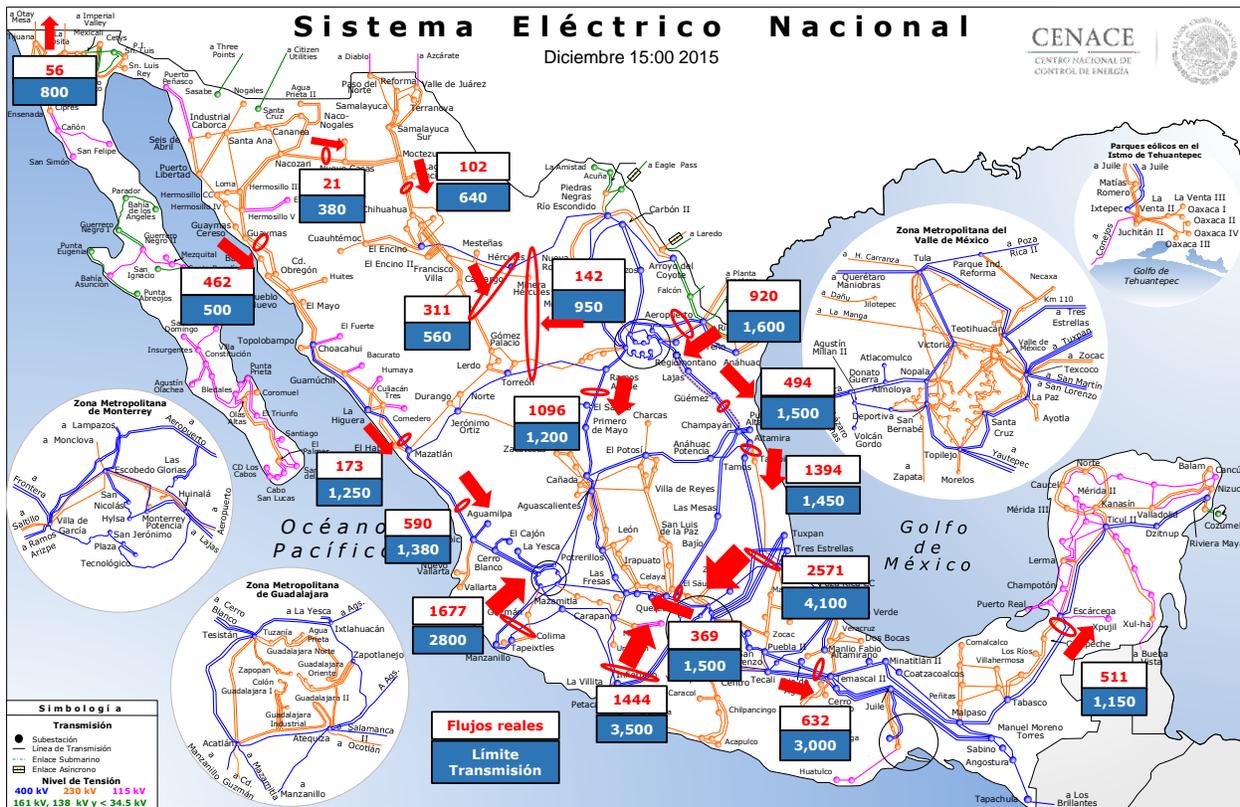
La demanda media de invierno es significativa porque derivado de la época invernal la demanda en las redes de las Gerencias de Control del norte del país se reduce al orden de un 60 % respecto a las máximas de verano. Adicionalmente y en la medida que se integre generación solar en esa parte del país, se incrementarán los excedentes de generación, que de acuerdo a sus costos variables tenderán a ser transmitidos hacia el sur del país. En la estación invernal por el comportamiento de la demanda las transferencias de potencia se invierten respecto a las de verano; en la figura 6.14 se muestran las condiciones operativas puntuales en transferencias de potencia el 14 de diciembre a las 15:00 hs. El tamaño de la flecha simboliza la magnitud del flujo de potencia, el recuadro en azul el límite de transmisión seguro y el recuadro blanco el valor puntual real de flujo 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 centro se inyecta energía al sureste, del sureste hacia la Península de Yucatán y del norte se transmite energía al sur del país. Todas las transferencias de potencia se mantuvieron dentro de los límites operativos, resaltando los que estuvieron más próximos a su límite máximo, tal es el caso del corredor de transmisión de 400 kV Altamira-Poza Rica que alcanzó una transferencia de 1,394 MW, para un límite de 1,450 MW, es decir, alcanzó el 96 % de la capacidad del enlace; en el corredor de transmisión de 230 kV de Guaymas a Obregón se alcanzó una transferencia de 462 MW para un límite operativo de 500 MW, es decir se operó al 92 % de su capacidad.

En el Sistema Baja California Norte se tuvo una exportación a los Estados Unidos de América de 56 MW para una capacidad de transmisión de 800 MW.

FIGURA 6.14 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 08 DE DICIEMBRE DE 2015 A LAS 15:00 HS.



Comportamiento operativo en los transformadores de 400/230, 400/138, 400/115, 230/161, 230/115, 230/85, 230/69 kV

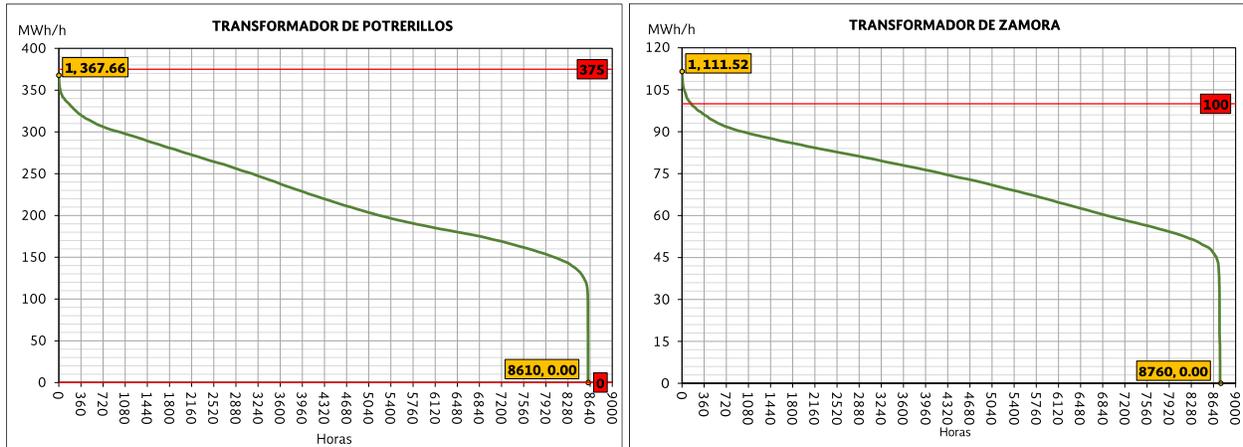
Un lineamiento en el proceso de planeación para la incorporación de mayor capacidad de transformación, consiste en evaluar el porcentaje de carga de los transformadores indicados en esta sección durante todo el año. En aquellas subestaciones donde la carga haya sido igual o mayor al 90 % en condiciones normales de operación, es decir sin aplicar contingencias determinísticas, serían nodos para revisión y análisis detallado con el fin de valorar la necesidad futura de adicionar equipo de transformación.

A nivel nacional solamente en la subestación Potrerillos (León) y Zamora Potencia se alcanzaron

cargas en el rango indicado del 90 – 100 %, lo cual se ilustra en las curvas de duración de flujo en estos transformadores que se muestran en las figuras 6.15 y 6.16.

El Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD 2016 – 2030, contempla la incorporación de incrementos en la capacidad de transformación en la subestación Potrerillos para abril de 2019 y Purépecha 400/115 kV, 375 MVA para septiembre de 2016, para solucionar las transformaciones mencionadas.

FIGURAS 6.15 Y 6.16 CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO EN EL TRANSFORMADOR DE POTRERILLOS 400/230 kV, 375 MVA Y ZAMORA POTENCIA 230/115 kV, 100 MVA.



Principales corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas durante el 2015, algunos corredores de transmisión se operaron al límite máximo operativo, entre las causas más recurrentes se listan: altas demandas de verano, bajas demandas en días hábiles y fines de semana, reducciones por horas de la demanda después de la demanda máxima vespertina y nocturna, excedentes de generación transitorios para suministrar el crecimiento de la demanda en un día al pasar de mínima a media y máxima, al sincronizar la generación que estuvo en reserva fría el fin de semana o días festivos, indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas natural, calidad del gas natural, mantenimientos programados en la generación y fallas forzadas, administración del uso de la generación hidroeléctrica por bajos almacenamientos.

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 3 líneas de 230 kV Guaymas – Obregón, 2 líneas de 230 kV Camargo – La Laguna más la línea de 400 kV El Encino – Río Escondido, 2 líneas de 400 kV Huinala – Monterrey Potencia, 2 líneas de 400 kV Champayán – Güémez, 2 líneas de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, 2 líneas de 400 kV Las Mesas Querétaro Potencia, 2 líneas de 230 kV Nuevo Casas Grandes – Nacozari, 2 líneas de 400 kV Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Potencia y 2 líneas de 400 kV Querétaro Potencia Maniobras – Tula.

Para fines ilustrativos, en la figura 6.17 se muestran los corredores que estuvieron saturados; en las figuras 6.18 a 6.23 las curvas de duración de flujo de corredores con tiempos de saturación mayores a 5 horas por año.

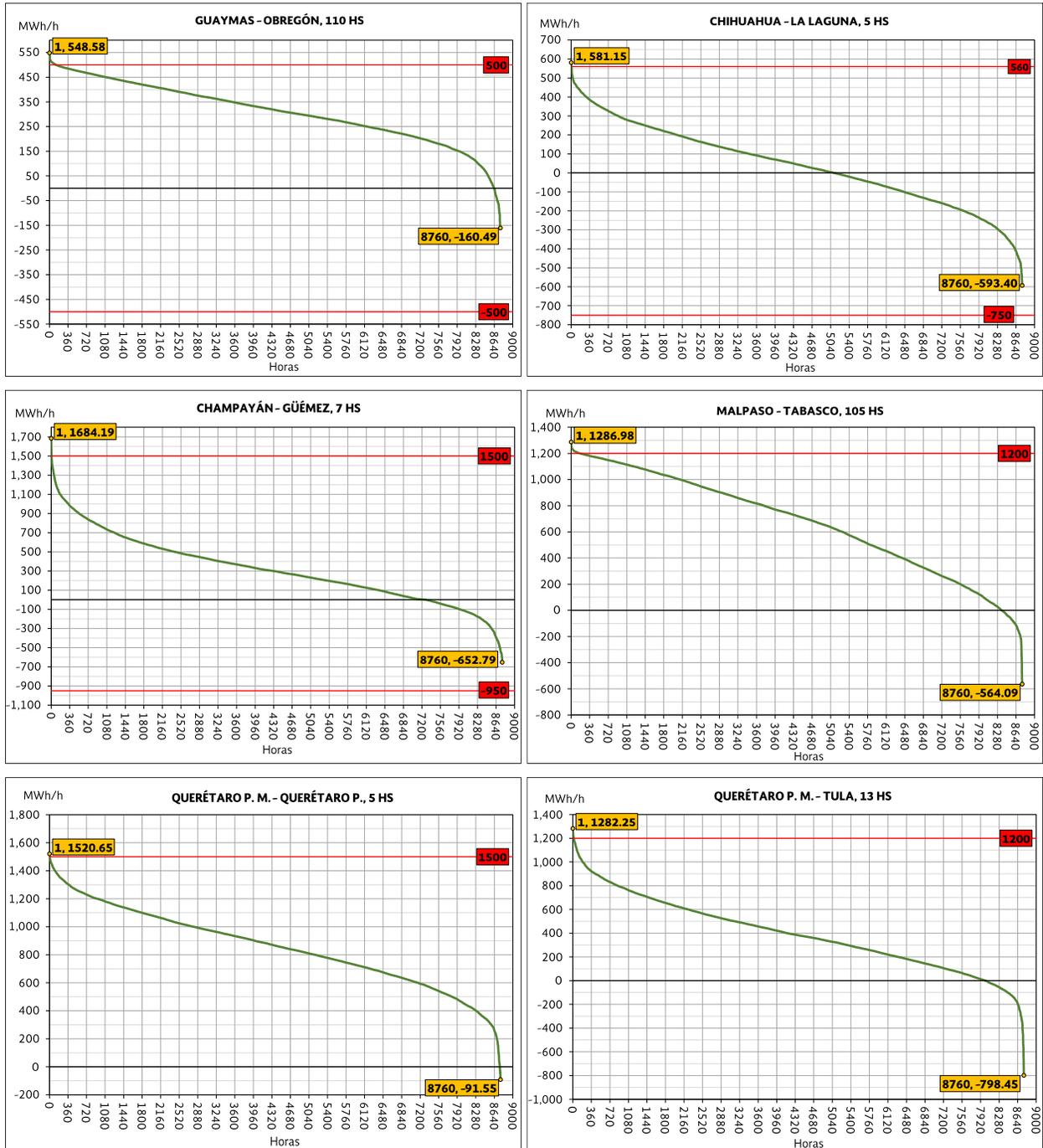
FIGURA 6.17 CORREDORES DE TRANSMISIÓN SATURADOS POR MÁS DE 1 HORA EN 2015.



Para el 2017 la red de transmisión de 230 kV Guaymas – Obregón operara a 400 kV, figura 6.18, con lo cual se eliminará la saturación de la transmisión. Para el 2017 entrara en operación una línea adicional de 400 kV Champayán – Güémez, figura 6.20, con lo que se corregirá la problemática. Para el enlace Malpaso – Tabasco, figura 6.21, la saturación se debe a las restricciones en el suministro de gas natural a la

Península de Yucatán, solucionada la problemática se corregirá la saturación. El enlace de Querétaro Potencia Maniobras – Tula, figura 6.23, se terminó de repotenciar a 1450 MW, solucionando la problemática. Para los demás enlaces con redempachos de generación y nueva red de transmisión prevista para el 2017 – 2019 se solucionará la congestión.

FIGURAS 6.18 A 6.23 CURVA DE DURACIÓN DE FLUJO EN CORREDORES CON TIEMPOS DE SATURACIÓN MAYORES A 5 HORAS POR AÑO.



Demanda máxima de verano

De acuerdo al 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

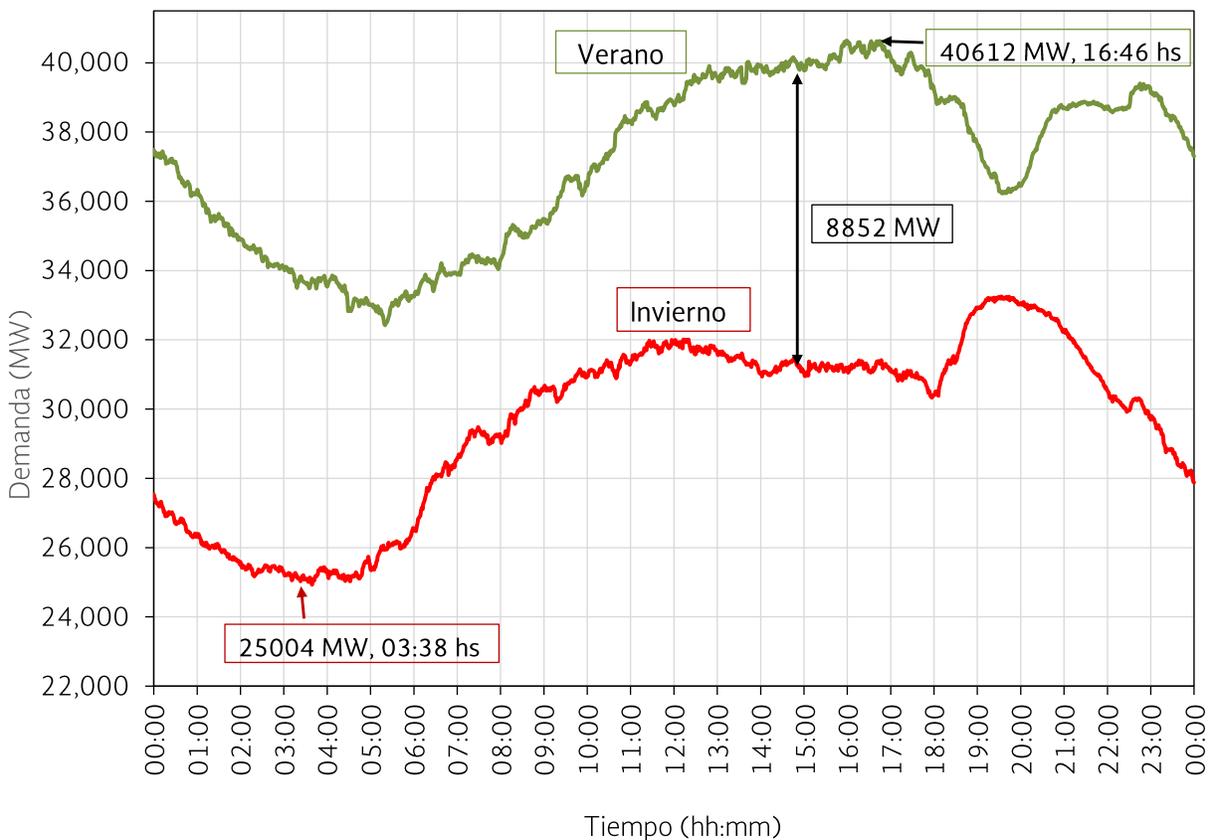
entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:30 horas en cada huso horario regional.

Durante los niveles de demanda máxima, el sistema eléctrico está sometido normalmente a las mayores transferencias de potencia en líneas y transformación, mayores requerimientos de compensación de potencia reactiva capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa. En este escenario, es necesario evaluar el comportamiento futuro del sistema eléctrico para determinar y prever congestiones en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la 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 6.24 se muestra con trazo en color verde el comportamiento real de la demanda del Sistema Interconectado Nacional, se observa que la demanda máxima ocurrió a las 16:46 horas, con un valor instantáneo de 40,612 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno.

FIGURA 6.24 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO DE 2015.

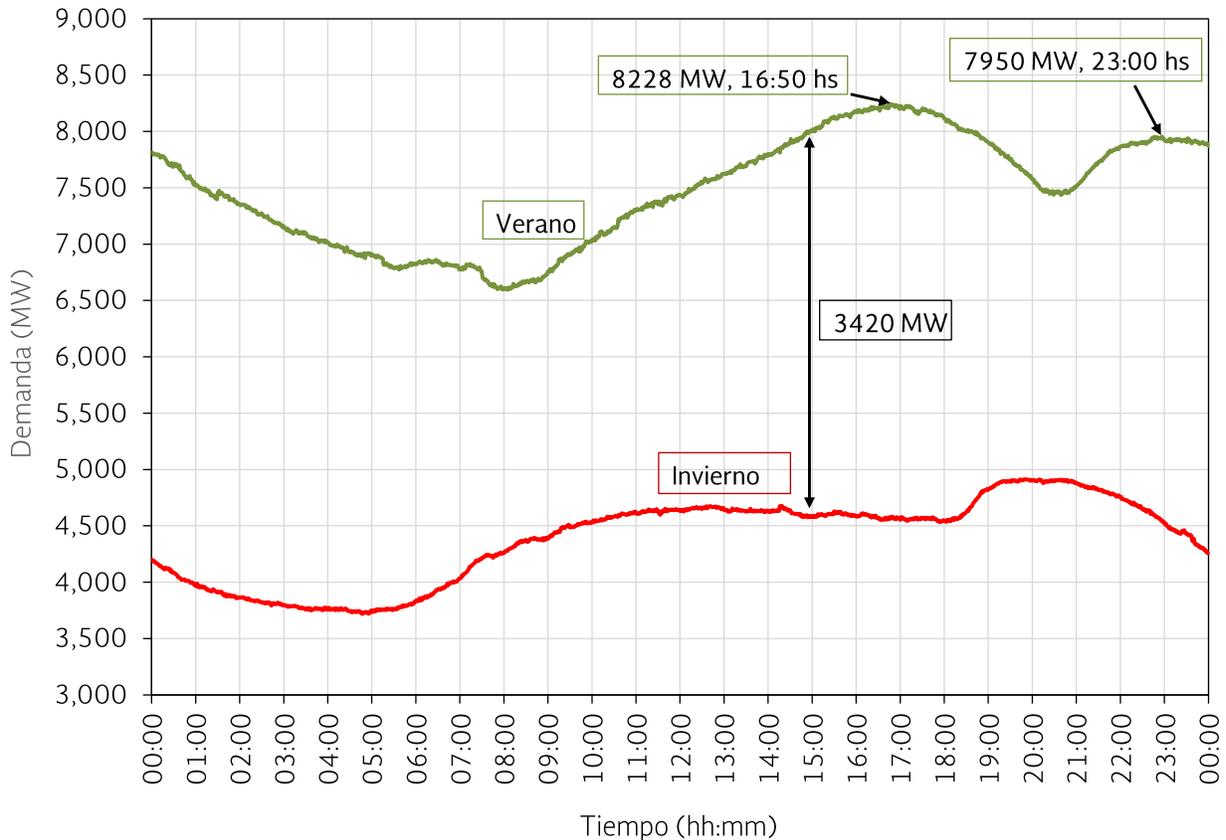


Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las Gerencias de Control Noroeste y

Norte presenta un pico nocturno con magnitud similar al de la tarde, como se observa en la figura 6.25. 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.

FIGURA 6.25 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2015.



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 2 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 de 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 "0" MW.

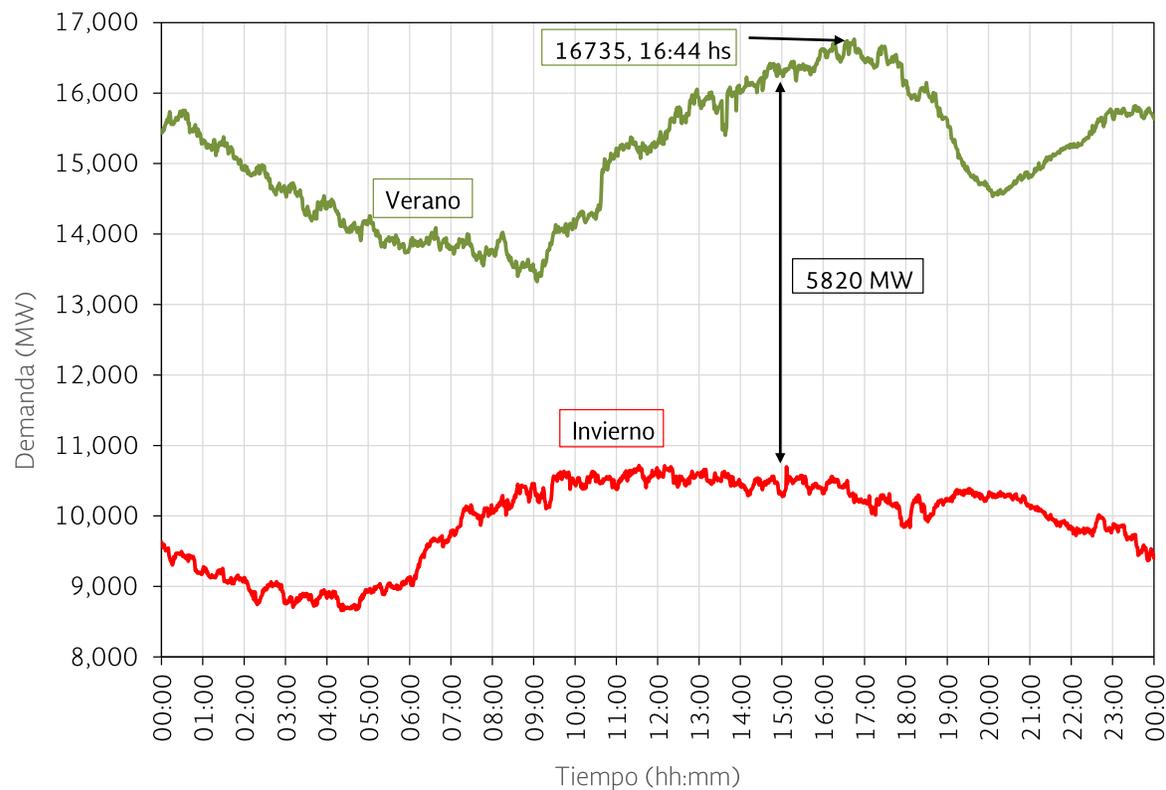
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste

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 16:44 horas con una magnitud de 16,735 MW. En la figura 6.26 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 efectos en la factibilidad de congestión 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 6.26 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE + NORESTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2015.



Demanda máxima de invierno

En el periodo diciembre – enero, 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 21% de la demanda máxima 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 a 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 6.24 en trazo color rojo se presenta el perfil de la demanda del Sistema Interconectado Nacional en invierno 2015; se observa

que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:30 horas.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – enero, ocurren las demandas mínimas anuales en el Sistema Interconectado Nacional alrededor de las 04:00 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 6.24, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 25,004 MW, que representan el 61 % 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 2015 se presentó una reducción de la demanda de 8,852 MW entre la demanda media de verano y de invierno (alrededor de las 15:00 horas), como se muestra en la figura 6.24. De esta reducción 5,820 MW se redujeron en las 3 Gerencias de Control Regional del Norte como se muestra en la figura 6.26.

El mismo comportamiento se presentó en los sistemas eléctricos de Baja California Norte y Sur, con reducciones de 829 y 157 MW, como se ilustra en las figuras 6.27 y 6.28.

FIGURA 6.27 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL BAJA CALIFORNIA NORTE EN EL VERANO E INVIERNO DE 2015.

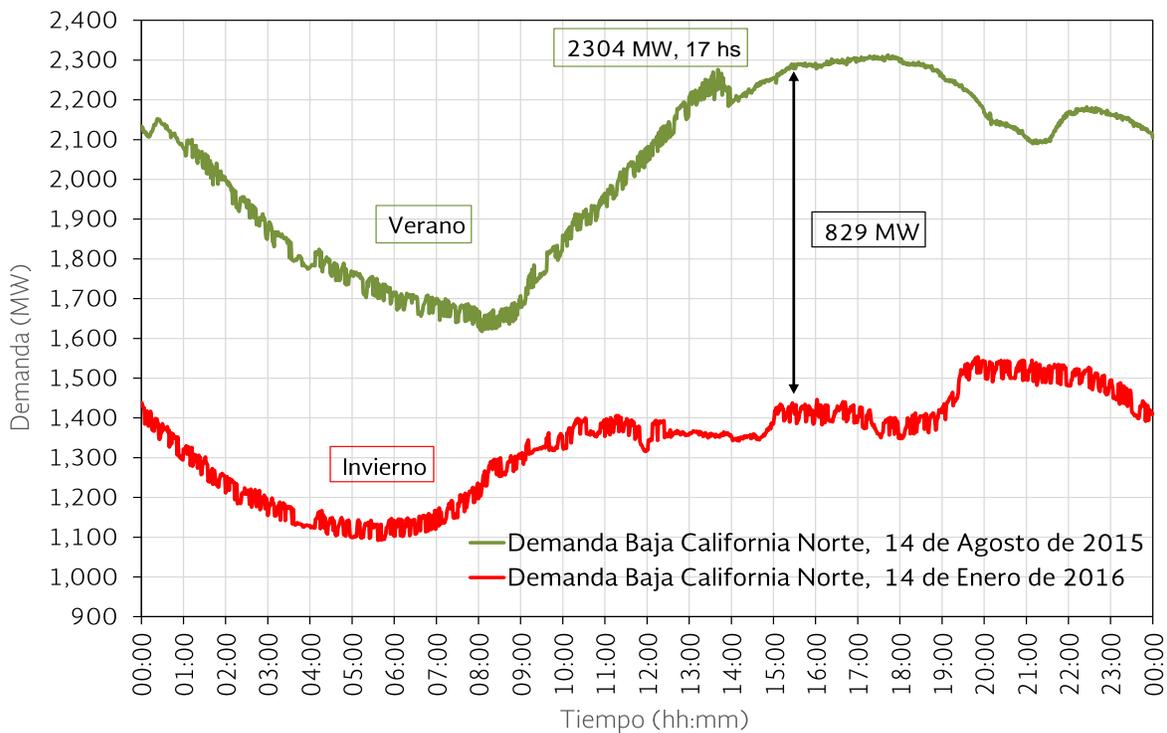
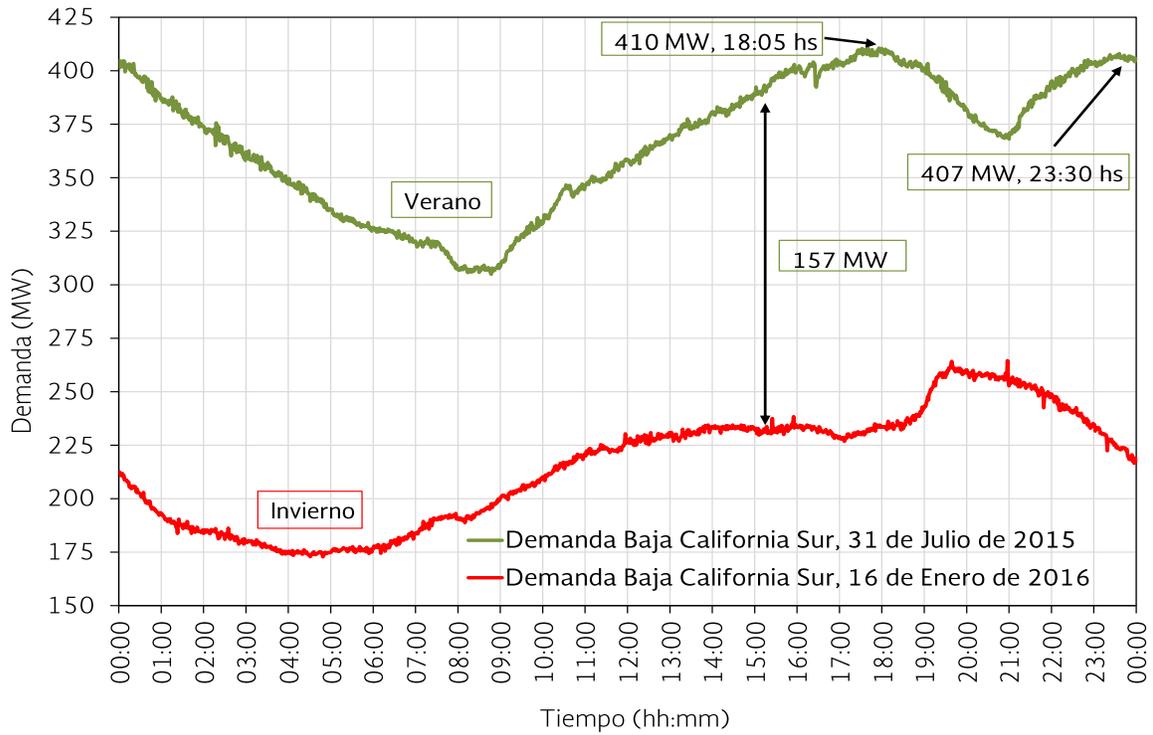


FIGURA 6.28 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL BAJA CALIFORNIA SUR EN EL VERANO E INVIERNO DE 2015.



RESULTADOS PREVISTOS EN CONFIABILIDAD

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 2016 – 2030 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 contempladas en el PRODESEN 2015 - 2029. En 400 y 230 kV se destacan:

- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Los Mochis – Hermosillo en noviembre de 2017, red asociada a los proyectos de CCC Empalme I y II (Guaymas).
- Tendido tercer circuito en 400 kV de Mazatlán – Tepic Dos para octubre 2019, red asociada al proyecto de CCC Mazatlán.
- Línea de Transmisión Cereso – Moctezuma en 400 kV operando en 230 kV, red asociada a proyecto de CCC Norte III para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Moctezuma a El Encino para septiembre 2018.
- Líneas de Transmisión en 400 kV Champayán – Güémez – Regiomontano y entronque de líneas Huinalá – Lajas en Subestación Eléctrica Regiomontano para abril 2016.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Subestación Eléctrica Colectora de la temporada abierta Tamaulipas a Regiomontano para abril 2020.
- Línea de Transmisión en corriente directa bipolar de ± 500 kV, 3000 MW de Ixtepec Potencia - Yau-tepec Potencia. Para octubre 2019.
- Línea de Transmisión de 400 kV de Yau-tepec Potencia – Volcán Gordo. Para octubre 2019.
- Línea de Transmisión de 400 kV de Ixtepec Potencia – Juile. Para octubre 2019.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Potencia y entronque con la línea Querétaro Potencia – Santa María para enero 2017.

Se incluyen las redes eléctricas asociadas con los permisionarios factibles de interconectarse 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 Regional 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.
- Demanda mínima de invierno. Demandas mínimas anuales.

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

Para cada escenario de estudio se realizó un despacho optimizado con aplicación del algoritmo de flujos óptimos.

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs. 2016, 2019 y 2021

Disponibilidad de las fuentes de energía limpias:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 25-30% para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país, en especial en la región de Tamaulipas tienen una disponibilidad entre el 53-56% para de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente del país, en especial en la región de Bajío tienen una disponibilidad entre el 13-15% para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Para las Centrales Eléctricas Solares se considera para los escenarios de demanda máxima coincidente una disponibilidad del 80%.
- 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 y Temascal se degradan por nivel; se consideró una capacidad estadística. En el cuadro 7.1 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 7.1 DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 - 2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC	BCS
2016	7,331	6,586	9,926	4,320	4,242	8,633	1,752	42,790	2,060	417
2017	7,485	6,813	10,339	4,538	4,391	9,017	1,817	44,399	2,120	441
2018	7,649	7,031	10,738	4,733	4,621	9,400	1,889	46,061	2,193	466
2019	7,973	7,288	11,147	4,926	4,737	9,836	1,962	47,869	2,270	495
2020	8,220	7,621	11,534	5,140	4,874	10,255	2,060	49,704	2,350	523
2021	8,567	7,769	11,965	5,323	5,064	10,625	2,135	51,448	2,486	584

En el cuadro 7.2 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas así como el balance de los enlaces internacionales por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 7.3 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 7.2 GENERACIÓN POR GERENCIA DE CONTROL, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 - 2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS	EXP/IMP	Exp a Baja
2016	3,573	10,504	8,785	3,551	3,641	11,954	915	42,922	2,060	411	129	0
2017	3,295	10,803	9,275	3,672	3,678	12,217	1,253	44,192	2,119	436	-210	0
2018	3,944	11,188	8,872	3,966	4,275	12,385	1,231	45,860	2,193	460	-210	0
2019	3,366	12,437	8,826	4,291	4,785	12,821	1,291	47,815	2,275	489	-57	0
2020	3,731	13,158	9,415	5,579	4,649	11,460	1,663	49,655	2,354	516	-57	0
2021	3,206	12,884	9,011	6,218	5,230	14,393	1,573	52,515	1,753	203	-57	1,115

¹ Entre 2016-2020 incluye importación del WECC

CUADRO 7.3 GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 – 2021.

Año	BIO	CC GAS	CC DIESEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CARBON	NUCLEAR	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2016	21	19,490	95	63	1,666	957	98	276	7,280	4,565	1,510	597	1,735	4,020	550	42,922
2017	31	20,231	95	27	2,118	1,287	947	276	7,398	4,565	1,620	599	460	3,989	550	44,193
2018	31	24,344	95	27	2,119	1,573	1,302	276	6,655	4,425	1,620	534	10	2,300	550	45,860
2019	31	27,979	95	27	2,879	1,678	1,302	276	6,374	3,175	1,620	599	10	1,220	550	47,815
2020	31	31,001	0	27	3,420	2,323	1,299	303	5,807	1,795	1,620	599	10	870	550	49,655
2021 ¹	31	33,690	0	27	4,042	3,296	2,153	660	5,759	1,630	1,620	204	10	800	550	54,471

¹ Incluye generación de Baja California y Baja California Sur

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 2016-2021 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 2016-2020, lo que implica una operación futura confiable.

En el 2021, considerando en operación las interconexiones con los sistemas eléctricos de Baja California Norte y Sur, manteniendo exportaciones hacia ambos sistemas de 700 y 381 MW respectivamente, la transferencia neta del sur al norte del país quedaría cercana a 400 MW. El corredor con mayor porcentaje de carga sería de 1,320 MW de zona Guaymas a Hermosillo.

En las figuras 7.1, 7.2 y 7.3 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda máxima de verano 2016, 2019 y 2021 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste con las exportaciones en el 2021 hacia los sistemas de Baja California Norte y Sur.

En la figura 7.1 se muestra que la transferencia de potencia neta por las compuertas de flujo Tepic Dos-Mazatlán Dos, Champayán – Güémez y Primero de Mayo-Cañada es de Sur ⇒ Norte con holgados márgenes de reserva en la capacidad de transmisión, a excepción del flujo de Mazatlán – Culiacán que sería del orden de 1,174 MW, al 94 % de la capacidad del enlace.

El sentido de flujo Sur ⇒ Norte prevalecerá para el escenario de demanda máxima hasta 2021. A partir del segundo semestre de 2017, se inicia la incorporación de Centrales de Cogeneración y de los Ciclos Combinados asociadas al plan de expansión de los gasoductos en las tres Gerencias de Control Regional del norte del país.

Para el año 2020 el flujo de transmisión en el corredor de Champayán a Güémez, alcanzaría del orden de 1,500 MW a través de 3 circuitos de 400 kV, sin problemas de saturación de la red en las principales compuertas de flujo entre el norte y sur del país.

Con la entrada en operación de generación de ciclos combinados en la Gerencia de Control Regional Noreste a finales de 2020, las condiciones de transmisión se mejoran en el corredor de Champayán a Güémez, manteniendo mayores márgenes de transmisión.

FIGURA 7.1 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

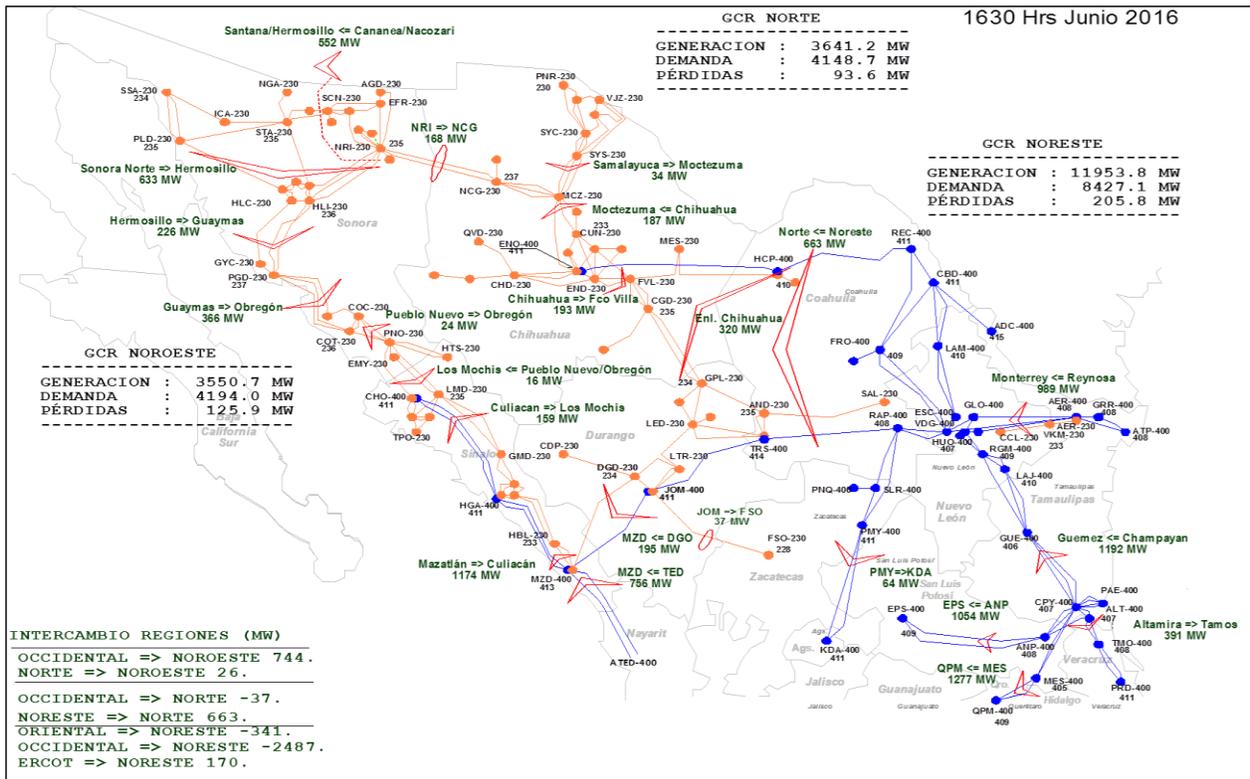


FIGURA 7.2 CONDICIONES OPERATIVAS 2019.

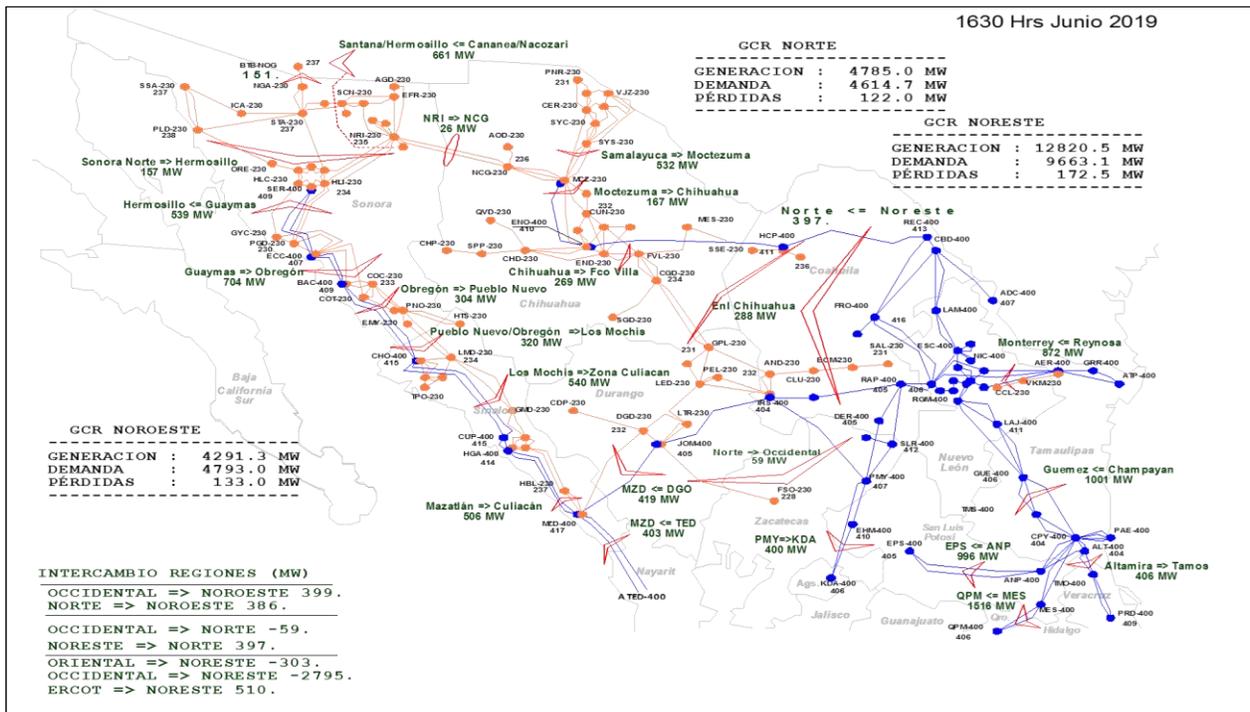
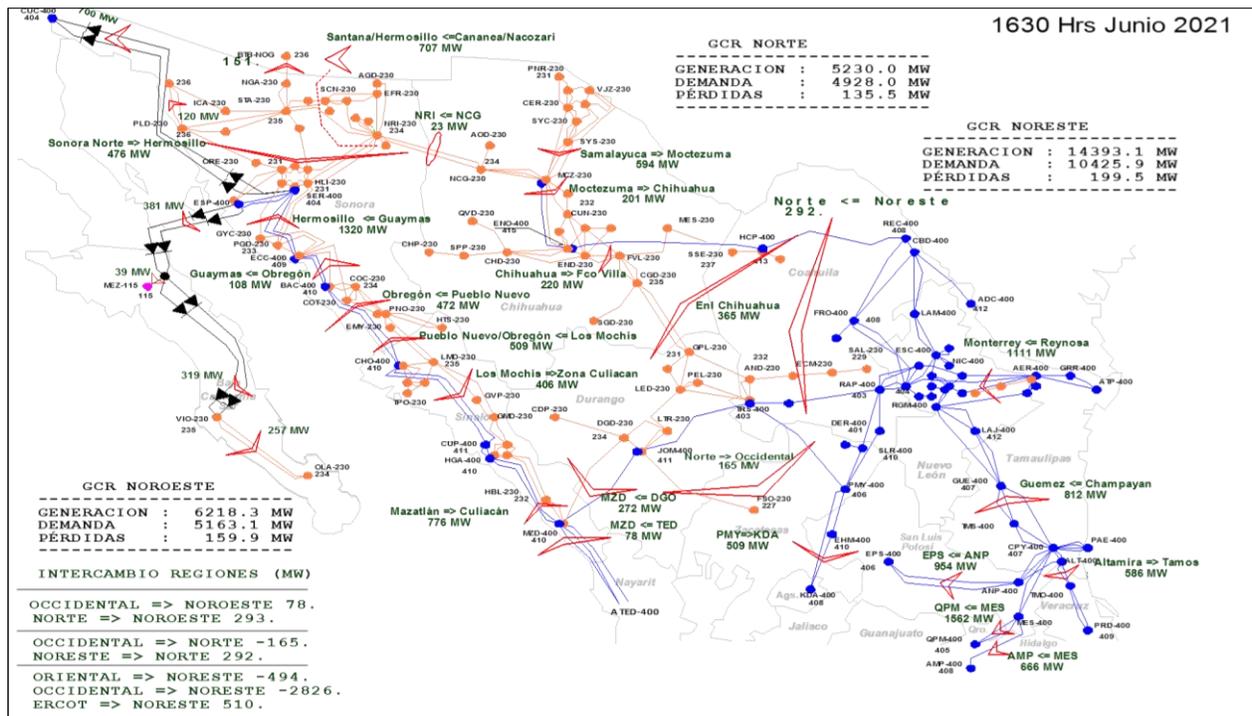


FIGURA 7.3 CONDICIONES OPERATIVAS 2021.



Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs de 2021

En el cuadro 7.4 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 7.5 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 7.4 DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 - 2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC	BCS
2016	6,706	6,752	9,005	4,311	3,848	8,104	1,715	40,441	1,959	417
2017	6,878	7,007	9,355	4,527	3,983	8,462	1,780	41,992	2,015	441
2018	7,104	7,231	9,705	4,723	4,135	8,818	1,853	43,568	2,085	466
2019	7,364	7,496	10,070	4,934	4,313	9,284	1,928	45,388	2,158	495
2020	7,594	7,760	10,423	5,129	4,461	9,587	2,002	46,956	2,234	523
2021	7,926	8,031	10,819	5,374	4,603	9,976	2,090	48,818	2,341	577

CUADRO 7.5 GENERACIÓN POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL 23:30 HS, JUNIO, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 - 2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS	EXP/IMP	Exp a Baja
2016	3,537	9,734	7,485	3,368	3,573	11,949	927	40,572	1,959	417	129	0
2017	2,895	10,873	7,911	3,444	3,450	12,135	1,077	41,785	2,016	441	-210	0
2018	4,058	10,161	7,740	3,669	3,825	12,753	1,161	43,366	2,085	466	-210	0
2019	3,812	11,636	7,708	4,004	4,578	12,377	1,221	45,335	2,158	495	-57	0
2020	3,545	12,204	8,394	5,145	4,324	11,722	1,581	46,915	2,234	523	-57	0
2021	3,103	12,437	8,237	5,652	4,608	14,375	1,541	49,952	1,658	83	-49	1,175

¹ Entre 2016-2020 incluye importación del WECC

En el cuadro 7.6 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 parcialmente Carbón.

CUADRO 7.6 GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 - 2021.

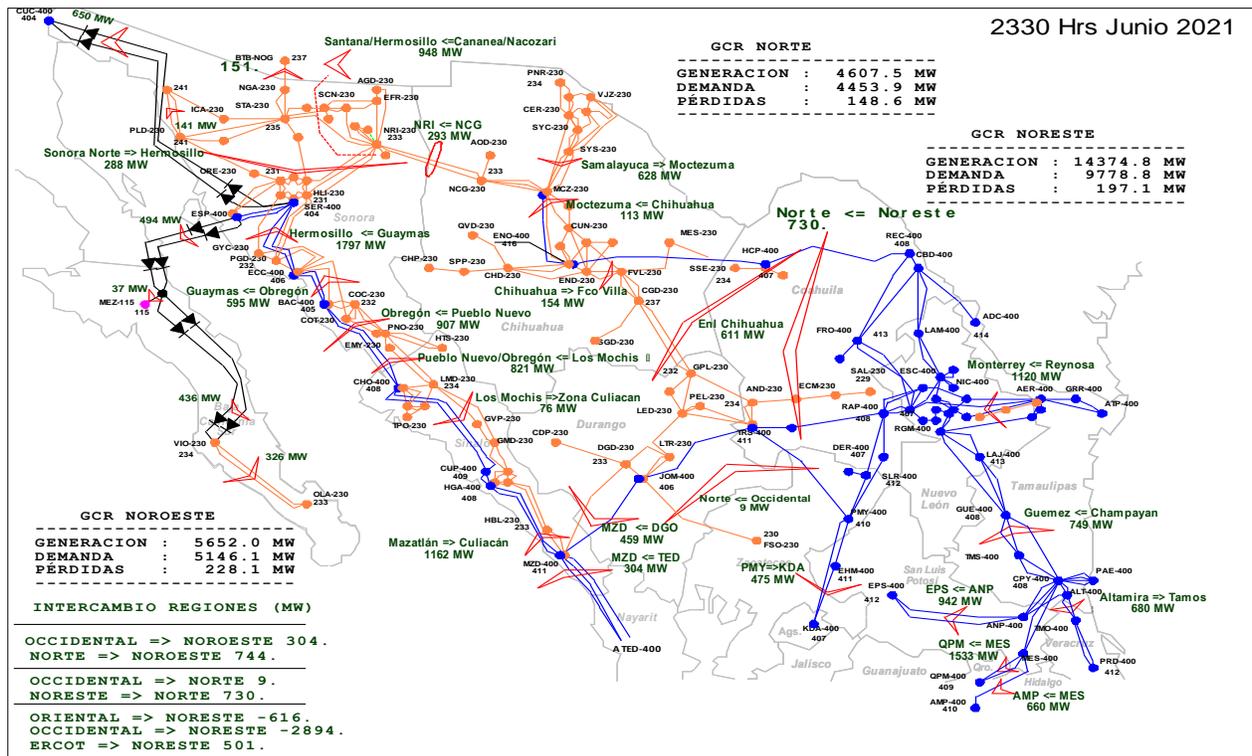
Año	BIO	CC GAS	CC DIESEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CARBON	NUCLEAR	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2016	21	19,355	95	27	1,668	844	0	289	5,961	4,565	1,510	623	1,430	3,635	550	40,572
2017	21	19,279	95	27	2,120	1,317	0	289	6,068	4,565	1,620	625	580	4,630	550	41,785
2018	31	24,576	100	27	2,120	1,702	0	289	5,078	4,285	1,620	625	10	2,355	550	43,366
2019	31	28,283	100	27	2,864	1,778	0	289	5,620	2,340	1,620	625	10	1,200	550	45,335
2020	31	30,572	0	27	3,495	2,670	0	316	4,449	1,920	1,620	625	10	630	550	46,915
2021¹	31	33,514	0	27	4,042	3,699	0	673	5,426	1,840	1,620	203	10	60	550	51,693

¹ Incluye generación de Baja California y Baja California Sur

Especial comportamiento se observa en el pico nocturno de verano, cuando la generación solar sería de cero MW, estando en operación las interconexiones de los Sistemas de Baja California Norte y Sur al resto del Sistema Eléctrico Nacional y con exportaciones hacia los mismos. En la figura 7.4, se muestran las transferencias de potencia en los principales corredores de transmisión del norte del país con tecnología en corriente directa para la interconexión

con el sistema de Baja California Norte y Sur. En 4 corredores, la transferencia está cerca del límite operativo previsto, sin embargo, debe reconocerse que la exportación considera 650 MW hacia Baja California Norte, 494 MW hacia Baja California Sur y 151 MW de exportación hacia Nogales, Arizona. Ante exportaciones de menor magnitud, los enlaces tendrían mayores márgenes de transmisión.

FIGURA 7.4 CONDICIONES OPERATIVAS 2021 23:30 HS.



En las figuras 7.5, 7.6, 7.7 y 7.8 se muestra el flujo de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de verano 2016, 2019 y 2021 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

Las compuertas de flujo en los escenarios de demanda máxima se encuentran dentro de sus límites, no se presenta saturación de las compuertas principales.

Una de las regiones del país con crecimiento sostenido es el corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí-Aguascalientes, el cual aún con la entrada de Centrales Eléctricas en la región será importador de energía bajo cualquier escenario de demanda. En general, el occidente del país durante el periodo 2016 – 2021, será deficitario en el balance carga – generación y continuará importando del resto del país.

FIGURA 7.5 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

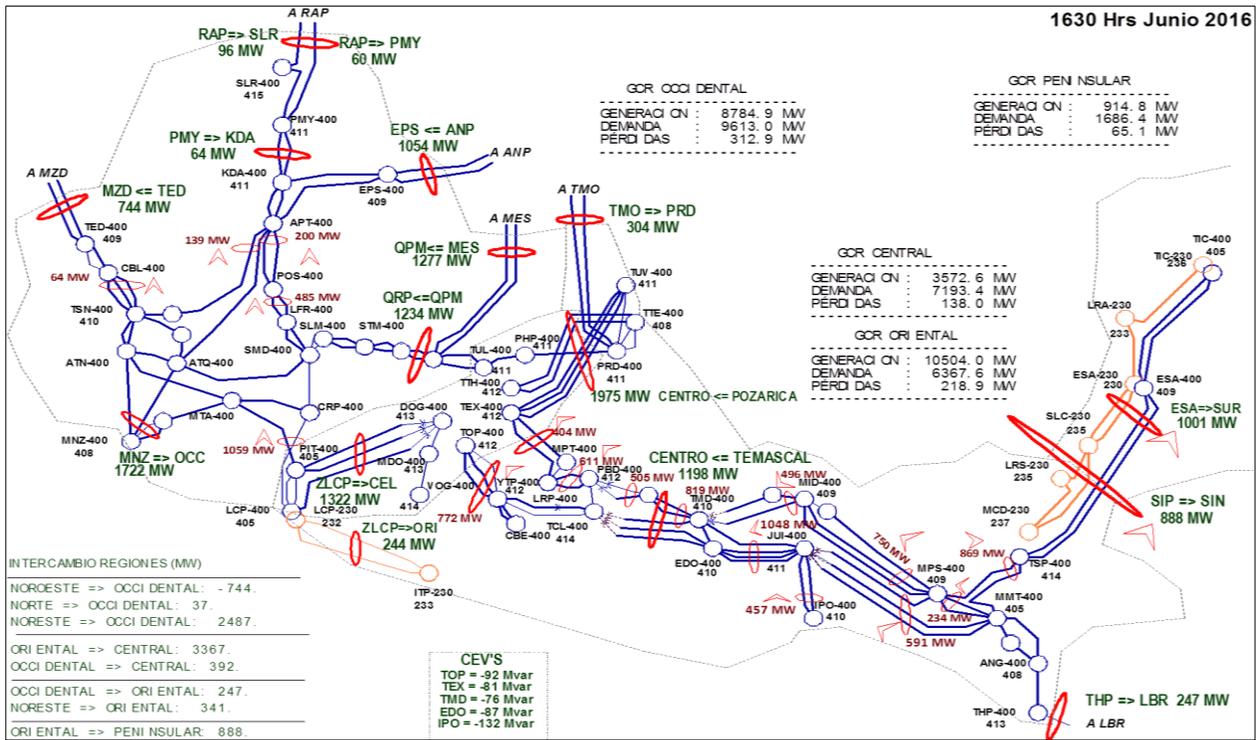


FIGURA 7.6 CONDICIONES OPERATIVAS 2019.

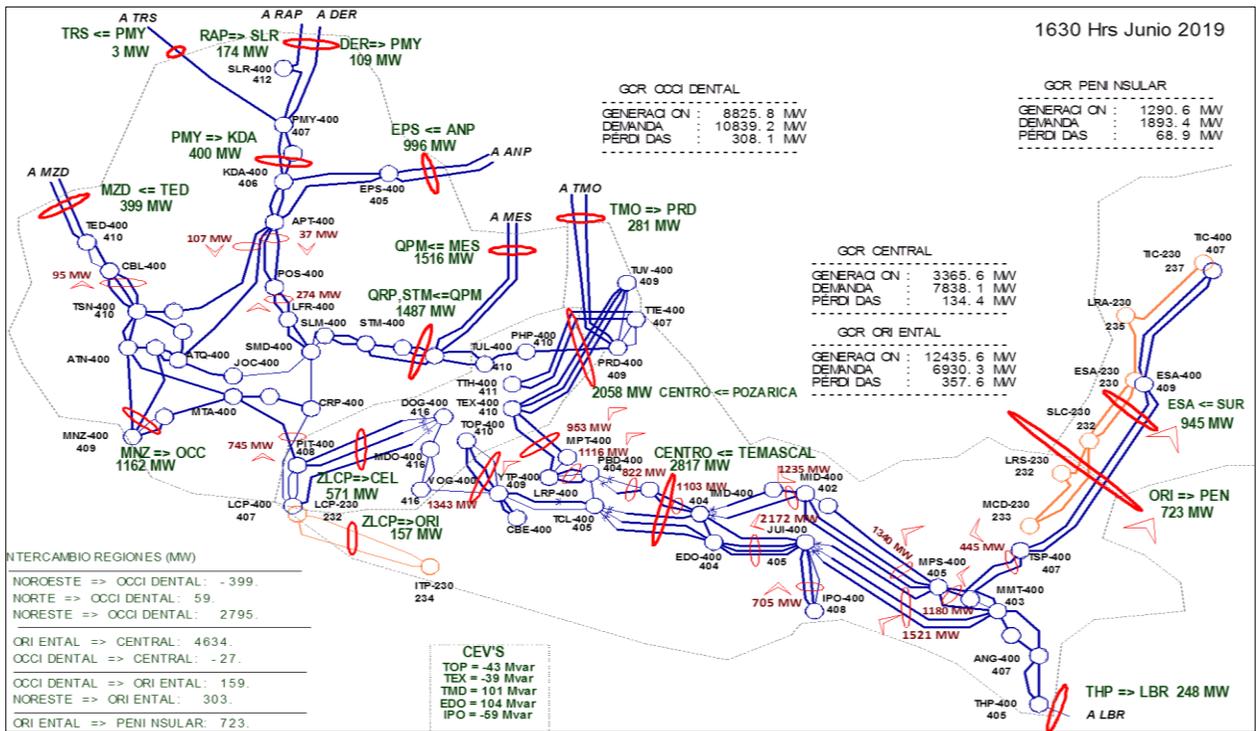


FIGURA 7.7 CONDICIONES OPERATIVAS 2021.

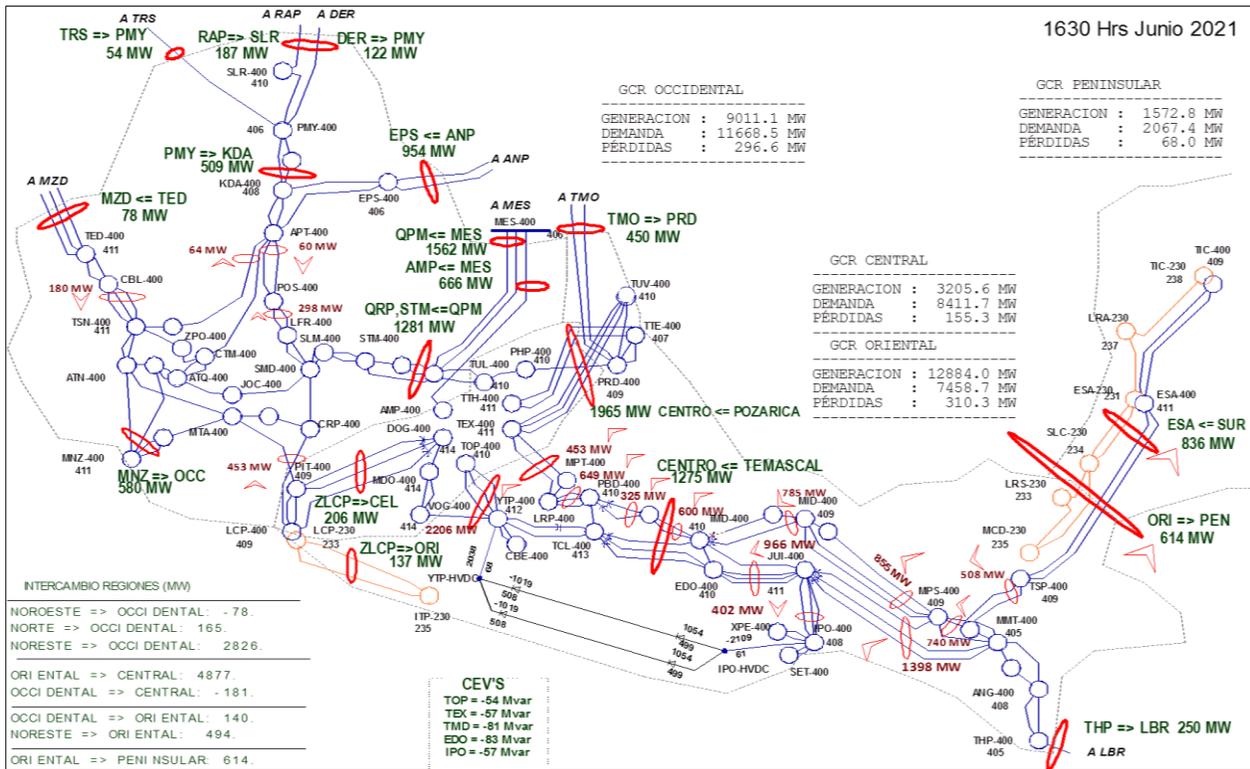
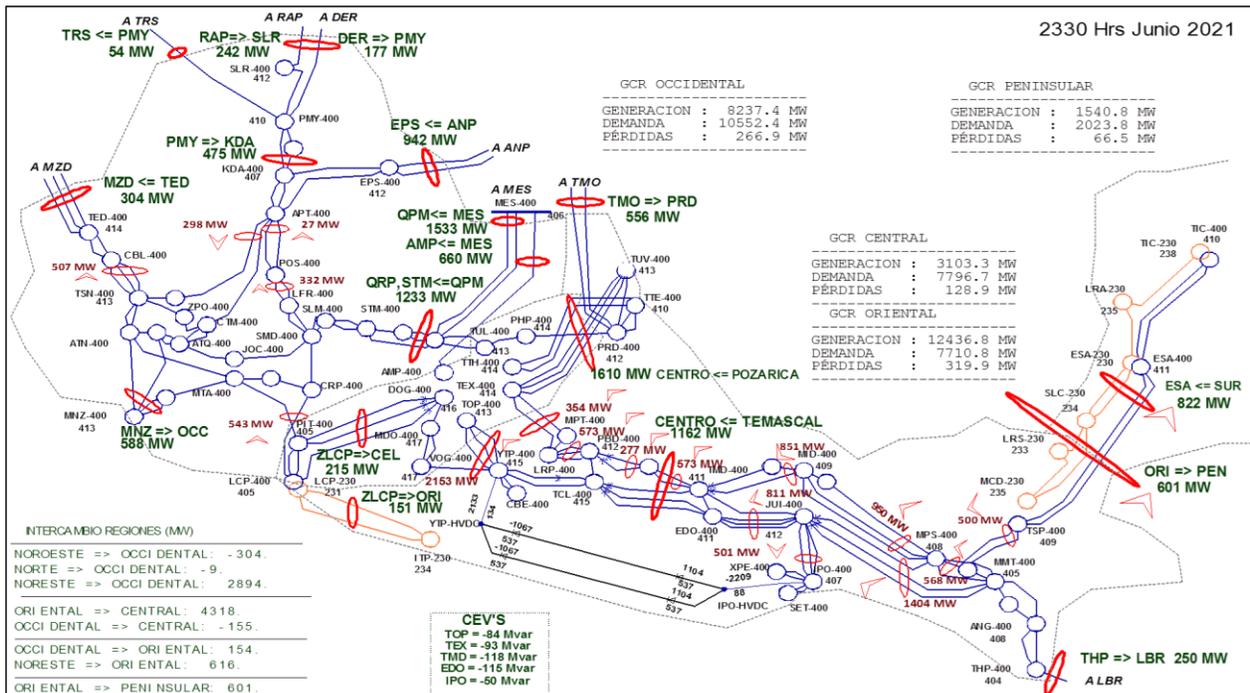


FIGURA 7.8 CONDICIONES OPERATIVAS 2021 23:30 HS.



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 establecerá el manual de conexión de centros de carga, no se visualizan problemas de regulación de voltaje en la red troncal del Sistema eléctrico Nacional.

Para el Bajío y zona Monterrey, se estarán conectando bancos de capacitores para gradualmente ir mejorando los márgenes de reserva de potencia reactiva en la zona.

Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 15:00 hs de 2016, 2019 y 2021

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 la generación limpia considerada:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 50-60% para los escenarios de la ocurrencia de la demanda media coincidente del SIN.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país, en especial en la región de Tamaulipas tienen una disponibilidad entre el 22-25% para los escenarios de la ocurrencia de la demanda media coincidente del SIN.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente del país, en especial en la región del Bajío tienen una disponibilidad entre el 30-32% para los escenarios de la ocurrencia de la demanda media coincidente del SIN.
- Para las Centrales Eléctricas Solares se considera para los escenarios de demanda media coincidente una disponibilidad del 80%.
- 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 7.7 se presenta la demanda modelada (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 7.7 DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 – 2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC	BCS
2016	7,202	5,580	8,763	2,168	2,674	5,832	1,257	33,477	1,436	278
2017	7,375	5,847	9,094	2,302	2,795	6,044	1,302	34,758	1,476	294
2018	7,597	6,007	9,426	2,371	2,890	6,378	1,352	36,020	1,527	309
2019	7,865	6,215	9,768	2,437	2,967	6,583	1,408	37,243	1,582	322
2020	8,116	6,416	10,112	2,563	3,046	6,792	1,459	38,504	1,638	344
2021	8,467	6,692	10,481	2,660	3,157	7,044	1,534	40,034	1,680	388

En el cuadro 7.8 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 los enlaces internacionales del SIN.

En el cuadro 7.9 se presenta la potencia despachada en MW de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé se desplace el parque de generación de Térmica Convencional y posiblemente Carbón.

CUADRO 7.8 GENERACIÓN POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL 15:00 HS DICIEMBRE, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2021.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS	EXP/IMP	Exp a Baja
2016	3,241	7,776	6,277	2,581	2,726	9,830	900	33,331	1,436	278	-215	0
2017	3,022	8,586	6,023	2,787	3,293	9,802	1,043	34,557	1,476	294	-210	0
2018	3,428	8,703	5,719	3,600	3,142	10,237	988	35,818	1,527	309	-210	0
2019	2,579	9,246	7,648	4,141	3,682	8,994	978	37,268	1,582	322	17	0
2020	2,410	9,009	7,736	4,210	3,682	10,314	1,098	38,459	1,638	344	-53	0
2021	2,691	9,444	7,486	5,166	3,632	11,088	1,416	40,924	1,145	157	116	766

¹ Entre 2016-2020 incluye importación del WECC

CUADRO 7.9 GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016 – 2021.

Año	BIO	CC GAS	CC DIESEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CARBON	NUCLEAR	TG	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2016	31	17,872	0	27	1,785	1,637	680	276	2,802	3,795	810	548	50	2,470	550	33,331
2017	31	19,207	0	27	2,171	1,931	1,280	276	3,068	3,365	810	422	50	1,370	550	34,557
2018	31	21,267	0	27	2,141	2,250	1,577	301	3,035	2,220	810	390	10	1,210	550	35,818
2019	31	22,951	0	27	3,405	3,490	1,577	328	1,541	1,690	810	329	10	530	550	37,268
2020	31	24,426	0	27	3,442	3,823	1,577	328	1,734	1,135	810	328	10	240	550	38,459
2021 ¹	31	25,929	0	27	4,024	4,399	2,861	685	1,509	1,130	810	203	10	60	550	42,226

¹ Incluye generación de Baja California y Baja California Sur

Operación de la Transmisión y Transformación en demanda media de invierno de las 15:00 hs

En el escenario de demanda media de invierno debido a los costos de combustible de gas natural 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 Tepic Dos-Mazatlán Dos, Champayán-Güémez y Primero de Mayo-Cañada. Por las bajas demandas del norte y con la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado, Cogeneración eficiente y los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte se incrementará la transmisión NORTE ⇒ SUR.

Las figuras 7.9, 7.10 y 7.11 se presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2016, 2019 y 2021 para las Gerencias de Control Regional

Noroeste, Norte y Noreste. Resaltando en 2021 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, con márgenes suficientes para preservar la confiabilidad y seguridad operativa.

Con la entrada de las cuatro Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en la Gerencia de Control Regional Noroeste en 2017-2019, se incrementará la transmisión por las compuertas de flujo Los Mochis-Culiacán-Mazatlán-Tepic. En 2019 la compuerta Los Mochis-Culiacán alcanzaría del orden de 1600 MW, cercana a su límite de 1,750 MW; la de Chihuahua hacia La Laguna y Río Escondido sería del orden de 500 MW, cercana a su límite de 560 MW.

Para el 2021, ante exportación de energía a los sistemas eléctricos de Baja California, el flujo por la compuerta de Los Mochis – Culiacán se reduciría al orden de 1200 MW y de Chihuahua a La Laguna y Río Escondido al orden de 300 MW.

FIGURA 7.9 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

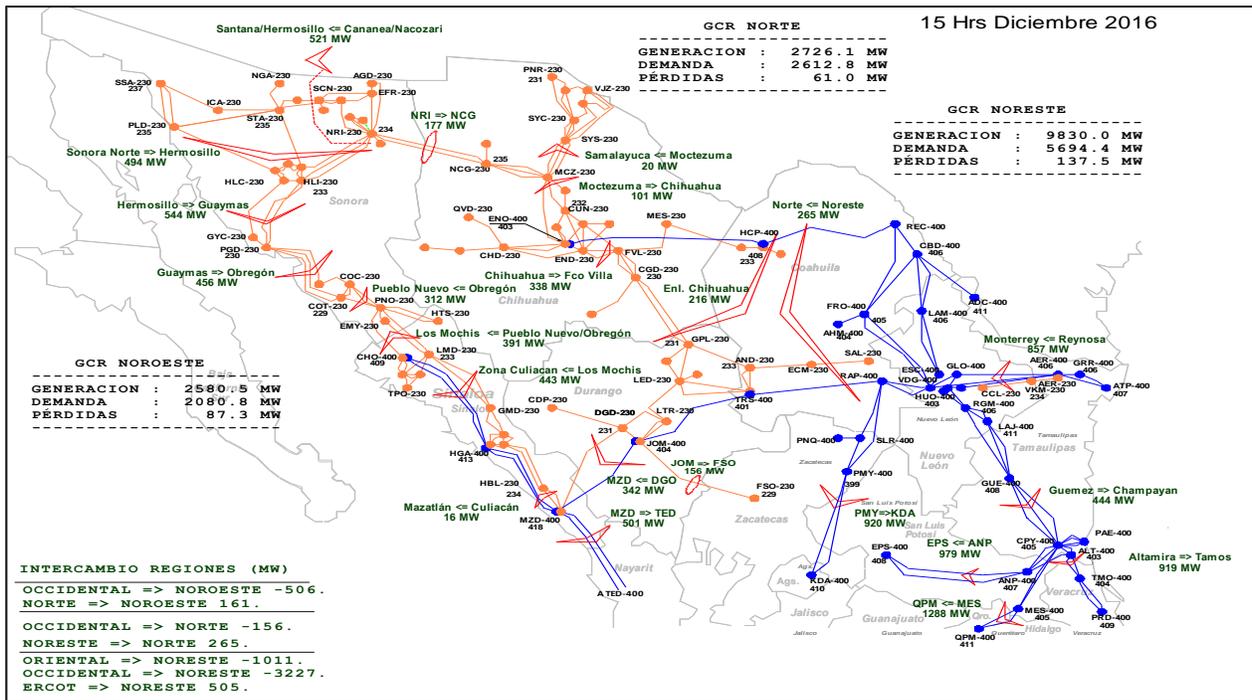


FIGURA 7.10 CONDICIONES OPERATIVAS 2019.

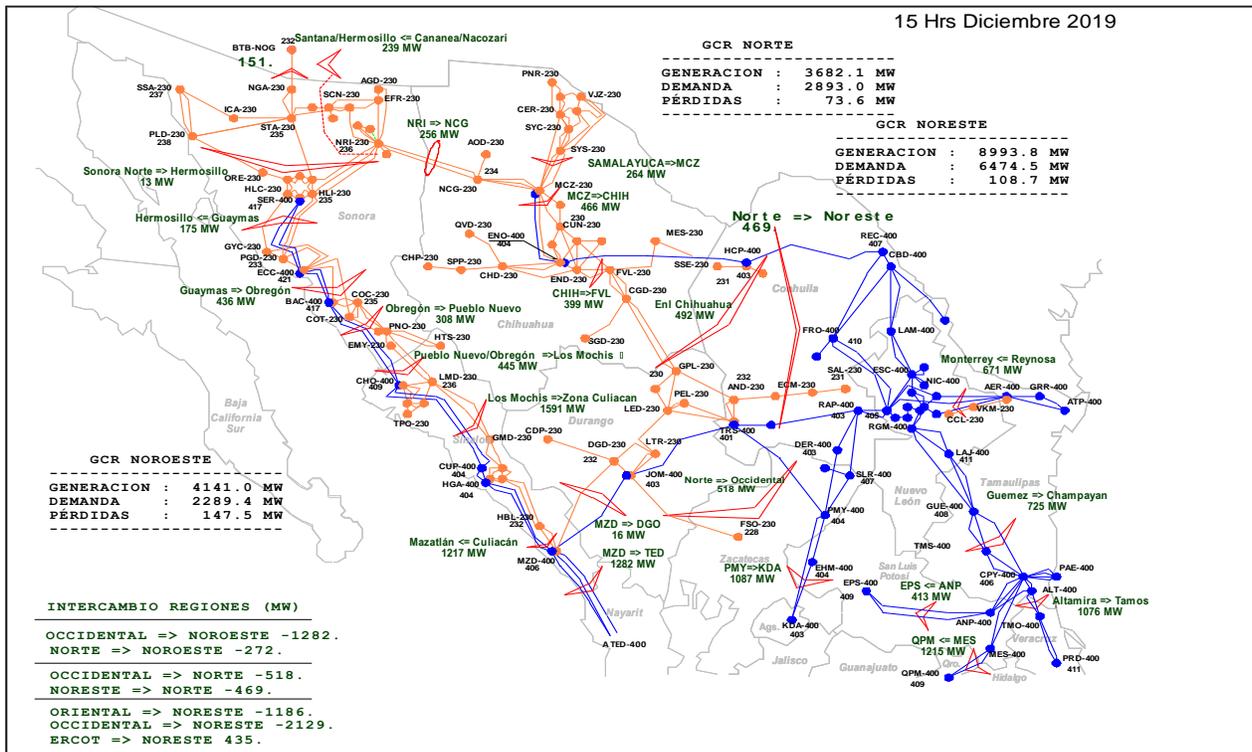
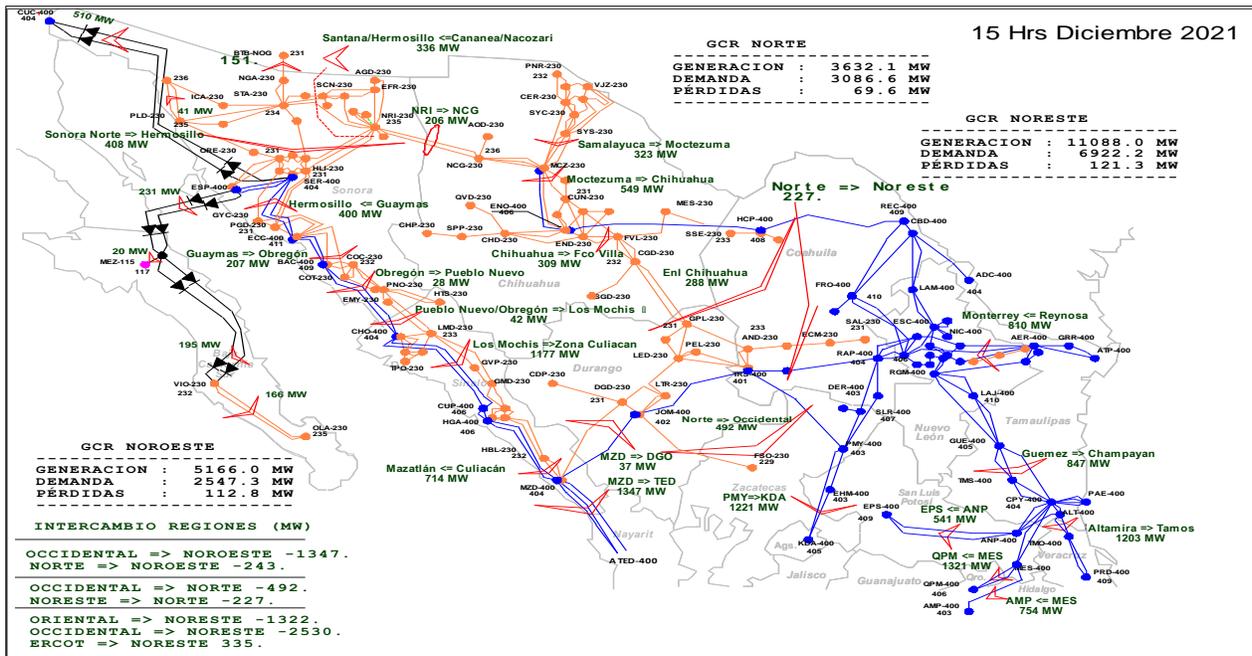


FIGURA 7.11 CONDICIONES OPERATIVAS 2021, INTERCONEXIÓN SIN – BC EN CORRIENTE DIRECTA.



Las figuras 7.12, 7.13 y 7.14 muestran los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2016, 2019 y 2020 en las redes eléctricas de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

En los escenarios de invierno, no se observan problemas de congestión de red en las principales compuertas de Sur del SIN entre 2016-2021.

FIGURA 7.12 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

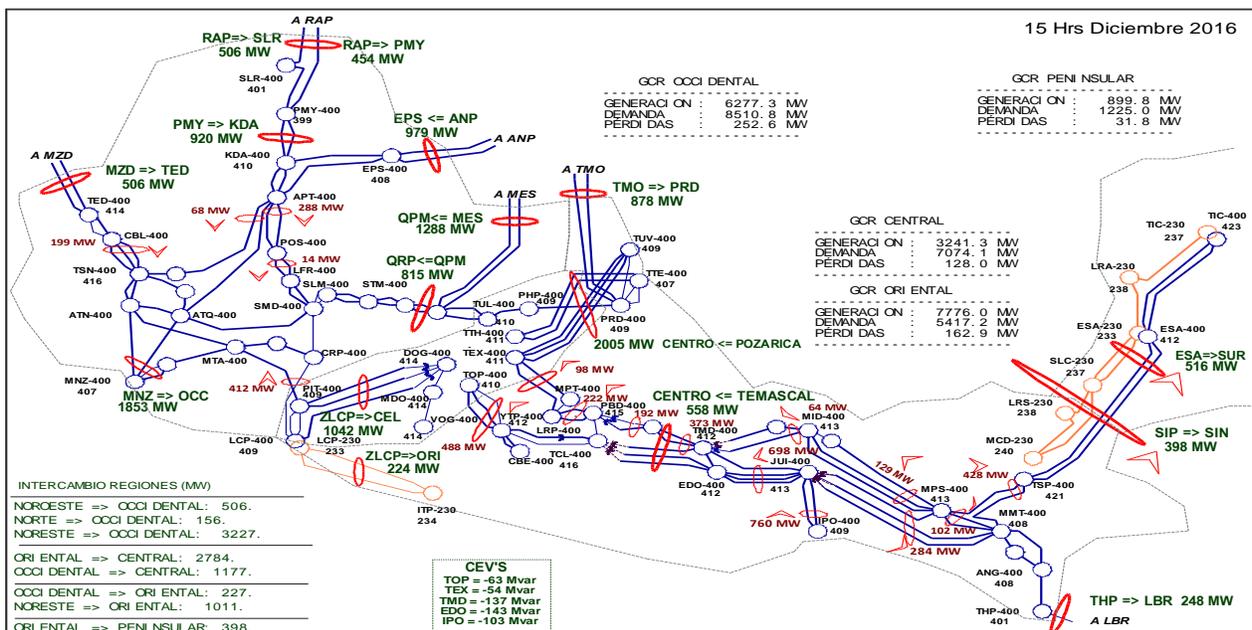


FIGURA 7.13 CONDICIONES OPERATIVAS 2019.

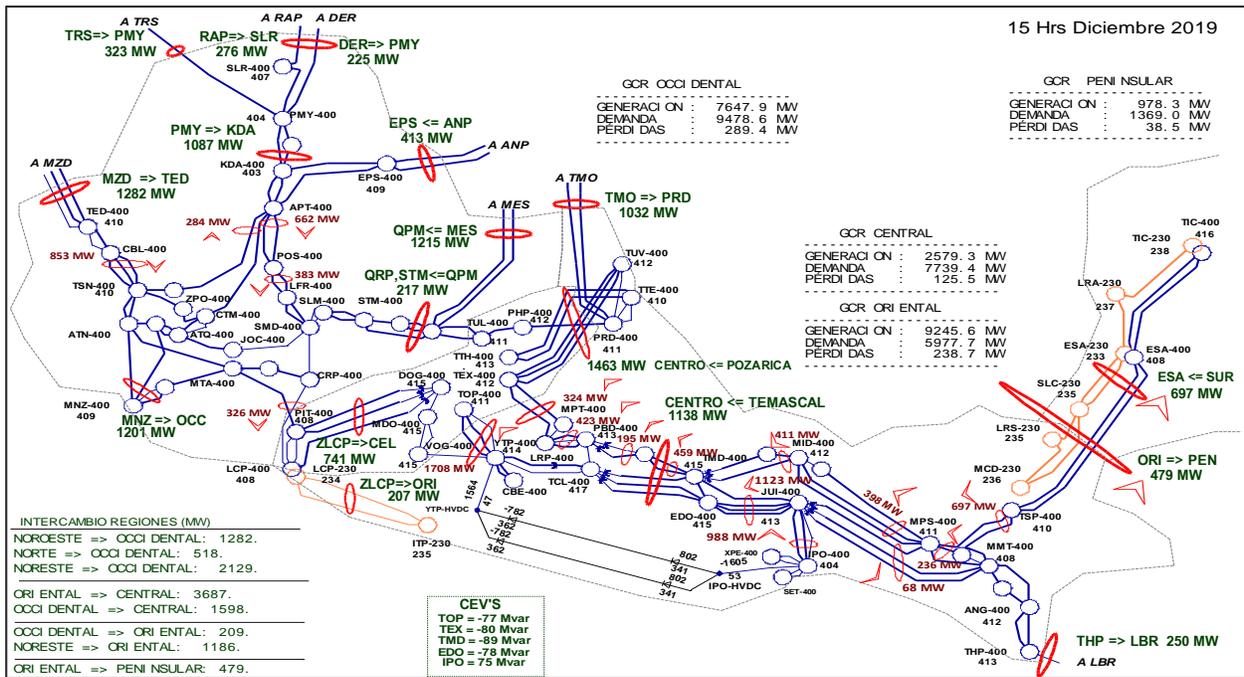
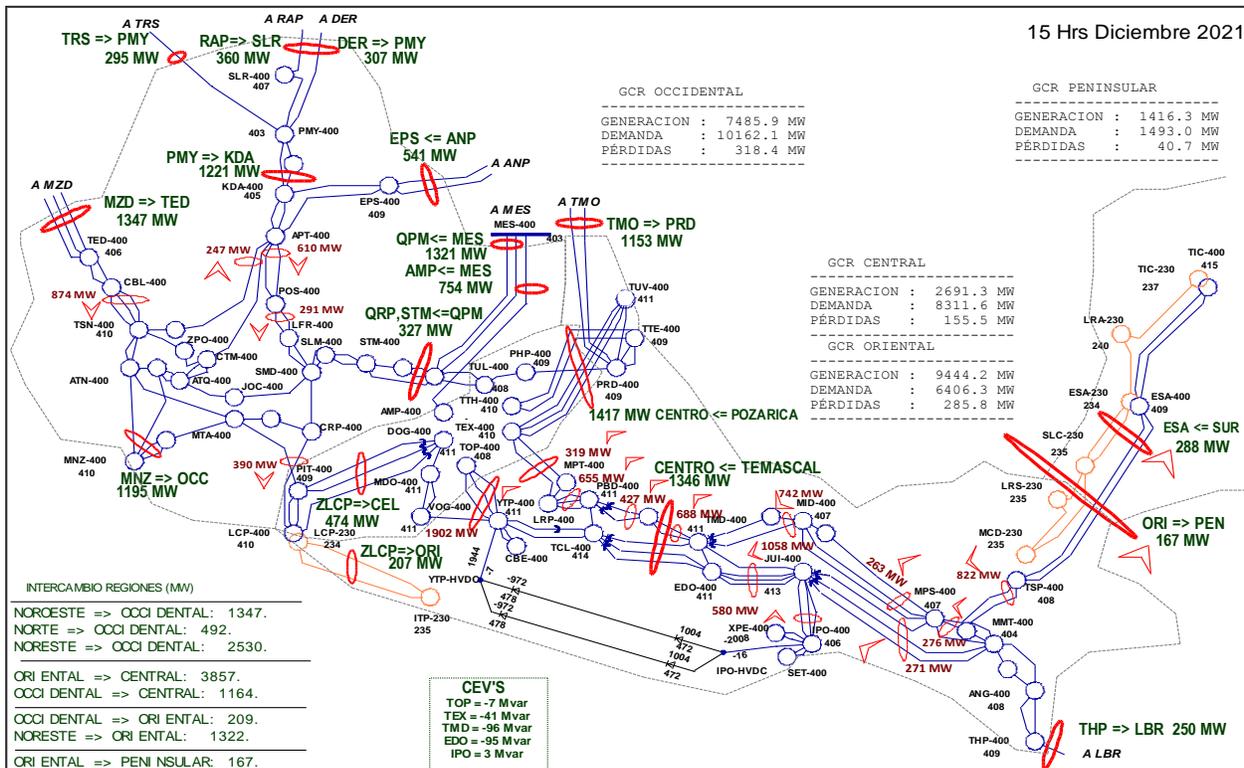


FIGURA 7.14 CONDICIONES OPERATIVAS 2021.



Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 15:00 hs

En la región Hermosillo - Guaymas- Obregón se presentan problemáticas de alto voltaje, debido a que la red de transmisión opera por debajo de la potencia natural de las líneas de 400 kV. En la alternativa de interconexión del sistema de Baja California Norte con tecnología de corriente directa, el problema disminuye sensiblemente. Se considera compensación de potencia reactiva inductiva en esa región.

Límites de transmisión 2016 y 2021

En la figura 7.15, se presentan los límites de transmisión para 2016 y 2021 respectivamente, en aquellas compuertas de flujo de potencia que tienen un incremento significativo en obras de transmisión e influencia por la incorporación de Centrales Eléctricas en el periodo 2016-2021.

La entrada de las redes asociadas a los proyectos de Centrales Eléctricas en el Norte, Noroeste y Sureste del país, incrementarán la capacidad de transmisión en las siguientes compuertas de flujo:

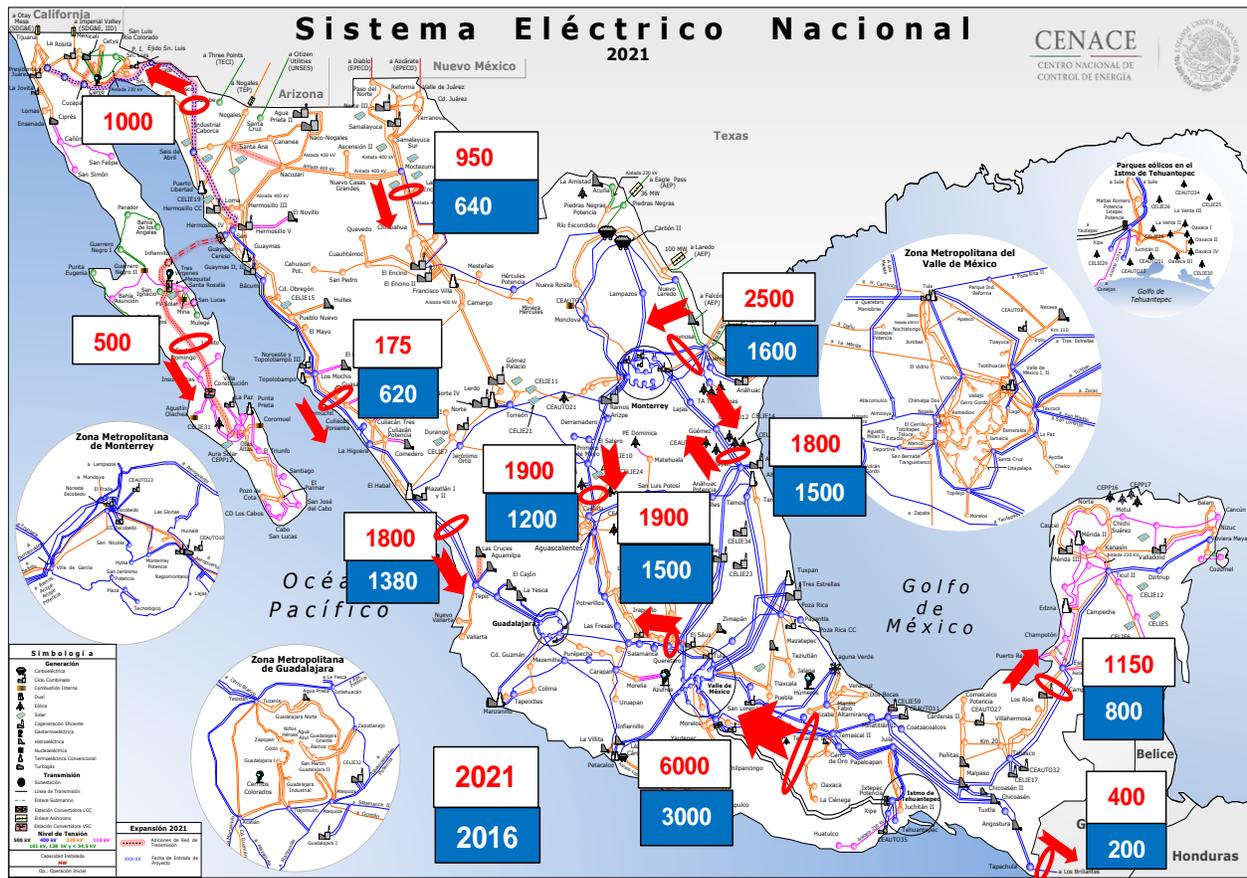
- Oriental–Peninsular

- Champayán–Güémez
- Los Mochis–Culiacán
- Mazatlán–Tepic
- Moctezuma–Chihuahua
- Reynosa–Monterrey
- Saltillo/La Laguna–Aguascalientes
- Temascal–Centro
- Interconexión SIN–Baja California Norte
- Interconexión SIN–Baja California Sur
- Interconexión México–Guatemala.

El incremento en la capacidad de transmisión se traduce en la eliminación de congestiones en la red, en beneficio del mercado eléctrico mayorista y de la confiabilidad del SIN.

En el siguiente reporte de planeación se estará dando seguimiento a los proyectos de la CFE y otros proyectos de Centrales Eléctricas en el marco de la Ley de Industria Eléctrica, evaluando sus redes asociadas.

FIGURA 7.15 LÍMITES DE TRANSMISIÓN 2016 – 2021.

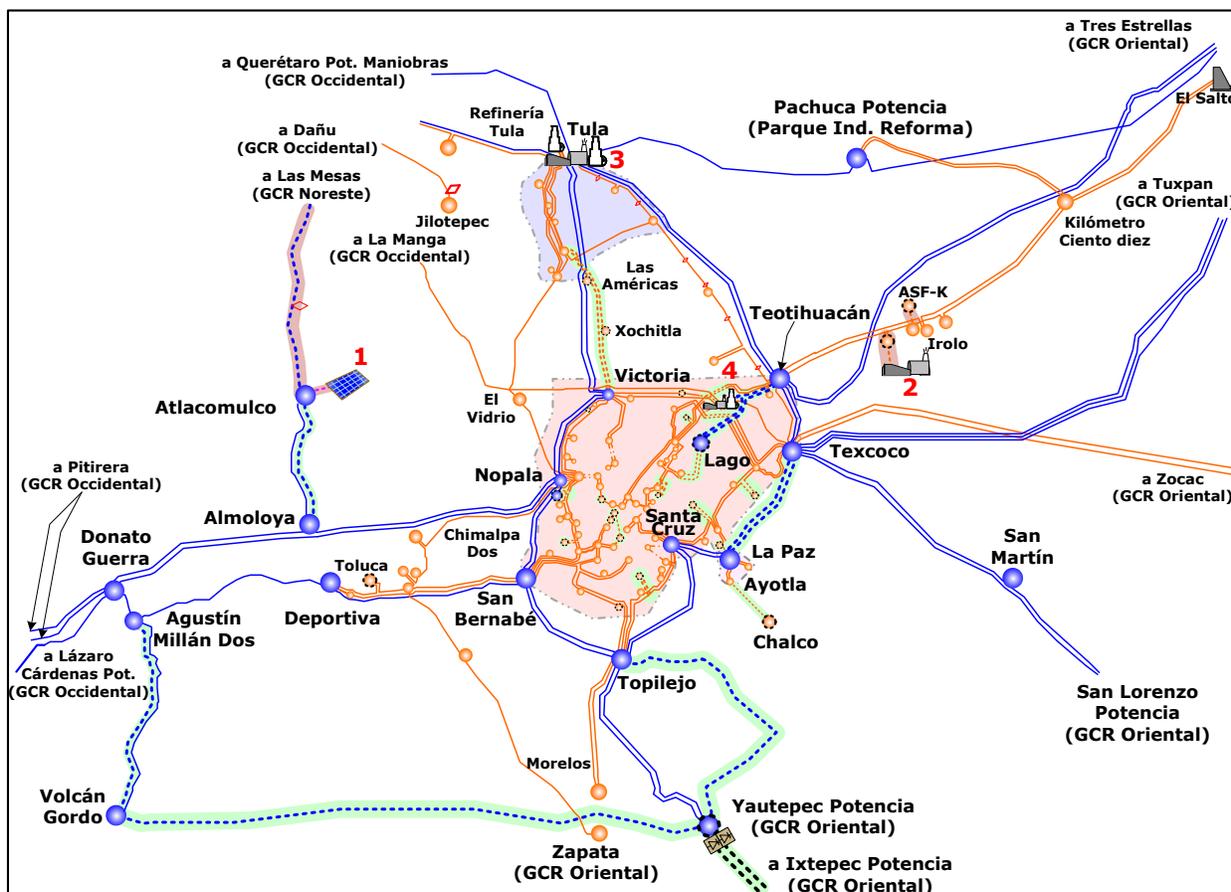


AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL PRODESEN (CENACE)

En general, a partir de 2021 los proyectos de Centrales Eléctricas para todas las Gerencias de Control Regional son resultado de la optimización, es decir no hay solicitudes ni red asociada. En la figura 8.1 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y

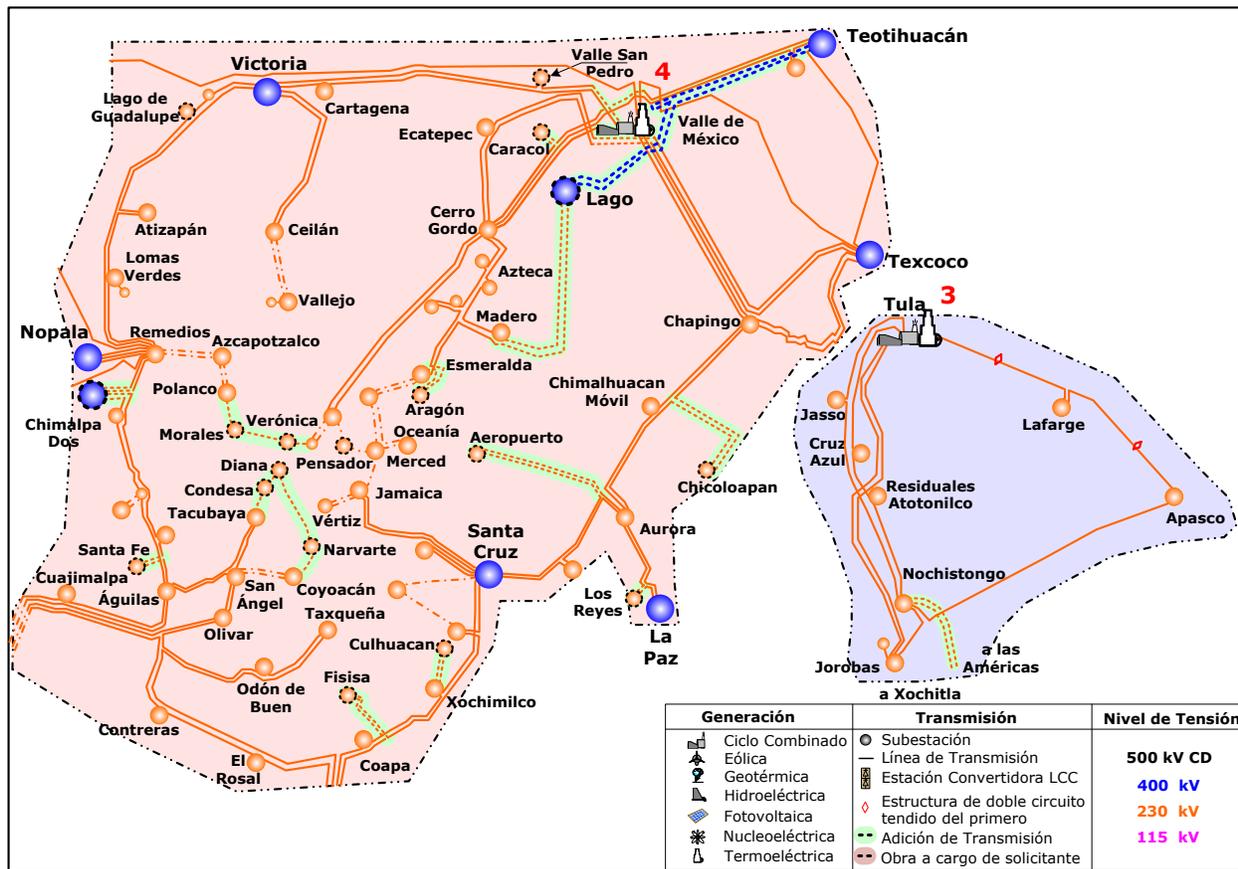
proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control Regional Central. En los cuadros 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.1 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016 - 2022.



... Continuación

FIGURA 8.1 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016 - 2022.



CUADRO 8.1 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica AUTO 5	FV	AUTO	20.0	ene-16
2	Central Eléctrica AUTO 8	CC	AUTO	94.3	feb-16
3	RM Tula 1/	CC	CFE	564.7	sep-17
4	Valle de México II	CC	CFE	633.0	dic-17
Total				1,312.0	

CC	Central de Ciclo Combinado	AUTO	Proyecto de Autoabastecimiento
FV	Central Fotovoltaica	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
1/	Capacidad de la Central después de la repotenciación	LIE	Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica

CUADRO 8.2 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Ayotla - Chalco /3	230	2	9.9	abr-16
Chimalpa II entronque Nopala - San Bernabé	400	2	3.2	oct-16
Chimalpa II entronque Remedios - Águilas	230	4	17.2	oct-16
Texcoco - La Paz /5	400	2	52.1	dic-16
Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16
Atlacomulco Potencia - Almoloya /1,4	400	2	28.0	abr-18
Lago entronque Madero - Esmeralda	230	2	53.8	nov-18
Teotihuacan - Lago	400	2	32.0	nov-18
Agustín Millán II - Volcán Gordo /1,4,8	400	2	44.7	oct-19
Volcán Gordo - Yautepec Potencia /1,3,8	400	2	125.0	oct-19
Yautepec Potencia - Topilejo (A3640) /1,5,8,15	400	1	75.7	oct-19
Tecomitl - Chalco	230	2	14.0	nov-23
Tecomitl entronque Yautepec - Topilejo	400	2	14.0	nov-23
Coyotepec entronque Victoria - Nochistongo	230	2	1.0	dic-23
Ixtapantongo Potencia entronque Lázaro Cárdenas - Donato Guerra	400	2	5.0	may-24
Total			542.8	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 5/ Recalibración 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción 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

CUADRO 8.3 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Chalco Banco 5	4	T	133	230/85	abr/16
Chimalpa II Banco 1	4	AT	500	400/230	oct/16
Lago Bancos 1 y 2	2	AT	660	400/230	nov/18
Tecomitl Banco 1	4	AT	500	400/230	nov/23
Coyotepec Banco 1	1	T	100	230/85	dic/23
Ixtapantongo Potencia Banco 1	4	AT	500	400/115	may/24
Total			2,393		

T. Transformador AT. Autotransformador

CUADRO 8.4 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2016-2025.

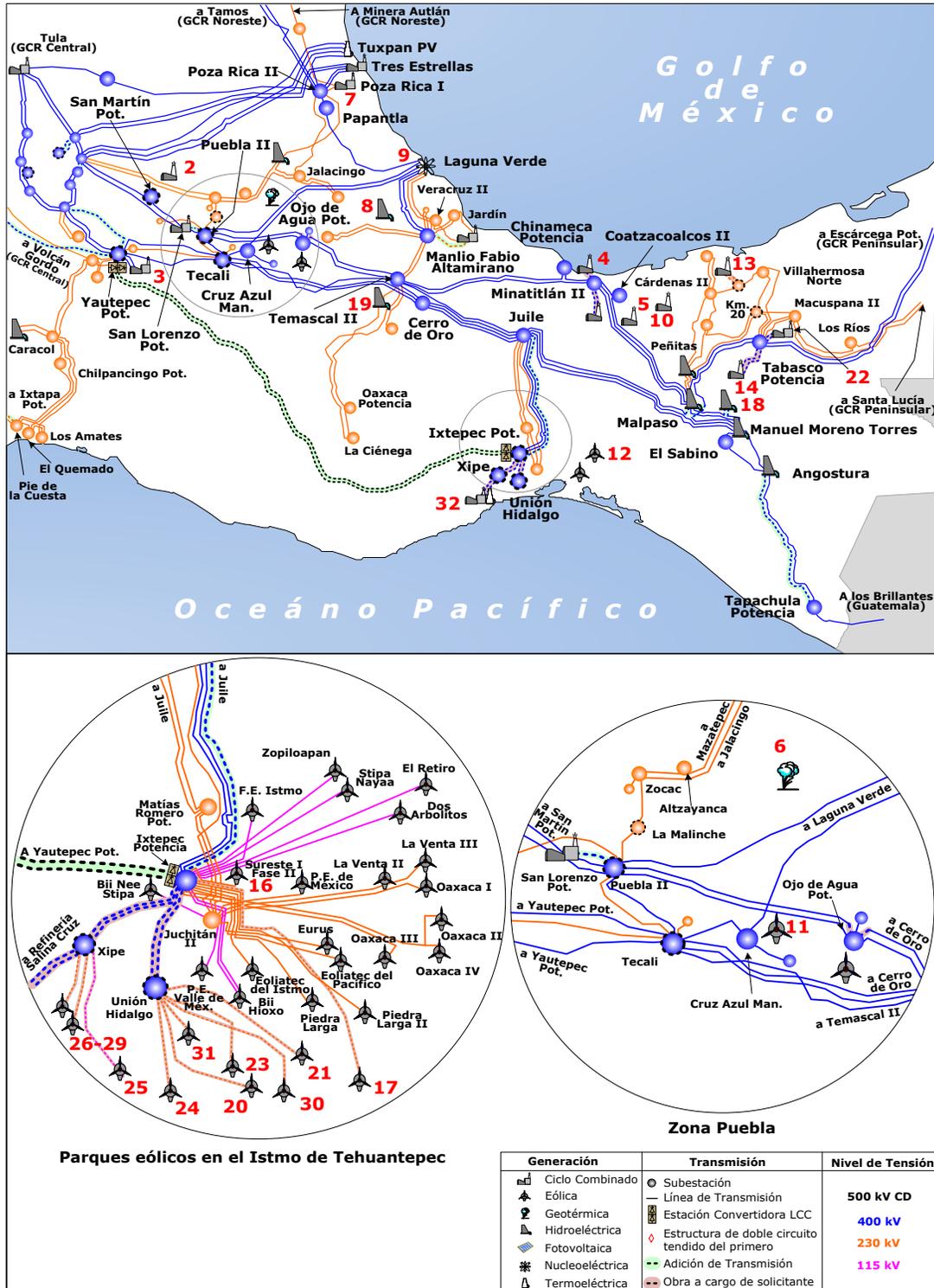
Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Donato Guerra MVar /1	Reactor	400	100.0	dic-18
Volcán Gordo MVar /1,8	Reactor	400	66.8	oct-19
Atlacomulco Potencia MVar /14	Reactor	400	100.0	jun-20
Atlacomulco Potencia MVar	Reactor	400	100.0	abr-24
Total			366.8	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción 14/ Obra con cargo al solicitante Ind. Inductivo Cap. Capacitivo

En la figura 8.2 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Oriental. En los cuadros 8.5, 8.6, 8.7 y 8.8 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.2 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2016 - 2022.



CUADRO 8.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica AUTO 2	COGEF	AUTO	13.0	ene-16
2	Central Eléctrica AUTO 4	COGEF	AUTO	41.8	ene-16
3	Centro I	CC	CFE	668.0	ene-16
4	Central Eléctrica AUTO 11	COGEF	AUTO	170.0	abr-16
5	Central Eléctrica AUTO 15	COG TG	AUTO	64.0	abr-16
6	Los Humeros III Fase A	GEO	CFE	26.6	abr-16
7	CCC Poza Rica	CC	CFE	242.5	jul-16
8	Central Eléctrica PP 18	HID	PP	29.6	jul-16
9	Laguna Verde	NUC	CFE	110.0	jul-16
10	Central Eléctrica AUTO 20	COG CC	AUTO	145.0	sep-16
11	Central Eléctrica LIE 4	EO	LIE	50.4	sep-16
12	Central Eléctrica AUTO 22	EO	AUTO	20.0	oct-16
13	Central Eléctrica AUTO 26	COG CC	AUTO	275.0	ene-17
14	Central Eléctrica LIE 17	COGEF	LIE	680.0	sep-17
15	Central Eléctrica PP 49	HID	PP	14.5	dic-17
16	Sureste I Fase I	EO	CFE	202.2	ene-18
17	Central Eléctrica AUTO 30	EO	AUTO	396.0	jun-18
18	Chicoasén II	HID	CFE	241.2	jul-18
19	RM Temascal	HID	CFE	0.0	sep-18
20	Central Eléctrica LIE 25	EO	LIE	200.0	ene-19
21	Central Eléctrica LIE 26	EO	LIE	70.0	ene-19
22	Central Eléctrica AUTO 31	CC	AUTO	800.0	mar-19
23	Central Eléctrica AUTO 32	EO	AUTO	200.0	ago-19
24	Central Eléctrica AUTO 33	EO	AUTO	110.0	ago-19
25	Central Eléctrica LIE 28	EO	LIE	150.0	sep-19
26	Sureste II	EO	CFE	285.3	sep-19
27	Sureste III	EO	CFE	300.3	sep-19
28	Sureste IV	EO	PIE	300.3	sep-19
29	Sureste V	EO	PIE	300.3	sep-19
30	Central Eléctrica LIE 29	EO	LIE	100.0	nov-19
31	Central Eléctrica LIE 30	EO	LIE	300.0	nov-19
32	Central Eléctrica AUTO 34	CC	AUTO	515.0	ene-20
Total				7,021.0	

CC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
FV Central Fotovoltaica
COGEF Cogenerador Eficiente
GEO Central Geotérmica
H Hidroeléctrica
COGTG Cogenerador Turbogás
NUC Nuclear
COGCC Cogenerador Ciclo Combinado

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica
PP Pequeño Productor de Energía

CUADRO 8.6 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
La Malinche entronque Puebla II - Zocac	230	2	4.8	ene-16
Manuel Moreno Torres - Tabasco Potencia	400	2	2.0	jun-16
Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia /4,7	400	2	207.7	dic-16
Angostura - Tapachula Potencia /1,4,8	400	2	193.5	oct-17
Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso II	400	2	8.0	nov-17
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas /1,3,8	230	2	17.5	may-18
Puebla II - San Lorenzo Potencia /1,3,8	400	2	13.0	abr-19
Ixtepec Potencia - Juile /1,3,8	400	2	136.0	oct-19
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia /1,6,8	±500	Bipolo	1,200.0	oct-19
Xipe - Ixtepec Potencia /14	400	2	50.4	oct-19
Unión Hidalgo - Ixtepec Potencia /14	400	2	50.0	oct-19
Tagolaba - Juchitán II /4	230	2	44.0	abr-23
La Ciénega - Xipe /3,7	400	2	190.0	abr-23
Barra Vieja entronque La Parota - Los Amates	230	2	68.0	oct-23
Tabasco Potencia - Escárcega Potencia /3	400	2	298.0	mar-24
Malpaso II - Tabasco Potencia /3	400	2	107.0	mar-24
Tehuacán Potencia entronque Temascal II - Tecali	400	2	36.0	jul-24
Poza Rica II - Tamós /3	400	2	198.0	abr-25
Atlixco Potencia entronque Tecali - Yautepec Potencia	400	2	2.0	jul-25
Total			2,825.9	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 6/ Corriente Directa 7/ Operación inicial en 230 kV 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción 14/ Obra con cargo al solicitante

CUADRO 8.7 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
La Malinche Banco 1	4	AT	300	230/115	ene/16
Kilómetro 20 Banco 2	3	AT	225	230/115	abr/16
Puebla II Banco 4	4	AT	300	400/230	jul/16
Tecali Banco 3	3	AT	225	400/230	jul/16
Dos Bocas Banco 7 /1,8	4	AT	300	230/115	may/18
Ixtepec Potencia Estación Convertidora /1,8	1	EC	3,600	±500/400	oct/19
Yautepec Potencia Estación Convertidora /1,8	1	EC	3,600	±500/400	oct/19
Xipe Bancos 1, 2 y 3 /14	10	AT	1,250	400/230	oct/19
Xipe Banco 4 /14	4	T	300	400/115	oct/19
Unión Hidalgo Bancos 1, 2 y 3 /14	10	AT	1,100	400/230	oct/19
Los Ríos Banco 2	3	AT	100	230/115	feb/23
Tagolaba Bancos 1 y 2	7	AT	233	230/115	abr/23
Barra Vieja Banco 1	4	AT	300	230/115	oct/23
Tehuacán Potencia Banco 1	1	T	500	400/115	jul/24
Ixtapa Potencia Banco 2	3	AT	100	230/115	sep/24
Atlixco Potencia Banco 1	4	T	500	400/115	jul/25
Huatulco Potencia Banco 1	4	AT	300	230/115	dic/25
Total			13,233		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción 14/ Obra con cargo al solicitante

T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.8 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2016-2025.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAR	Fecha de entrada
Malpaso II MVAR	Reactor	400	100.0	jun-16
Tapachula Potencia MVAR /1,8	Reactor	400	100.0	oct-17
Izúcar de Matamoros MVAR /1	Capacitor	115	12.5	abr-19
Alvarado II MVAR /1	Capacitor	115	7.5	abr-19
San Andrés II MVAR /1	Capacitor	115	7.5	abr-19
Puebla II MVAR /1,21	Capacitor	400	532.2	abr-19
Temascal II MVAR /1,21	Capacitor	400	885.6	abr-19
Juile MVAR /1,21	Capacitor	400	754.1	abr-19
Xipe MVAR /14	Reactor	400	100.0	oct-19
Unión Hidalgo MVAR /14	Reactor	400	100.0	oct-19
Tuxpan II MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-23
Tihuatlán II MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-23
Ixhuatlán MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-23
La Ciénega MVAR	Reactor	230	28.0	abr-23
Total			2,672.4	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
14/ Obra con cargo al solicitante 21/ Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente por equipo con capacidad a 1350 MVA
Ind. Inductivo Cap. Capacitivo

En la figura 8.3 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Occidental. En los cuadros 8.9, 8.10, 8.11 y 8.12 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.3 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2016 -2022.



CUADRO 8.9 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PP 3	HID	PP	6.0	ene-16
2	Central Eléctrica PP 4	HID	PP	8.0	ene-16
3	Central Eléctrica LIE 1	CI	LIE	2.7	ene-16
4	Central Eléctrica AUTO 16	HID	AUTO	24.0	jun-16
5	Central Eléctrica AUTO 17	COGEF	AUTO	2.7	jun-16
6	Central Eléctrica PP 13	FV	PP	14.4	jun-16
7	Central Eléctrica PP 14	FV	PP	14.4	jun-16
8	Central Eléctrica PP 15	FV	PP	30.0	jun-16
9	Central Eléctrica AUTO 18	EO	AUTO	70.0	jun-16
10	Central Eléctrica PP 24	EO	PP	30.0	ago-16
11	Central Eléctrica PP 27	FV	PP	30.0	nov-16
12	Central Eléctrica LIE 10	FV	LIE	100.0	dic-16
13	Central Eléctrica AUTO 24	EO	AUTO	129.0	dic-16
14	Central Eléctrica PP 37	FV	PP	30.0	dic-16
15	Central Eléctrica PP 38	FV	PP	30.0	dic-16
16	Central Eléctrica AUTO 25	EO	AUTO	180.0	dic-16
17	Central Eléctrica PP 41	FV	PP	30.0	feb-17
18	Central Eléctrica PP 42	FV	PP	30.0	feb-17
19	Central Eléctrica PP 43	FV	PP	30.0	feb-17
20	Central Eléctrica PP 44	FV	PP	30.0	feb-17
21	Central Eléctrica LIE 13	FV	LIE	100.0	jun-17
22	Central Eléctrica AUTO 27	EO	AUTO	71.0	ago-17
23	Central Eléctrica LIE 16	EO	LIE	100.0	ago-17
24	Central Eléctrica PP 48	FV	PP	30.0	sep-17
25	Central Eléctrica AUTO 29	EO	AUTO	70.0	dic-17
26	Central Eléctrica LIE 18	EO	LIE	70.0	dic-17
27	Central Eléctrica LIE 20	FV	LIE	100.0	ene-18
28	Los Azufres III Fase 2	GEO	CFE	26.6	jun-18
29	Central Eléctrica LIE 24	EO	LIE	200.0	dic-18
30	CCC Guadalajara I	CC	CFE	859.9	abr-19
31	San Luis Potosí I	CC	CFE	812.3	abr-19
32	Central Eléctrica LIE 27	EO	LIE	200.0	ago-19
33	CG Cerritos Colorados Fase I	GEO	CFE	26.6	nov-19
34	Central Eléctrica LIE 32	CC	LIE	874.5	dic-19
35	Salamanca	CC	CFE	717.2	abr-20
Total				5,079.2	

CC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
FV Central Fotovoltaica
COGEF Cogenerador Eficiente
HID Hidroeléctrica
CI Combustión Interna
GEO Central Geotérmica

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica
PP Pequeño Productor de Energía

CUADRO 8.10 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Purépecha entronque Carapan - Mazamitla	400	2	1.0	sep-16
Querétaro Potencia Maniobras - Santa María /3	400	2	27.0	ene-17
Tlajomulco entronque Acatlán - Atequiza	400	2	1.6	mar-17
Tlajomulco entronque Colón - Guadalajara II	230	2	1.6	mar-17
Tlajomulco entronque Guadalajara Industrial - Guadalajara II	230	2	1.8	mar-17
Cerro Blanco - Tepic II (A3630) /1,5,17,19	400	2	46.5	abr-18
Jocotepec entronque Atequiza - Salamanca II	400	2	50.0	oct-18
Tlajomulco entronque Atequiza - Manzanillo	400	2	30.0	oct-18
Guzmán Potencia entronque Colima II - Ciudad Guzmán	230	2	20.0	oct-23
Guzmán Potencia entronque Tapeixtles - Mazamitla	400	2	2.0	oct-23
Total			181.5	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 5/ Recalibración
 17/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1350 MVA
 19/ Reemplazo del circuito de calibre 900 ACSR por conductor de alta temperatura para incremento en capacidad a 1350 MVA

CUADRO 8.11 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Purépecha Banco 1	4	T	500	400/115	sep/16
Tlajomulco Banco 1	4	AT	500	400/230	mar/17
Silao Potencia Banco 3	3	AT	100	230/115	abr/18
Querétaro I Banco 1 (Sustitución) /1	3	AT	225	230/115	abr/18
Villa de Reyes Banco 2	4	AT	300	230/115	oct/18
Guadalajara Industrial Banco 2 /1	4	AT	300	230/69	abr/19
Irapuato II Banco 3 (Traslado) /1	4	AT	133	230/115	abr/19
Potreros Banco 4 /1	4	T	500	400/115	abr/20
León III Banco 3 (Traslado) /1	3	AT	100	230/115	dic/20
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375	400/230	abr/23
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225	230/115	abr/23
Guzmán Potencia Banco 1	3	AT	500	400/230	oct/23
Aguascalientes Potencia Banco 4	3	T	375	400/115	feb/24
Colomo Banco 2	3	AT	100	230/115	sep/25
Total			4,233		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
 T. Transformador AT. Autotransformador

CUADRO 8.12 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2016-2025.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Vallarta III MVar	Capacitor	115	15.0	ene-16
Nuevo Vallarta MVar	CEV	230	50/150 Ind./Cap.	ene-16
San Agustín MVar	Capacitor	69	18.0	mar-16
Miravalle MVar	Capacitor	69	18.0	mar-16
Castillo MVar	Capacitor	69	24.3	mar-16
Mojonera MVar	Capacitor	69	10.0	mar-16
Penal MVar	Capacitor	69	12.2	mar-16
Aeroespacial MVar	Capacitor	115	15.0	mar-16
Salamanca II MVar (Traslado)	Reactor	400	50.0	jun-17
Salamanca II MVar	Reactor	400	50.0	jun-17
León III MVar	Capacitor	115	45.0	abr-18
León IV MVar	Capacitor	115	45.0	abr-18
Guanajuato MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
Santa Fe II MVar /1,8	Capacitor	115	30.0	abr-18
Buenavista MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
Dolores Hidalgo MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Fragua MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Griega MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
Querétaro Oriente MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
San Luis Industrias MVar	Capacitor	115	22.5	oct-18
La Pila MVar	Capacitor	115	30.0	oct-18
Tlajomulco MVar (Traslado)	Reactor	400	50.0	oct-18
Fresnillo Potencia MVar /1,8	Capacitor	115	30.0	abr-20
El Sauz MVar	Capacitor	115	30.0	mar-22
Lagos MVar	Capacitor	115	15.0	mar-22
Tarímbaro MVar	Capacitor	115	30.0	mar-22
Fresno MVar	Capacitor	69	24.3	abr-23
México MVar	Capacitor	69	24.3	abr-23
El Mirador MVar	Capacitor	115	7.5	oct-23
Tarandacua MVar	Capacitor	115	7.5	dic-23
Autlán MVar	Capacitor	115	7.5	jul-24
San Juan de Los Lagos II MVar	Capacitor	115	30.0	sep-24
Morelia Potencia MVar	Capacitor	115	30.0	sep-24
Guanajuato Sur MVar	Capacitor	115	15.0	mar-25
Total			1,021.1	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción Ind. Inductivo Cap. Capacitivo CEV. Compensador Estático de VAR

En la figura 8.4 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Noroeste. En los cuadros 8.13, 8.14, 8.15 y 8.16 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.4 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2016 - 2022.



CUADRO 8.13 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PP 2	TG	PP	30.0	ene-16
2	Central Eléctrica PP 5	FV	PP	30.0	ene-16
3	Central Eléctrica PP 6	TG	PP	30.0	ene-16
4	Central Eléctrica PP 7	FV	PP	29.1	mar-16
5	Central Eléctrica AUTO 9	COG CC	AUTO	30.0	mar-16
6	Agua Prieta II	CC	CFE	405.0	abr-16
7	Termosolar Agua Prieta II	TS	CFE	14.0	abr-16
8	Central Eléctrica PP 19	FV	PP	20.0	ago-16
9	Central Eléctrica PP 20	FV	PP	30.0	ago-16
10	Central Eléctrica PP 21	FV	PP	30.0	ago-16
11	Central Eléctrica PP 22	FV	PP	26.7	ago-16
12	Central Eléctrica PP 23	FV	PP	30.0	ago-16
13	Central Eléctrica LIE 8	FV	LIE	30.0	dic-16
14	Central Eléctrica PP 34	FV	PP	30.0	dic-16
15	Central Eléctrica PP 35	FV	PP	30.0	dic-16
16	Central Eléctrica PP 36	FV	PP	30.0	dic-16
17	Central Eléctrica PP 40	FV	PP	30.0	dic-16
18	Central Eléctrica PP 46	FV	PP	30.0	jun-17
19	Central Eléctrica PP 47	CC	PP	29.9	jun-17
20	Central Eléctrica LIE 15	FV	LIE	112.0	ago-17
21	Empalme I Guaymas	CC	CFE	792.4	nov-17
22	Central Eléctrica LIE 19	FV	LIE	125.0	ene-18
23	Empalme II Guaymas	CC	CFE	814.0	abr-18
24	Topolobampo III	CC	CFE	684.4	mar-19
25	Noroeste (Topolobampo II)	CC	CFE	800.4	sep-19
26	Mazatlán	CC	CFE	796.3	abr-20
Total				5,039.3	
CC	Central de Ciclo Combinado	AUTO	Proyecto de Autoabastecimiento		
EO	Central Eólica	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad		
FV	Central Fotovoltaica	LIE	Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica		
TG	Turbogás	PP	Pequeño Productor de Energía		
COG CC	Cogenerador Ciclo Combinado				
TS	Termosolar				

CUADRO 8.14 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Seri - Guaymas Cereso	400	2	236.8	nov-16
Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L1	230	2	18.0	nov-16
Empalme CC - Guaymas Cereso /4	230	2	21.9	nov-16
Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L2	230	2	15.8	nov-16
Guaymas Cereso - BÁCUM /3,7	400	2	93.3	nov-16
Empalme CC entronque BÁCUM - Seri L1	400	2	15.4	nov-16
Empalme CC entronque BÁCUM - Seri L2	400	2	16.4	nov-16
Hermosillo IV - Hermosillo V /7	230	2	36.1	nov-16
Seri entronque Hermosillo IV - Hermosillo V	230	4	18.4	nov-16
Pueblo Nuevo - Obregón IV /4	400	2	85.6	nov-16
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L1	400	2	0.4	mar-17
BÁCUM - Obregón IV	230	2	60.0	abr-17
BÁCUM entronque Empalme CC - Obregón III	230	2	20.0	abr-17
Santa Ana - Nogales Aeropuerto /4	230	2	100.0	abr-17
Choacahui - BÁCUM /4	400	2	249.1	sep-17
Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis II	230	2	27.4	sep-17
Hermosillo Aeropuerto - Esperanza /4	230	2	58.1	abr-18
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 /1	400	2	0.4	abr-18
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 1) /1,4	230	2	16.0	dic-18
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 2) /1,3	230	2	11.0	dic-18
Mazatlán II - Tepic II /3	400	2	255.0	oct-19
Santa Ana - Nacozari /1,3,7	400	2	160.0	abr-21
Bahía de Kino - Esperanza /1,6	±400	Bipolo	100.0	abr-21
Esperanza - Seri /1	400	2	110.0	abr-21
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II /1	230	2	31.4	abr-21
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco /1	230	2	0.6	abr-21
Industrial Caborca - Santa Ana /3	230	2	109.0	jun-24
Industrial Caborca - Seis de Abril /3	230	2	48.0	jun-24
Total			1,914.1	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito
6/ Corriente Directa 7/ Operación inicial en 230 kV

CUADRO 8.15 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Louisiana Banco 2	3	AT	225	230/115	jul/16
Bácum Bancos 3 y 4	7	AT	875	400/230	nov/16
Seri Bancos 1 y 2	7	AT	875	400/230	nov/16
Culiacán Poniente Banco 1	4	AT	500	400/115	mar/17
Bácum Banco 2	3	AT	225	230/115	abr/17
Nogales Aeropuerto Banco 2	3	AT	100	230/115	abr/17
El Habal Banco 2 (Traslado) /1	3	AT	100	230/115	oct/17
Esperanza Banco 1	4	AT	300	230/115	abr/18
Guaymas Cereso Banco 2	4	AT	300	230/115	abr/18
Seri Estación Convertidora /1	1	EC	1,200	±500/400	abr/21
Esperanza Estación Convertidora /1	1	EC	780	±400/400	abr/21
Caimanero Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21
Mar de Cortés Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21
Hermosillo Aeropuerto Banco 1	3	AT	300	230/115	jun/24
Industrial Caborca Banco 2	3	AT	100	230/115	jun/24
Total			6,480		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.16 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2016-2025.

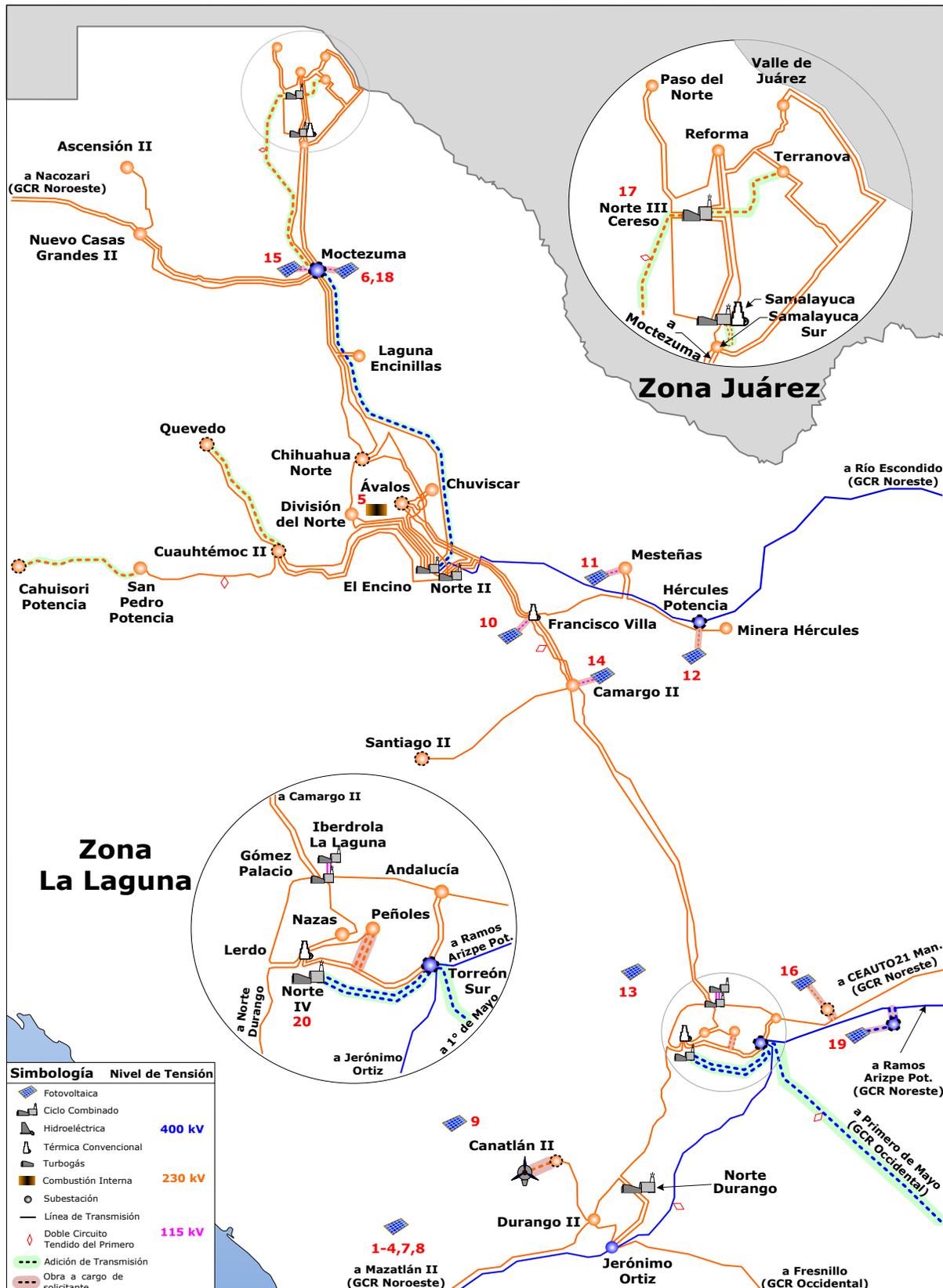
Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
La Higuera MVar	CEV	230	300/300 Ind./Cap.	jun-16
Los Mochis I MVar	Capacitor	115	30.0	jul-16
Los Mochis III MVar	Capacitor	115	30.0	jul-16
San Rafael MVar	Capacitor	115	22.5	jul-16
Bácum MVar	Reactor	400	100.0	nov-16
Bácum MVar	Reactor	400	75.0	sep-17
El Carrizo MVar (Traslado) /1	Capacitor	115	15.0	abr-18
Guamúchil II MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18
Nogales Aeropuerto MVar /1	Capacitor	230	35.0	dic-18
Industrial Caborca MVar /1	Capacitor	115	30.0	abr-19
Seis de Abril MVar /1	Capacitor	115	15.0	abr-19
Seri MVar /1	Reactor	400	117.0	oct-19
Mazatlán II MVar	Reactor	400	75.0	oct-19
Santa Ana MVar /1	Reactor	230	21.0	abr-21
Total			1,188.0	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
Ind. Inductivo Cap. Capacitivo CEV. Compensador Estático de VAR

En la figura 8.5 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Norte. En los cuadros 8.17, 8.18, 8.19 y 8.20 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.5 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2016 -2022.



CUADRO 8.17 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PP 8	FV	PP	30.0	jun-16
2	Central Eléctrica PP 9	FV	PP	6.3	jun-16
3	Central Eléctrica PP 10	FV	PP	6.3	jun-16
4	Central Eléctrica PP 11	FV	PP	3.5	jun-16
5	Central Eléctrica LIE 2	CI	LIE	8.0	jun-16
6	Central Eléctrica AUTO 19	FV	AUTO	20.0	jul-16
7	Central Eléctrica PP 25	FV	PP	10.0	nov-16
8	Central Eléctrica PP 26	FV	PP	15.0	nov-16
9	Central Eléctrica LIE 7	FV	LIE	50.0	nov-16
10	Central Eléctrica PP 28	FV	PP	30.0	dic-16
11	Central Eléctrica PP 29	FV	PP	30.0	dic-16
12	Central Eléctrica PP 30	FV	PP	29.4	dic-16
13	Central Eléctrica PP 31	FV	PP	30.0	dic-16
14	Central Eléctrica PP 32	FV	PP	29.4	ene-17
15	Central Eléctrica PP 33	FV	PP	29.4	ene-17
16	Central Eléctrica LIE 11	FV	LIE	150.0	ene-17
17	Norte III	CC	CFE	931.9	nov-17
18	Central Eléctrica AUTO 28	FV	AUTO	20.0	dic-17
19	Central Eléctrica LIE 21	FV	LIE	125.0	ene-18
20	Norte IV (Lerdo)	CC	CFE	939.1	feb-19
Total				2,493.1	
CC	Central de Ciclo Combinado	AUTO	Proyecto de Autoabastecimiento		
EO	Central Eólica	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad		
FV	Central Fotovoltaica	LIE	Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica		
CI	Combustión Interna	PP	Pequeño Productor de Energía		

CUADRO 8.18 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Hércules Potencia entronque Mesteñas - Minera Hércules	230	2	2.0	mar-16
Durango II - Canatlán II Potencia /3	230	2	1.8	abr-16
Cereso - Terranova /3	230	2	13.1	ene-17
Cereso entronque Samalayuca - Reforma L1	230	2	2.0	ene-17
Cereso entronque Samalayuca - Reforma L2	230	2	2.0	ene-17
Cereso entronque Samalayuca II - Paso del Norte	230	2	3.6	ene-17
Cereso - Moctezuma /3,7	400	2	158.7	abr-17
Cuauhtémoc II - Quevedo /4	230	1	92.7	ago-17
Lerdo - Torreón Sur	400	2	70.0	ago-18
Torreón Sur - 1° de Mayo /3	400	2	250.0	ago-18
El Encino - Moctezuma /4	400	2	207.0	sep-18
Samalayuca - Samalayuca Sur (93440) /1,5,16	230	1	3.8	abr-22
Samalayuca - Samalayuca Sur (93450) /1,5,16	230	1	4.0	abr-22
Nuevo Casas Grandes - Ascensión II /3	230	2	62.9	jun-23
Lerdo - Camargo II /3,7	400	2	330.0	abr-24
Vicente Guerrero II entronque Jerónimo Ortiz - Fresnillo	230	2	0.4	may-25
Total			1,204.0	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 5/ Recalibración 7/ Operación inicial en 230 kV 16/ Reemplazo de equipamiento serie y repotenciación del circuito con calibre 900 ACSR a conductor de alta temperatura para incremento en capacidad a 750 MVA

CUADRO 8.19 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Hércules Potencia Banco 1	4	AT	300	400/230	mar/16
Cahuisori Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	abr/16
Canatlán II Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	abr/16
Santiago II Banco 2	3	AT	100	230/115	abr/16
Moctezuma Banco 4	4	AT	300	230/115	abr/16
Quevedo Banco 2	3	AT	100	230/115	ago/17
Cauhtémoc II Banco 3	1	AT	100	230/115	ago/17
Moctezuma Bancos 5 y 6	7	AT	875	400/230	sep/18
Chihuahua Norte Banco 5 /1	4	AT	400	230/115	abr/19
Ávalos Banco 3 (Traslado) /1	3	AT	100	230/115	dic/19
Torreón Sur Banco 3 /1	3	T	375	400/115	abr/20
Terranova Banco 2	3	AT	300	230/115	abr/23
Ascensión II Banco 2	3	AT	100	230/115	jun/23
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300	230/115	jun/23
Torreón Sur Banco 4	3	T	375	400/230	abr/24
Camargo II Banco 3	3	AT	100	230/115	abr/25
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100	230/115	abr/25
Vicente Guerrero II Banco 1	3	AT	133	230/115	may/25
Total			4,325		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
T. Transformador AT. Autotransformador

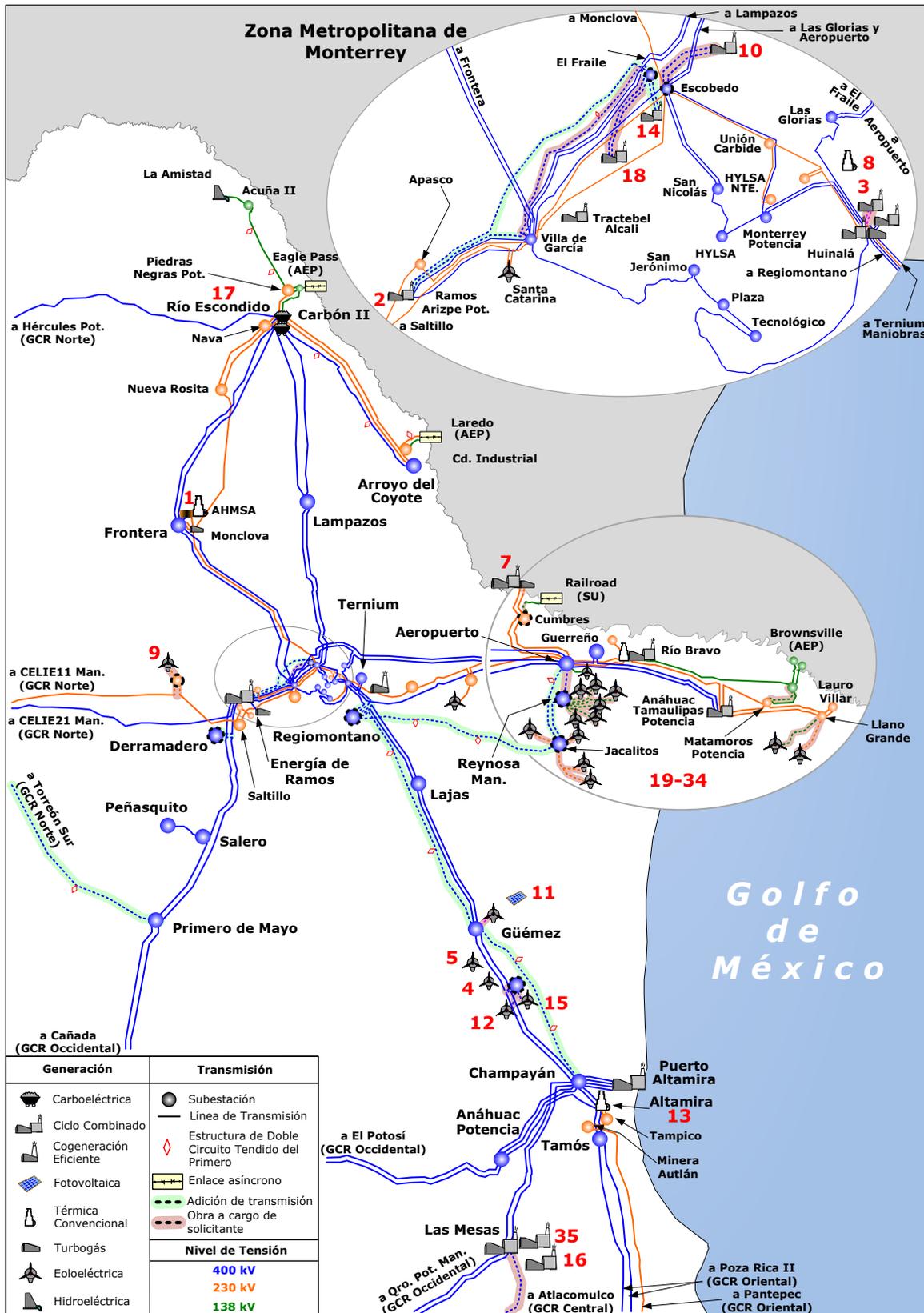
CUADRO 8.20 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2016-2025.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Quevedo MVar	Reactor	13.8	18.0	ago-17
Terranova MVar	Capacitor	115	30.0	jun-18
Torreón Sur MVar	Reactor	400	100.0	ago-18
Moctezuma MVar	Reactor	400	100.0	sep-18
Paso del Norte MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20
Total			278.0	

En la figura 8.6 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Noreste. En los cuadros 8.21, 8.22, 8.23 y 8.24 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.6 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2016 -2022.



CUADRO 8.21 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica AUTO 1	CI	AUTO	135.0	ene-16
2	Central Eléctrica AUTO 3	CC	AUTO	60.1	ene-16
3	Central Eléctrica AUTO 6	CC	AUTO	303.0	mar-16
4	Central Eléctrica AUTO 7	EO	AUTO	50.0	abr-16
5	Central Eléctrica AUTO 10	EO	AUTO	50.0	abr-16
6	Central Eléctrica AUTO 12	CI	AUTO	0.9	abr-16
7	Central Eléctrica AUTO 13	COGEF	IMP	360.0	ago-16
8	Central Eléctrica AUTO 14	TV	EXP	142.7	ago-16
9	Central Eléctrica AUTO 21	EO	AUTO	200.6	oct-16
10	Central Eléctrica AUTO 23	CC	AUTO	949.0	oct-16
11	Central Eléctrica LIE 9	FV	LIE	10.0	dic-16
12	Central Eléctrica LIE 14	EO	LIE	300.0	jun-17
13	RM Altamira 1 y 2	TV	CFE	330.0	jul-17
14	Noreste Escobedo	CC	CFE	883.7	jul-18
15	Central Eléctrica LIE 22	EO	LIE	95.7	sep-18
16	Central Eléctrica LIE 23	CC	LIE	450.0	oct-18
17	RM José López Portillo	CAR	CFE	120.0	mar-19
18	Central Eléctrica LIE 33	CC	LIE	1,000.0	jul-20
19	Central Eléctrica AUTO 35	EO	AUTO	100.0	oct-20
20	Central Eléctrica AUTO 36	EO	AUTO	140.0	oct-20
21	Central Eléctrica AUTO 37	EO	AUTO	60.0	oct-20
22	Central Eléctrica AUTO 38	EO	AUTO	84.0	oct-20
23	Central Eléctrica AUTO 39	EO	AUTO	60.0	oct-20
24	Central Eléctrica AUTO 40	EO	AUTO	66.0	oct-20
25	Central Eléctrica AUTO 41	EO	AUTO	117.0	oct-20
26	Central Eléctrica AUTO 42	EO	AUTO	84.0	oct-20
27	Central Eléctrica AUTO 43	EO	AUTO	84.0	oct-20
28	Central Eléctrica AUTO 44	EO	AUTO	171.0	oct-20
29	Central Eléctrica AUTO 45	EO	AUTO	168.0	oct-20
30	Central Eléctrica AUTO 46	EO	AUTO	73.0	oct-20
31	Central Eléctrica AUTO 47	EO	AUTO	60.0	oct-20
32	Central Eléctrica AUTO 48	EO	AUTO	57.0	oct-20
33	Central Eléctrica AUTO 49	EO	AUTO	57.0	oct-20
34	Central Eléctrica AUTO 50	EO	AUTO	145.0	oct-20
35	Central Eléctrica LIE 34	CC	LIE	1,013.0	dic-20
Total				7,979.7	

CC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
FV Central Fotovoltaica
COGEF Cogenerador Eficiente
CI Combustión Interna
TV Termoeléctrica Convencional
CAR Termoeléctrica de Carbón

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica
IMP Importación
EXP Exportación

CUADRO 8.22 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Champayán - Güémez /3	400	2	178.8	abr-16
Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L1	400	2	27.4	may-16
Güémez - Regiomontano /3	400	2	231.5	jun-16
Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L2	400	2	30.0	jun-16
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - 1° de Mayo L1	400	2	7.4	jul-17
El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L1 y L2 (Comparten misma estructura)	400	2	105.4	oct-17
El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L2 (Tramo 2) /3	400	2	30.9	oct-17
El Fraile entronque Las Glorias - Villa de García	400	2	2.8	oct-17
El Fraile - Villa de García /3,14	400	2	27.0	jun-20
Las Mesas - Atlacomulco Potencia /3,14	400	2	240.0	jun-20
Reynosa Maniobras - Aeropuerto /14	400	1	29.0	jun-20
Jacalitos - Regiomontano /1,3	400	2	180.0	abr-21
Reynosa Maniobras - Jacalitos /1	400	2	66.0	abr-21
Reynosa Maniobras - Aeropuerto /1,3	400	2	29.0	abr-21
Las Mesas - Atlacomulco Potencia /4	400	2	240.0	abr-24
Champayán - Tamós /3	400	2	50.0	abr-25
Total			1,475.2	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/Tendido del segundo circuito
14/ Obra con cargo al solicitante

CUADRO 8.23 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Güémez Banco 1 (Sustitución)	3	T	225	400/115	abr/16
Regiomontano Banco 1	4	T	500	400/115	may/16
Las Mesas Banco 1 (Traslado)	4	T	133	400/115	may/17
Derramadero Banco 1	4	T	500	400/115	jul/17
Reynosa Maniobras Bancos 1 a 4 /14	4	T	300	400/34.5	jun/20
Reynosa Maniobras Banco 5 /14	4	T	400	400/138	jun/20
Jacalitos Bancos 1 y 2 /14	7	AT	875	400/230	abr/21
San Jerónimo Potencia Banco 2	3	T	375	400/115	may/23
Regiomontano Banco 2	3	T	375	400/115	may/23
Puerto Altamira Banco 2	3	T	375	400/115	may/23
Las Glorias Banco 2 SF6	3	T	375	400/115	may/23
Nava Bancos 1 y 2 (Sustitución)	4	AT	300	230/138	jul/23
Guerreño Banco 2	3	T	375	400/138	abr/24
Arroyo del Coyote Banco 4	3	T	375	400/138	may/24
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225	230/138	oct/24
			5,708		

14/ Obra con cargo al solicitante
T. Transformador AT. Autotransformador

CUADRO 8.24 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2016-2025.

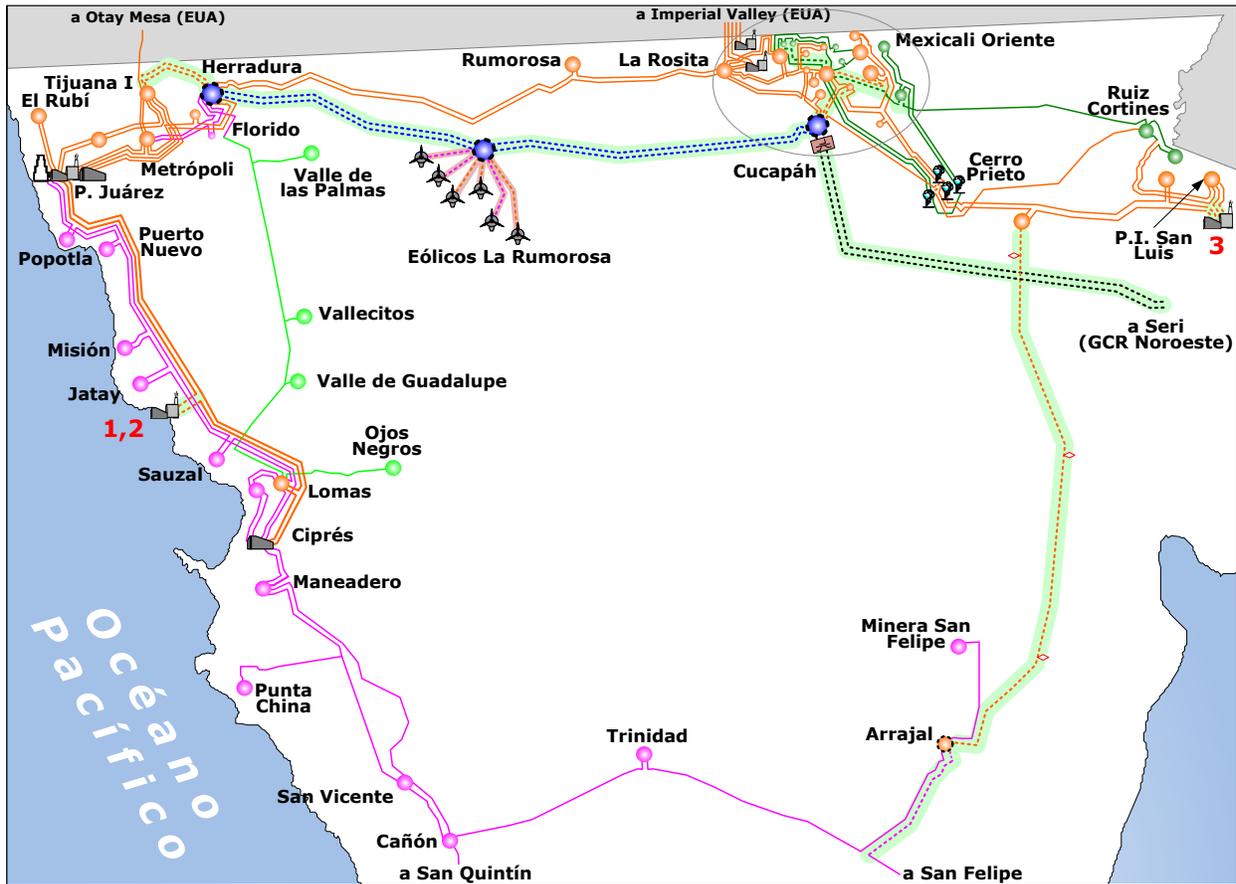
Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Champayán MVar	Reactor	400	62.0	abr-16
Güémez MVar	Reactor	400	100.0	jun-16
Derramadero MVar (Traslado)	Reactor	400	75.0	jul-17
Jacalitos MVar /1	Reactor	400	133.0	abr-21
Jacalitos MVar /1	Reactor	400	67.0	abr-21
Tamazunchale MVar /1	Capacitor	115	7.5	oct-22
Tamós MVar	Reactor	400	62.0	abr-25
Total			506.5	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)

En la figura 8.7 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

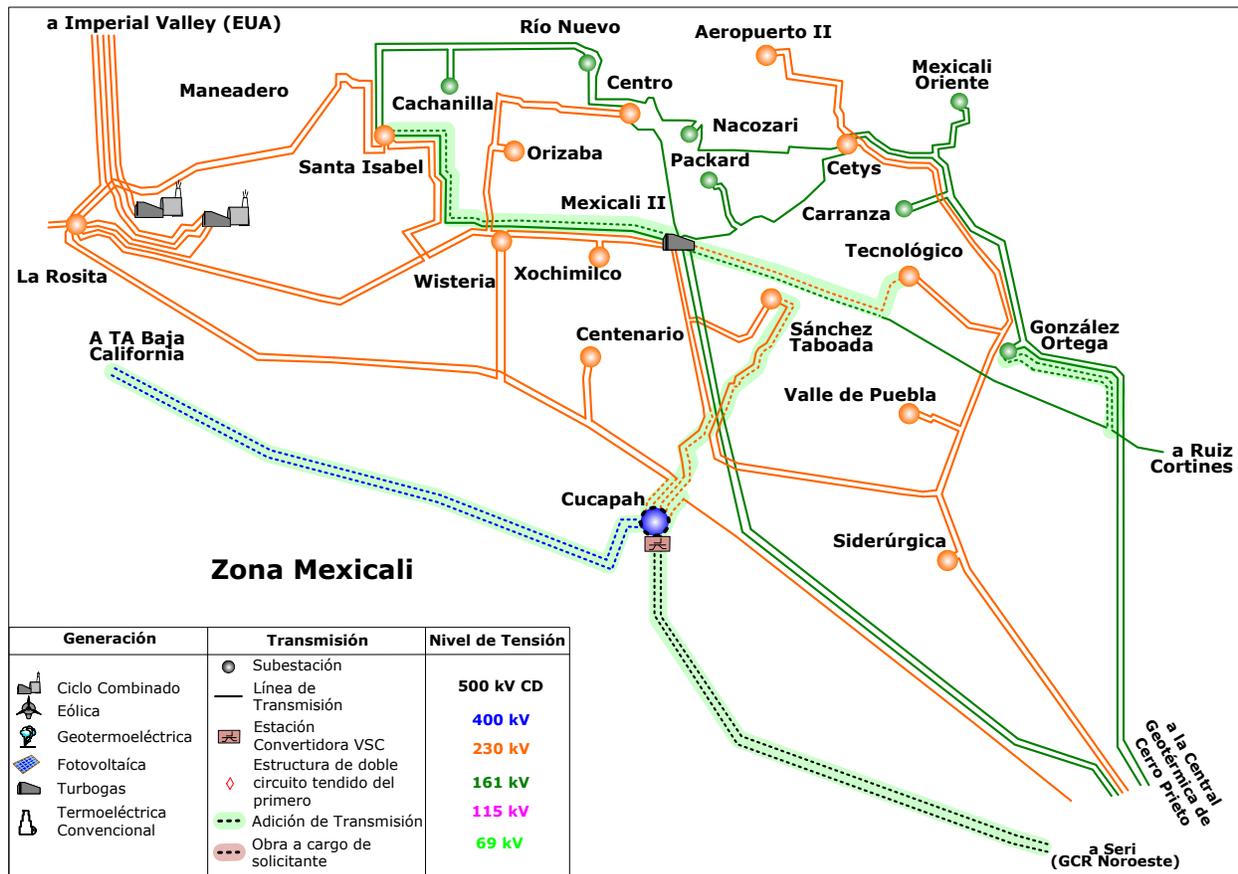
Regional Baja California. En los cuadros 8.25, 8.26, 8.27 y 8.28 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.7 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016 -2022.



... Continuación

FIGURA 8.7 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016 -2022.



CUADRO 8.25 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica LIE 3	CC	LIE	9.0	ago-16
2	Baja California III (La Jovita)	CC	CFE	301.9	ago-16
3	CCC Baja California II (SLRC)	CC	CFE	322.7	mar-19
Total				633.5	

CC	Central de Ciclo Combinado	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
EO	Central Eólica	LIE	Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica
FV	Central Fotovoltaica		

CUADRO 8.26 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
La Jovita entronque Presidente Juárez - Ciprés /3,4	230	4	18.8	abr-16
Santa Isabel - Mexicali II /4	161	2	13.5	ago-16
Mexicali II - Tecnológico	230	2	20.0	feb-17
González Ortega II entronque Mexicali II - Ruiz Cortines	161	2	12.0	feb-17
Ejido San Luis entronque San Luis Rey - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	oct-18
Ejido San Luis entronque Chapultepec - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	oct-18
Cucapah - Seri /1,6	±500	Bipolo	1,400.0	abr-21
Cucapah - Sánchez Taboada /1,4	230	2	10.0	abr-21
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada /1	230	2	2.0	abr-21
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II /1	230	2	2.0	abr-21
Eólico Rumorosa - La Herradura /1	400	2	120.0	abr-21
Eólico Rumorosa - Cucapah /1	400	2	170.0	abr-21
La Herradura - Tijuana I /1,7	400	2	32.0	abr-21
Chapultepec - El Arrajal /3	230	2	125.0	jun-21
El Arrajal - San Felipe /3	115	2	24.0	jun-21
La Jovita entronque Presidente Juárez - Lomas /13	230	4	18.8	abr-22
Cerro Prieto I - Cerro Prieto IV	161	1	6.0	abr-23
Ejido San Luis entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	jun-25
Ruiz Cortines entronque Ejido San Luis - Hidalgo	230	2	6.0	jun-25
Total			1,999.3	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 6/ Corriente Directa 7/ Operación inicial en 230 kV 13/ Tendido del tercer y cuarto circuito

CUADRO 8.27 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Santa Isabel Banco 4	4	AT	300	230/161	ago/16
Pacífico Banco 2 /1	1	T	30	115/69/13.8	abr/19
Carranza Banco 2 /1	1	T	40	161/13.8	abr/20
La Encantada Banco 1 /1	1	T	30	115/69/13.8	abr/21
Cucapah Bancos 1 y 2 /1	7	AT	875	400/230	abr/21
Cucapah Estación Convertidora /1,12	1	EC	1,200	±500/400	abr/21
La Herradura Bancos 1 y 2 /1	7	AT	875	400/230	abr/21
El Arrajal Banco 1	4	AT	133	230/115	jun/21
Cachanilla Banco 2	1	T	40	161/13.8	abr/23
González Ortega II Banco 3	1	T	40	161/13.8	abr/23
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40	230/13.8	abr/23
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40	161/13.8	abr/23
San Luis Rey Banco 2	1	T	40	230/13.8	abr/24
El Rubí Banco 2	3	AT	225	230/115/69	jun/24
La Herradura Banco 2	3	AT	225	230/115/69	abr/25
Ruiz Cortines Banco 3	4	AT	300	230/161	jun/25
Total			4,433		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.28 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2016-2025.

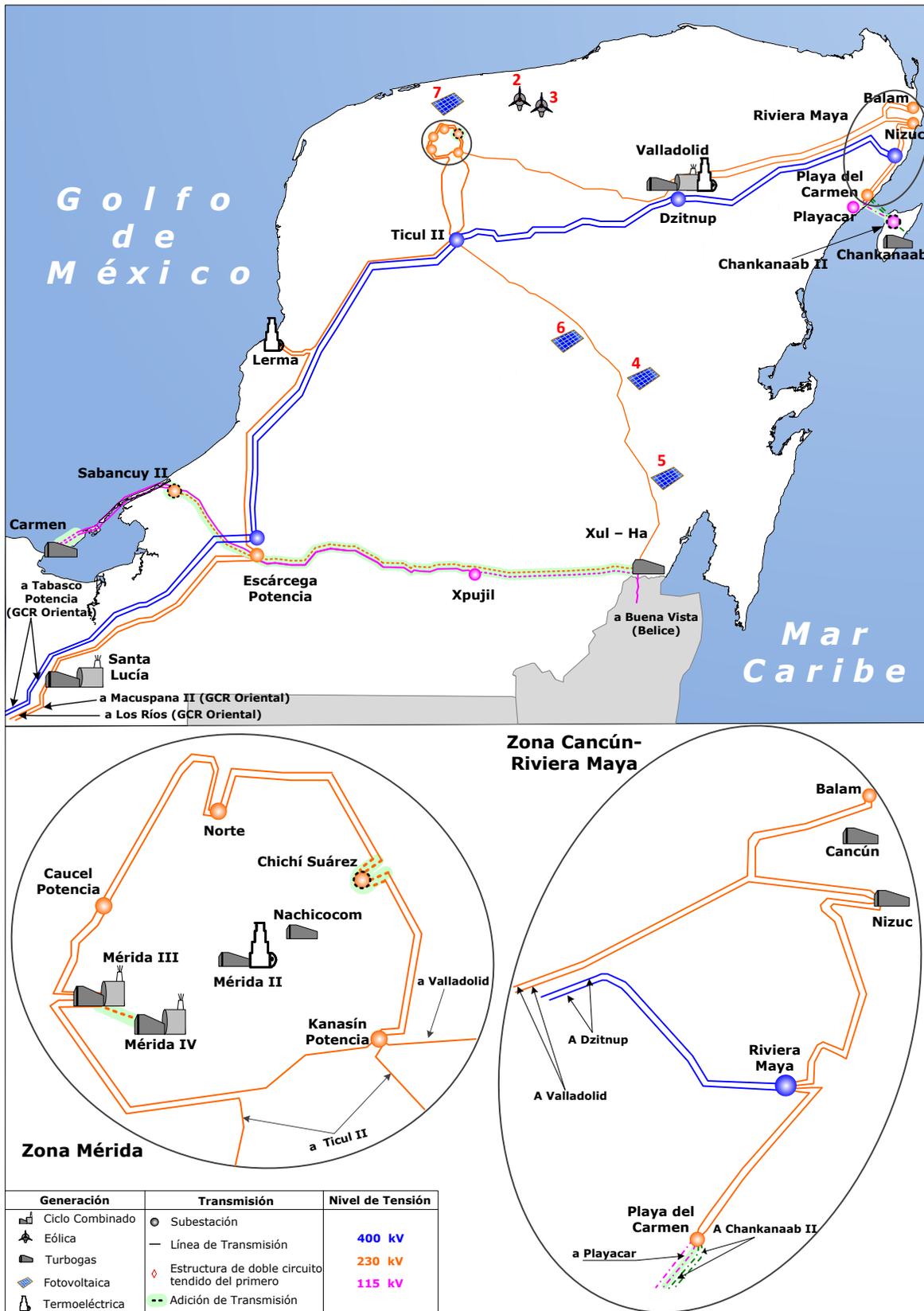
Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Hidalgo MVar /1,8	Capacitor	161	21.0	abr-17
Packard MVar /1,8	Capacitor	161	21.0	abr-17
San Simón MVar /1,8	Capacitor	115	7.5	abr-17
Guerrero MVar /1,8	Capacitor	69	16.0	abr-17
México MVar /1,8	Capacitor	69	16.0	abr-17
González Ortega II MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Mexicali II MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Centro MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Cachanilla MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Eólico Rumorosa MVar /1	Reactor	400	67.0	abr-21
Eólico Rumorosa MVar /1	Reactor	400	50.0	abr-21
Carranza MVar	Capacitor	161	21.0	abr-23
Mexicali Oriente MVar	Capacitor	161	21.0	abr-23
La Joya MVar	Capacitor	115	15.0	abr-24
El Rubí MVar	Capacitor	69	24.3	jun-24
Total			363.8	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción

En la figura 8.8 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Peninsular. En los cuadros 8.29, 8.30, 8.31 y 8.32 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.8 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2016 - 2022.



CUADRO 8.29 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PP 1	BM	PP	0.8	ene-16
2	Central Eléctrica PP 16	EO	PP	30.0	jul-16
3	Central Eléctrica PP 17	EO	PP	30.0	jul-16
4	Central Eléctrica LIE 5	FV	LIE	30.0	oct-16
5	Central Eléctrica LIE 6	FV	LIE	30.0	oct-16
6	Central Eléctrica LIE 12	FV	LIE	30.0	abr-17
7	Central Eléctrica PP 45	FV	PP	18.0	may-17
8	Mérida IV	CC	CFE	507.1	abr-20
Total				675.8	
CC	Central de Ciclo Combinado	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad		
EO	Central Eólica	LIE	Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica		
FV	Central Fotovoltaica	PP	Pequeño Productor de Energía		
BM	Central de Biomasa				

CUADRO 8.30 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Puerto Real - Carmen	115	2	38.8	ene-16
Puerto Real - Carmen (Línea Provisional)	115	2	26.8	ene-16
Xpujil - Xul-Ha	230	2	208.0	feb-17
Escárcega Potencia - Xpujil /4,11	230	2	159.0	feb-17
Escárcega Potencia - Sabancuy II /4	230	2	63.0	mar-18
Playa del Carmen - Playacar /1,8	115	1	2.5	abr-18
Playacar - Chankanaab II /1,8,9	115	1	25.0	abr-18
Chichí Suárez entronque Nachicom - Cholul /1	115	2	0.2	mar-20
Chichí Suárez entronque Nachicom - Izamal /1	115	2	9.0	mar-20
Chichí Suárez entronque Nachicom - Norte /1	115	2	0.2	mar-20
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasin Potencia /1	230	4	14.8	mar-20
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté /1	115	2	1.0	mar-20
Santa Lucía - Escárcega Potencia /3	230	2	160.0	abr-23
Tulum - Playa del Carmen	230	2	126.0	may-23
Valladolid - Tulum /7	400	2	210.0	may-23
Escárcega Potencia - Ticul II /3	400	2	268.0	mar-24
Ticul II - Kanasin Potencia /3	230	2	60.7	mar-24
Total			1,373.0	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 7/ Operación inicial en 230 kV 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción 9/ Cable Submarino 11/ Operación inicial en 115 kV

CUADRO 8.31 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Sabancuy II Banco 2	4	AT	300	230/115	mar/18
Chankanaab II Bancos 3 y 4 /1,8	2	T	120	115/34.5	abr/18
Chichí Suárez Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	mar/20
Tulum Banco 1	4	AT	300	230/115	may/23
Total			1,020		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
T. Transformador AT. Autotransformador

CUADRO 8.32 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2016-2025.

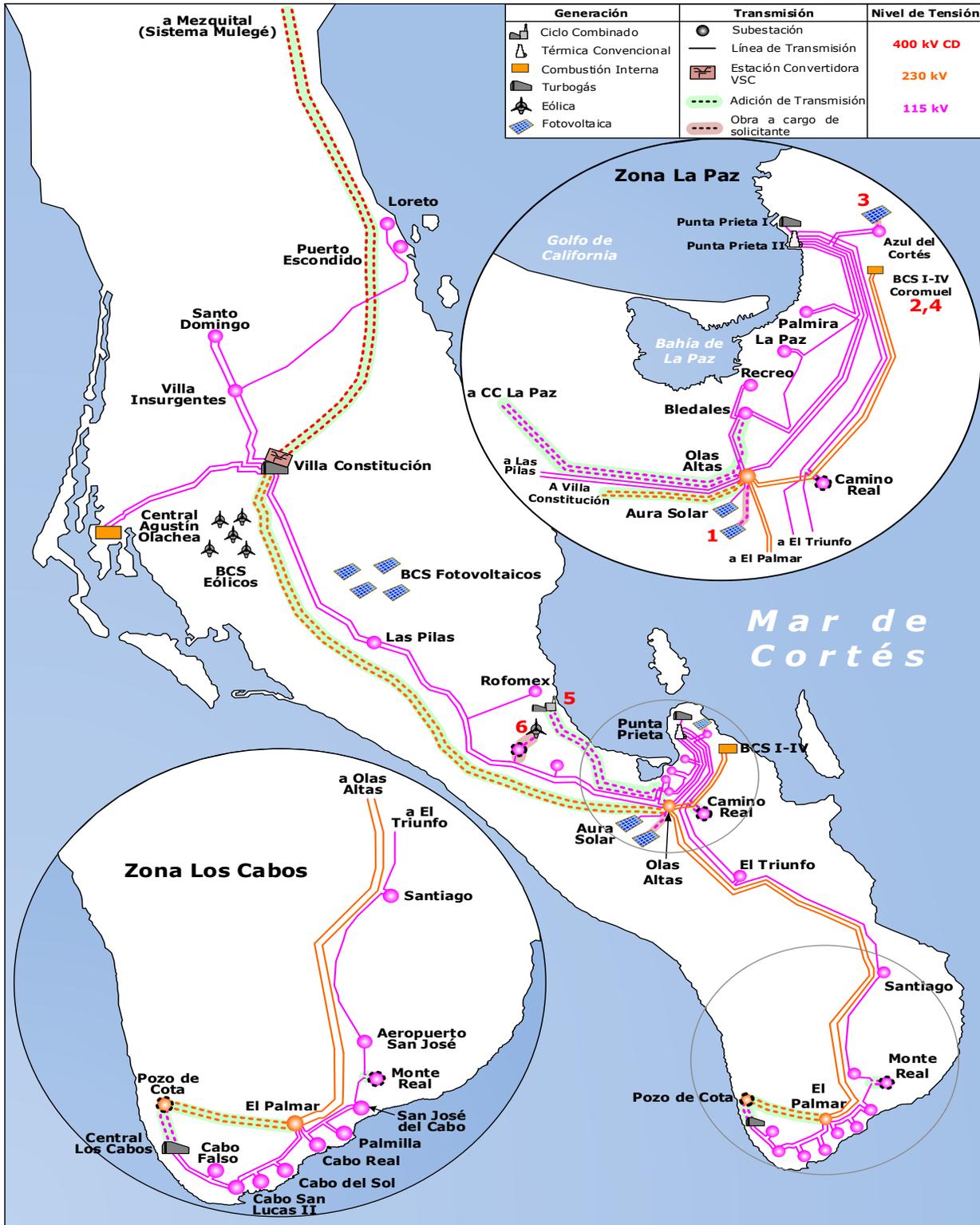
Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAR	Fecha de entrada
Carmen MVAR	CEV	115	15/50 Ind./Cap.	feb-16
Escárcega Potencia MVAR	Reactor	230	24.0	ene-17
Xul-Ha MVAR	Reactor	230	24.0	ene-17
Mérida II MVAR /1	Capacitor	115	30.0	mar-18
Poniente MVAR /1	Capacitor	115	30.0	mar-18
Chankanaab II MVAR /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Chankanaab MVAR /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Cozumel MVAR /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Riviera Maya MVAR	CEV	400	90/300 Ind./Cap.	abr-23
Xul-Ha MVAR	Capacitor	115	7.5	mar-24
Chetumal Norte MVAR	Capacitor	115	7.5	mar-24
Escárcega Potencia MVAR	Reactor	400	100.0	mar-24
Ticul II MVAR	Reactor	400	133.0	mar-24
Lerma MVAR	Capacitor	115	30.0	sep-24
Insurgentes MVAR	Capacitor	115	7.5	mar-25
Total			866.5	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
Ind. Inductivo Cap. Capacitivo CEV. Compensador Estático de VAR

En la figura 8.9 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control

Regional Baja California (Sur). En los cuadros 8.33, 8.34, 8.35 y 8.36 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.9 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR) 2016 -2022.



CUADRO 8.33 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR) 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PP 12	FV	PP	25.0	jun-16
2	Baja California Sur V (Coromuel)	CI	CFE	48.6	jun-16
3	Central Eléctrica PP 39	FV	PP	5.0	dic-16
4	Baja California Sur VI	CI	CFE	43.8	may-18
5	CCC La Paz	CC	CFE	112.9	jul-18
6	Central Eléctrica LIE 31	EO	LIE	50.0	dic-19
Total				285.4	

CC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
FV Central Fotovoltaica
CI Combustión Interna
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica
PP Pequeño Productor de Energía

CUADRO 8.34 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR) 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Camino Real entronque Punta Prieta II - El Triunfo	115	2	0.4	ago-16
Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo	115	2	4.6	dic-16
Pozo de Cota - El Palmar	230	2	54.0	abr-18
Central Diesel Los Cabos - Pozo de Cota	115	2	14.0	abr-18
Datilitos (San Juan de la Costa) - Derivación Olas Altas	115	2	70.0	jul-18
Derivación Olas Altas - Bledales /3	115	2	6.0	jul-18
Derivación Olas Altas - Olas Altas /3	115	2	0.1	jul-18
Mezquital - Villa Constitución /1,6	±400	Bipolo	698.0	abr-21
Villa Constitución - Olas Altas /1	230	2	394.0	abr-21
Libramiento San José entronque El Palmar - Olas Altas	230	2	2.0	jun-23
Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo	115	2	20.0	jun-23
Libramiento San José - Monte Real /3	115	2	3.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos entronque Cabo San Lucas II - El Palmar	115	2	10.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos - Los Cabos /3	115	2	18.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos - Pozo de Cota /3	115	2	23.0	jun-23
Coromuel entronque Punta Prieta II - Olas Altas	115	2	2.0	jun-25
Coromuel entronque Punta Prieta II - El Triunfo	115	2	2.0	jun-25
Total			1,321.1	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 6/ Corriente Directa

CUADRO 8.35 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR) 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Camino Real Banco 1	1	T	30	115/13.8	ago/16
Monte Real Banco 1	1	T	30	115/13.8	dic/16
Pozo de Cota Banco 1	4	AT	300	230/115	abr/18
Villa Constitución Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21
Villa Constitución Estación Convertidora /1	1	EC	600	±400/230	abr/21
Olas Altas Banco 2 /1	3	AT	100	230/115	abr/21
Punta Prieta Banco 1 (Sustitución)	1	T	30	115/13.8	jun/21
Libramiento San José Banco 1	4	AT	133	230/115	jun/23
Aeropuerto Los Cabos Banco 1	1	T	30	115/13.8	jun/23
Coromuel Banco 1	4	AT	133	230/115	jun/25
Cabo Falso Banco 2	1	T	30	115/13.8	jun/25
Monte Real Banco 2	1	T	30	115/13.8	jun/25
Total			1,747		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.36 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR) 2016-2025.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Santiago MVar /1,8	Capacitor	115	7.5	abr-17
Bledales MVar /1,8	Capacitor	115	12.5	abr-17
Monte Real MVar /1	Capacitor	115	7.5	abr-19
Camino Real MVar /1	Capacitor	115	7.5	abr-19
Villa Constitución MVar /1	Capacitor	115	12.5	abr-21
Olas Altas MVar /1	Capacitor	115	15.0	abr-21
Cabo Real MVar	Capacitor	115	7.5	abr-23
Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	abr-23
San José del Cabo MVar	Capacitor	115	15.0	jun-23
Palmilla MVar	Capacitor	115	7.5	jun-23
Total			100.0	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción

En la figura 8.10 se muestran los proyectos de la RNT, las RGD y proyectos de centrales eléctricas en el periodo 2016 – 2022 de la Gerencia de Control Regional Baja California (Sistema Mulegé). En los

cuadros 8.37, 8.38 y 8.39 un resumen de los principales proyectos de Generación y Transmisión.

FIGURA 8.10 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA MULEGÉ) 2016 -2022.



CUADRO 8.37 PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA MULEGÉ) 2016-2020.

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Guerrero Negro III	CI	CFE	11.5	abr-16
2	Guerrero Negro IV	CI	CFE	8.2	jun-16
3	Santa Rosalía Ciclo Binario	GEO	CFE	2.0	ene-17
4	Santa Rosalía II	FV	CFE	4.0	ene-17
5	CCI Santa Rosalía II	CI	CFE	14.2	jun-18
Total				39.9	
FV	Central Fotovoltaica	CFE	Proyecto de Comisión Federal de Electricidad		
CI	Combustión Interna				
GEO	Central Geotérmica				

CUADRO 8.38 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA MULEGÉ) 2016-2025.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Mina - Central Diesel Santa Rosalía	34.5	2	3.6	feb-18
El Infiernito - Mezquital /1,6	±400	Bipolo	300.0	abr-21
El Infiernito - Bahía de Kino /1,6,9	±400	Bipolo	210.0	abr-21
Mezquital - San Lucas /3	115	2	17.0	jun-22
Total			530.6	

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 3/ Tendido del primer circuito 6/ Corriente Directa
9/ Cable submarino

CUADRO 8.39 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA (SISTEMA MULEGÉ) 2016-2025.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Central Diesel Santa Rosalía Banco 2	1	T	20	34.5/13.8	feb/18
Mezquital Estación Convertidora /1	1	EC	180	±400/115	abr/21
San Lucas Banco 1	1	T	20	115/34.5	jun/22
Mezquital Banco 1	1	T	20	115/34.5	jun/23
Total			240		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE)
T. Transformador EC. Estación Convertidora

Tablas con listado de elementos para ampliación, resultado del estudio y análisis del CENACE.

Se planifica de manera coordinada la ampliación de la RNT, considerando el pronóstico de demanda y los proyectos de generación esperados, para satisfacer los

requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista sobre la base del escenario de Planeación.

En los cuadros 8.40, 8.41 y 8.42 se desglosan las obras de Transmisión, Transformación y Compensación del ejercicio de planificación del PRODESEN 2015-2029 que se mantienen vigentes.

CUADRO 8.40 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PRODESEN 2015-2029.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Hermosillo V - Dynatech /2	115	2	1.0	abr-16	Noroeste
El Habal entronque Habal - Piaxtla /2	115	2	0.2	dic-16	Noroeste
Manadero entronque Ciprés - Cañón /1	115	2	6.0	abr-17	Baja California
Angostura - Tapachula Potencia /1,4,8	400	2	193.5	oct-17	Oriental
Atlacomulco Potencia - Almoloya /1,4	400	2	28.0	abr-18	Central
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 /1	400	2	0.4	abr-18	Noroeste
Playa del Carmen - Playacar /1,8	115	1	2.5	abr-18	Peninsular
Playacar - Chankanaab II /1,8,9	115	1	25.0	abr-18	Peninsular
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas /1,3,8	230	2	17.5	may-18	Oriental
Puebla II - San Lorenzo Potencia /1,3,8	400	2	13.0	abr-19	Oriental
Veracruz II - Tamarindo II /1,3	115	2	36.0	abr-19	Oriental
Veracruz I - Mocambo /1	115	1	4.3	abr-19	Oriental
Agustín Millán II - Volcán Gordo /1,4,8	400	2	44.7	oct-19	Central
Volcán Gordo - Yauatepec Potencia /1,3,8	400	2	125.0	oct-19	Central
Yauatepec Potencia - Topilejo (A3640) /1,5,8,15	400	1	75.7	oct-19	Central
Ixtepec Potencia - Juile /1,3,8	400	2	136.0	oct-19	Oriental
Yauatepec Potencia - Ixtepec Potencia /1,6,8	±500	Bipolo	1,200.0	oct-19	Oriental
Samalayuca - Samalayuca Sur (93440) /1,5,16	230	1	3.8	abr-22	Norte
Samalayuca - Samalayuca Sur (93450) /1,5,16	230	1	4.0	abr-22	Norte
Total			1,916.6		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 2/Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE)
 3/Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 5/ Recalibración 6/ Corriente Directa 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
 9/ Cable Submarino 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 16/ Reemplazo de equipamiento serie y repotenciación del circuito con calibre 900 ACSR a conductor de alta temperatura para incremento en capacidad a 750 MVA

CUADRO 8.41 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PRODESEN 2015-2029.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
El Habal Banco 1 /2	1	T	11	115/13.8	dic/16	Noroeste
La Palma Banco 1 /2	1	T	30	115/34.5	dic/16	Norte
Felipe Pescador Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	dic/16	Norte
Conejos Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	20	115/13.8	dic/16	Norte
Arenales Banco 2 /2	1	T	20	115/34.5	dic/16	Norte
El Porvenir Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	dic/16	Oriental
Acajete Banco 1 /2	1	T	9	115/13.8	dic/16	Oriental
Lázaro Cárdenas Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	20	115/34.5	dic/16	Peninsular
Querétaro I Banco 1 (Sustitución) /1	3	AT	225	230/115	abr/18	Occidental
Chankanaab II Bancos 3 y 4 /1,8	2	T	120	115/34.5	abr/18	Peninsular
Dos Bocas Banco 7 /1,8	4	AT	300	230/115	may/18	Oriental
Chihuahua Norte Banco 5 /1	4	AT	400	230/115	abr/19	Norte
Ixtepec Potencia Estación Convertidora /1,8	1	EC	3,600	±500/400	oct/19	Oriental
Yauatepec Potencia Estación Convertidora /1,8	1	EC	3,600	±500/400	oct/19	Oriental
Ávalos Banco 3 (Traslado) /1	3	AT	100	230/115	dic/19	Norte
Total			8,505			

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 2/ Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE)
 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción
 T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.42 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PRODESEN 2015-2029.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Hidalgo MVar /1,8	Capacitor	161	21.0	abr-17	Baja California
Packard MVar /1,8	Capacitor	161	21.0	abr-17	Baja California
San Simón MVar /1,8	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California
Guerrero MVar /1,8	Capacitor	69	16.0	abr-17	Baja California
México MVar /1,8	Capacitor	69	16.0	abr-17	Baja California
Santiago MVar /1,8	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California Sur
Bledales MVar /1,8	Capacitor	115	12.5	abr-17	Baja California Sur
Guamúchil II MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-17	Noroeste
Tapachula Potencia MVar /1,8	Reactor	400	100.0	oct-17	Oriental
Guanajuato MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Santa Fe II MVar /1,8	Capacitor	115	30.0	abr-18	Occidental
Buenavista MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Dolores Hidalgo MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Fragua MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Griega MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Querétaro Oriente MVar /1,8	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Chankanaab II MVar /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Chankanaab MVar /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Cozumel MVar /1,8	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Esperanza MVar /1	Reactor	13.8	21.0	oct-18	Noroeste
Donato Guerra MVar /1	Reactor	400	100.0	dic-18	Central
Volcán Gordo MVar /1,8	Reactor	400	66.8	oct-19	Central
Fresnillo Potencia MVar /1,8	Capacitor	115	30.0	abr-20	Occidental
Tamazunchale MVar /1	Capacitor	115	7.5	oct-22	Noreste
Total			632.3		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 8/ Obra instruida a la CFE para su construcción

En los cuadros 8.43, 8.44 y 8.45 se desglosan las nuevas obras de Transmisión, Transformación y

Compensación del actual ejercicio de planificación del PRODESEN 2016-2030.

CUADRO 8.43 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo /1	115	2	1.2	abr-18	Noroeste
Cerro Blanco - Tepic II (A3590) /1,17	400	2	-	abr-18	Occidental
Cerro Blanco - Tepic II (A3630) /1,5,17,19	400	2	46.5	abr-18	Occidental
L1 y L2 San Lorenzo Potencia - Puebla II /1,15	400	2	-	abr-18	Oriental
L1 y L2 Juile - Ixtepec Potencia /1,15	400	2	-	abr-18	Oriental
Malpaso Dos - Tabasco Potencia /1,15	400	1	-	abr-18	Oriental
Manuel Moreno Torres - Tabasco Potencia /1,15	400	1	-	abr-18	Oriental
Kilómetro 110 - Tulancingo /1	85	1	4.2	sep-18	Central
Santa Fe entronque Las Águilas - Contadero /2,10	230	2	5.6	nov-18	Central
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 1) /1,4	230	2	16.0	dic-18	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 2) /1,3	230	2	11.0	dic-18	Noroeste
Huautla - San Miguel Santa Flor /2	115	1	30.9	dic-18	Oriental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuierillas - Álamos /1	69	2	9.0	abr-19	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Guadalajara I - Bugambillas /1,4	69	2	9.0	abr-19	Occidental

... Continuación

CUADRO 8.43 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Irapuato I - Irapuato II / 1	115	2	18.0	abr-19	Occidental
Ayutla - Papagayo / 1	115	1	56.0	abr-19	Oriental
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente / 1,3	115	2	60.0	abr-19	Oriental
Tilapa - Zinacatepec / 2	115	1	30.0	oct-19	Oriental
Chichí Suárez entronque Nachicom - Cholul / 1	115	2	0.2	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachicom - Izamal / 1	115	2	9.0	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachicom - Norte / 1	115	2	0.2	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia / 1	230	4	14.8	mar-20	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté / 1	115	2	1.0	mar-20	Peninsular
Colonia Juárez - Nuevo Casas Grandes / 2	115	1	35.0	abr-20	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal / 1,5,20	115	1	7.2	abr-20	Norte
Torreón Oriente - California / 1,3	115	2	5.3	abr-20	Norte
Takata - Torreón Oriente / 1,5,20	115	1	5.2	abr-20	Norte
Torreón Sur - Takata / 1,5,20	115	1	5.3	abr-20	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras / 1,5,20	115	1	5.0	abr-20	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 1,5,20	115	1	13.4	abr-20	Norte
Nueva Jauja - Tepic Industrial / 2	115	2	7.6	abr-20	Occidental
Unión de San Antonio - San Francisco del Rincón / 2	115	1	25.0	abr-20	Occidental
Tapalpa - Sayula / 2	115	2	16.0	abr-20	Occidental
Potrerrillos - San Roque / 1,3	115	2	8.0	abr-20	Occidental
Potrerrillos entronque León I - Ayala / 1	115	2	32.0	abr-20	Occidental
Conin - Marqués Oriente / 1,4	115	2	5.0	abr-20	Occidental
Tepeyac - San Idelfonso / 1,4	115	2	9.5	abr-20	Occidental
Cales - Pijijapan / 2	115	1	22.0	dic-20	Oriental
Cucapah - Seri / 1,6	±500	Bipolo	1,400.0	abr-21	Baja California
Cucapah - Sánchez Taboada / 1,4	230	2	10.0	abr-21	Baja California
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada / 1	230	2	2.0	abr-21	Baja California
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II / 1	230	2	2.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa - La Herradura / 1	400	2	120.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa - Cucapah / 1	400	2	170.0	abr-21	Baja California
La Herradura - Tijuana I / 1,7	400	2	32.0	abr-21	Baja California
Mezquital - Villa Constitución / 1,6	±400	Bipolo	698.0	abr-21	Baja California Sur
Villa Constitución - Olas Altas / 1	230	2	394.0	abr-21	Baja California Sur
El Infiernito - Mezquital / 1,6	±400	Bipolo	300.0	abr-21	Mulegé
El Infiernito - Bahía de Kino / 1,6,9	±400	Bipolo	210.0	abr-21	Mulegé
Jacalitos - Regiomontano / 1,3	400	2	180.0	abr-21	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos / 1	400	2	66.0	abr-21	Noreste
Reynosa Maniobras - Aeropuerto / 1,3	400	2	29.0	abr-21	Noreste
Santa Ana - Nacozari / 1,3,7	400	2	160.0	abr-21	Noroeste
Bahía de Kino - Esperanza / 1,6	±400	Bipolo	100.0	abr-21	Noroeste
Esperanza - Seri / 1	400	2	110.0	abr-21	Noroeste
Caimanero - Guasave / 1,3	115	2	5.4	abr-21	Noroeste
Caimanero - Bamoa / 1	115	1	17.5	abr-21	Noroeste
Caimanero entronque Santa María - Guasave / 1,3	115	2	5.3	abr-21	Noroeste
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II / 1	230	2	31.4	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco / 1	230	2	0.6	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Sahuaro / 1	115	2	0.8	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco / 1	115	2	0.6	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco / 1	230	2	0.6	abr-21	Noroeste
La Choya - Oriente / 1	115	1	9.3	abr-21	Noroeste
Ocuituco - Cuautla Dos / 2	115	1	15.5	abr-21	Oriental
Ferrocarril - Morales / 2	230	2	3.4	dic-21	Central

... Continuación

CUADRO 8.43 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
La Ciénega - Xipe /3,7	400	2	190.0	abr-23	Oriental
Tabasco Potencia - Escárcega Potencia /3	400	2	298.0	mar-24	Oriental
Malpaso - Tabasco Potencia /3	400	2	107.0	mar-24	Oriental
Escárcega Potencia - Ticul II /3	400	2	268.0	mar-24	Peninsular
Ticul II - Kanasín Potencia /3	230	2	60.7	mar-24	Peninsular
Las Mesas - Atlacomulco Potencia /4	400	2	240.0	abr-24	Noreste
Lerdo - Camargo II /3,7	400	2	330.0	abr-24	Norte
Champayán - Tamós /3	400	2	50.0	abr-25	Noreste
Poza Rica II - Tamós /3	400	2	198.0	abr-25	Oriental
Mazatlán II - Jerónimo Ortiz /3	400	2	220.0	abr-26	Noroeste
Torréon Sur - Ramos Arizpe /3	400	2	236.0	abr-26	Norte
Jerónimo Ortiz - Torreón Sur /3	400	2	217.4	abr-26	Norte
Escárcega Potencia - Lerma /3	230	2	203.3	abr-26	Peninsular
Lerma - Mérida Potencia /3	230	2	170.0	abr-26	Peninsular
Total			7,385.9		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 2/Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE)
3/Tendido del primer circuito 4/ Tendido del segundo circuito 5/ Recalibración 6/ Corriente Directa 7/ Operación inicial en 230 kV 9/ Cable Submarino
10/ Obra con recursos por aportaciones 17/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1350 MVA
18/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1500 MVA
19/ Reemplazo del circuito de calibre 900 ACSR por conductor de alta temperatura para incremento en capacidad a 1350 MVA
20/ Reemplazo del conductor de calibre 795 por 1113 ACSR

CUADRO 8.44 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Ocosingo Banco 3 (Sustitución) /2	1	T	13	115/13.8	dic/16	Oriental
Tenosique Banco 2 /2	1	T	20	115/34.5	ene/17	Oriental
Sarabia Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	9	115/13.8	jul/17	Oriental
Juchitán Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	sep/17	Oriental
Salina Cruz Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	20	115/13.8	sep/17	Oriental
El Habal Banco 2 /1	3	AT	100	230/115	oct/17	Noroeste
Mapastepec Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	20	115/13.8	oct/17	Oriental
Tapachula Aeropuerto Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	oct/17	Oriental
Tapachula Oriente Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	30	115/13.8	oct/17	Oriental
Fuertes Banco 3 /2	1	T	30	115/34.5	dic/17	Oriental
Tehuantepec Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	13	115/13.8	feb/18	Oriental
Flores Magón Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	abr/18	Noroeste
Bonfil Banco 2 /2	1	T	30	115/13.8	oct/18	Peninsular
Santa Fe Bancos 1, 2 y 3 (SF6) /2,10	3	T	180	230/23	nov/18	Central
Huautla Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	dic/18	Oriental
Pacífico Banco 2 /2	1	T	30	115/69/13.8	abr/19	Baja California
Topolobampo Banco 1 /2,10	1	T	30	115/13.8	abr/19	Noroeste
Cimatario Banco 2 /2,10	1	T	20	115/13.8	abr/19	Occidental
Estadio Corregidora Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	abr/19	Occidental
Querétaro Industrial Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	abr/19	Occidental
Tlajomulco Banco 2 /2	1	T	60	230/23	abr/19	Occidental
Santa Cruz Banco 2 /2	1	T	13	115/13.8	abr/19	Occidental
Guadalajara Industrial Banco 2 /1	4	T	225	230/69	abr/19	Occidental
Irapuato II Banco 3 (Traslado) /1	4	AT	133	230/115	abr/19	Occidental
Cholula II Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	abr/19	Oriental
Mazatlán Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	20	115/13.8	abr/19	Oriental
Las Torres Banco 2 /2	1	T	30	138/13.8	jun/19	Noreste

... Continuación

CUADRO 8.44 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Berriozábal Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	sep/19	Oriental
Tilapa Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	oct/19	Oriental
Chignahuapan Banco 1 (Sustitución) /2	1	T	30	115/13.8	dic/19	Oriental
Chichí Suárez Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	mar/20	Peninsular
Xcalacoco Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	mar/20	Peninsular
Carranza Banco 2 /2	1	T	40	161/13.8	abr/20	Baja California
Compuertas Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	abr/20	Noroeste
Saucito Banco 2 /2	1	T	30	115/23	abr/20	Norte
Colina Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	abr/20	Norte
Colonia Juárez Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	abr/20	Norte
Monteverde Banco 2 /2	1	T	30	115/34.5	abr/20	Norte
Torreón Sur Banco 3 /1	3	AT	375	400/115	abr/20	Norte
Nueva Jauja Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	abr/20	Occidental
Nueva Pedregal Banco 1 /2,10	1	T	20	115/13.8	abr/20	Occidental
Satélite Banco 2 /2,10	1	T	20	115/13.8	abr/20	Occidental
Jesús del Monte Banco 2 /2	1	T	20	115/13.8	abr/20	Occidental
Unión de San Antonio Banco 1 /2	1	T	20	115/13.8	abr/20	Occidental
Tapalpa Banco 1 /2	1	T	20	115/23	abr/20	Occidental
Campos Banco 1 (SF6) /2	1	T	20	115/13.8	abr/20	Occidental
Potreros Banco 4 /1	4	T	500	400/115	abr/20	Occidental
León III Banco 3 (Traslado) /1	3	AT	100	230/115	dic/20	Occidental
Cales Banco 1 /2	1	T	9	115/13.8	dic/20	Oriental
La Encantada /2	1	T	30	115/69/13.8	abr/21	Baja California
Cucapah Bancos 1 y 2 /1	7	AT	875	400/230	abr/21	Baja California
Cucapah Estación Convertidora /1	1	EC	1,200	±500/400	abr/21	Baja California
La Herradura Bancos 1 y 2 /1	7	AT	875	400/230	abr/21	Baja California
Mezquital Estación Convertidora /1	1	EC	180	±400/115	abr/21	Mulegé
Villa Constitución Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21	Baja California Sur
Villa Constitución Estación Convertidora /1	1	EC	600	±400/230	abr/21	Baja California Sur
Olas Altas Banco 2 /1	3	AT	100	230/115	abr/21	Baja California Sur
Seri Estación Convertidora /1	1	EC	1,200	±500/400	abr/21	Noroeste
Esperanza Estación Convertidora /1	1	EC	780	±400/400	abr/21	Noroeste
Caimanero Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21	Noroeste
Mar de Cortés Banco 1 /1	4	AT	300	230/115	abr/21	Noroeste
Mitla Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	abr/21	Norte
Ocuituco Banco 1 /2	1	T	13	115/13.8	abr/21	Oriental
La Silla Apodaca Banco 2 /2	1	T	30	115/13.8	jun/21	Noroeste
Río Sonora Banco 2 /2	1	T	30	115/13.8	jun/21	Noroeste
Ferrocarril Banco 1 (SF6) /2	1	T	60	230/23	dic/21	Central
Lomas Banco 1 /2	1	T	30	115/13.8	dic/21	Oriental
Torreón Sur Banco 4	3	AT	375	400/230	abr/24	Norte
Deportiva Banco 3	3	AT	330	400/230	abr/26	Central
Riviera Maya Banco 3	3	AT	375	400/230	abr/26	Peninsular
Total			10,892			

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 2/ Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE)

10/ Obra con recursos por aportaciones

T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora

CUADRO 8.45 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PRODESEN 2016-2030.

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAR	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Mérida II MVAR /1	Capacitor	115	30.0	mar-18	Peninsular
Poniente MVAR /1	Capacitor	115	30.0	mar-18	Peninsular
El Carrizo MVAR (Traslado) /1	Capacitor	115	15.0	abr-18	Noroeste
Nogales Aeropuerto MVAR /1	Capacitor	230	35.0	dic-18	Noroeste
Industrial Caborca MVAR /1	Capacitor	115	30.0	abr-19	Noroeste
Seis de Abril MVAR /1	Capacitor	115	15.0	abr-19	Noroeste
Izúcar de Matamoros MVAR /1	Capacitor	115	12.5	abr-19	Oriental
Alvarado II MVAR /1	Capacitor	115	7.5	abr-19	Oriental
San Andrés II MVAR /1	Capacitor	115	7.5	abr-19	Oriental
Puebla II MVAR /1,21	Capacitor	400	532.2	abr-19	Oriental
Temascal II MVAR /1,21	Capacitor	400	885.6	abr-19	Oriental
Juile MVAR /1,21	Capacitor	400	754.1	abr-19	Oriental
Seri MVAR /1	Reactor	400	117.0	oct-19	Noroeste
Eólico Rumorosa MVAR /1	Reactor	400	67.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa MVAR /1	Reactor	400	50.0	abr-21	Baja California
Villa Constitución MVAR /1	Capacitor	115	15.0	abr-21	Baja California Sur
Olas Altas MVAR /1	Capacitor	115	15.0	abr-21	Baja California Sur
Jacalitos MVAR /1	Reactor	400	133.0	abr-21	Noreste
Jacalitos MVAR /1	Reactor	400	67.0	abr-21	Noreste
Santa Ana MVAR /1	Reactor	230	21.0	abr-21	Noroeste
Ferrocarril MVAR /2	Capacitor	23	9.0	dic-21	Central
La Ciénega MVAR	Reactor	230	28.0	abr-23	Oriental
Escárcega Potencia MVAR	Reactor	400	100.0	mar-24	Peninsular
Ticul II MVAR	Reactor	400	133.0	mar-24	Peninsular
Atlacomulco Potencia MVAR	Reactor	400	100.0	abr-24	Central
Tamós MVAR	Reactor	400	62.0	abr-25	Noreste
Ramos Arizpe MVAR	Reactor	400	75.0	abr-26	Noreste
Jerónimo Ortiz MVAR	Reactor	400	75.0	abr-26	Norte
Jerónimo Ortiz MVAR	Reactor	400	100.0	abr-26	Norte
Total			3,521.4		

1/ Obra PRODESEN (propuesta por Gerencia de Control Regional del CENACE) 2/ Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE)
21/ Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente por equipo con capacidad a 1350 MVA

Costos de inversiones 2016-2030

El monto total necesario de infraestructura de transmisión para atender el servicio de energía eléctrica estimado por CENACE considerando la Obra Pública Financiada, Obra de Recurso Propio, PRODESEN Y Obras a mediano y largo plazo para el período 2016-2030 asciende a **184,858 millones de pesos de 2015**, con la siguiente composición: **54.12%** en obras de transmisión, **41.54%** para

transformación y **4.34%** para compensación. Asimismo, se estima una inversión adicional de 5,406 millones de pesos de obras individuales de interconexión de algunas centrales eléctricas y refuerzos de transmisión con cargo al solicitante.

En los cuadros 8.48 a 8.51 se desglosan los requerimientos de inversión de las obras de Transmisión, Transformación y Compensación por nivel de tensión.

CUADRO 8.46 REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Líneas								
Obra PRODESEN	842,155	4,122,477	5,097,078	4,427,051	11,458,756	1,143,202	0	0
Obra Pública Financiada	4,786,221	12,920,253	2,310,637	166,857	0	0	0	0
Obra de Recurso Propio	519,556	262,713	105,404	45,100	12,812	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	42,871	440,787	2,437,743	5,225,137	12,952,394
Total	6,147,933	17,305,443	7,513,119	4,681,879	11,912,355	3,580,945	5,225,137	12,952,394
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Líneas								
Obra PRODESEN	0	0	0	0	0	0	0	27,090,719
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	20,183,968
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	945,584
Obras a mediano y largo plazo	7,436,767	7,507,379	6,649,382	3,552,834	1,831,926	876,579	2,869,053	51,822,853
Total	7,436,767	7,507,379	6,649,382	3,552,834	1,831,926	876,579	2,869,053	100,043,125
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Transformación								
Obra PRODESEN	215,296	4,734,001	6,253,872	8,536,664	8,695,970	2,617,699	0	0
Obra Pública Financiada	4,864,113	5,624,574	3,094,890	173,420	13,928	0	0	0
Obra de Recurso Propio	655,672	414,527	261,351	49,411	32,118	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	12,600	174,607	1,514,146	3,869,036	4,731,075
Total	5,735,082	10,773,101	9,610,113	8,772,095	8,916,622	4,131,845	3,869,036	4,731,075
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Transformación								
Obra PRODESEN	0	0	0	0	0	0	0	31,053,502
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	13,770,925
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	1,413,079
Obras a mediano y largo plazo	4,270,818	3,635,217	3,072,943	3,275,078	1,752,458	1,715,896	2,526,141	30,550,014
Total	4,270,818	3,635,217	3,072,943	3,275,078	1,752,458	1,715,896	2,526,141	76,787,520

... Continuación

CUADRO 8.46 REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Compensación								
Obra PRODESEN	161,567	397,071	877,990	388,209	244,545	165,298	0	0
Obra Pública Financiada	571,789	243,990	269,749	33,599	1,756	0	0	0
Obra de Recurso Propio	25,494	58,681	20,799	31,364	25,495	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	95,102	285,061	410,399	733,745
Total	758,850	699,742	1,168,538	453,171	366,899	450,358	410,399	733,745

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Compensación								
Obra PRODESEN	0	0	0	0	0	0	0	2,234,680
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	1,120,883
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	161,834
Obras a mediano y largo plazo	678,830	792,213	839,149	271,168	157,580	59,476	187,953	4,510,676
Total	678,830	792,213	839,149	271,168	157,580	59,476	187,953	8,028,073

CUADRO 8.47 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL (MILES DE PESOS DE 2015).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Obra PRODESEN	1,219,019	9,253,549	12,228,940	13,351,923	20,399,272	3,926,198	0	0
Obra Pública Financiada	10,222,124	18,788,816	5,675,276	373,876	15,684	0	0	0
Obra de Recurso Propio	1,200,722	735,921	387,554	125,875	70,425	0	0	0
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	55,471	710,496	4,236,951	9,504,572	18,417,213
Total	12,641,865	28,778,287	18,291,770	13,907,145	21,195,876	8,163,149	9,504,572	18,417,213

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Obra PRODESEN	0	0	0	0	0	0	0	60,378,901
Obra Pública Financiada	0	0	0	0	0	0	0	35,075,775
Obra de Recurso Propio	0	0	0	0	0	0	0	2,520,497
Obras a mediano y largo plazo	12,386,416	11,934,809	10,561,473	7,099,080	3,741,965	2,651,952	5,583,147	86,883,544
Total	12,386,416	11,934,809	10,561,473	7,099,080	3,741,965	2,651,952	5,583,147	184,858,717

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	5,406,450
Total	190,265,167

CUADRO 8.48 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0	0	4,943,469	3,702,372	3,996,023	12,641,865
2017	5,312,732	0	4,834,100	4,799,136	13,832,319	28,778,287
2018	5,510,089	1,755,784	4,092,281	2,474,144	4,459,473	18,291,770
2019	6,292,249	2,388,456	2,262,526	1,057,174	1,906,741	13,907,145
2020	6,145,809	7,518,181	4,072,571	2,385,999	1,073,317	21,195,876
2021	1,181,408	1,274,482	2,611,217	1,386,841	1,709,201	8,163,149
2022	0	0	5,493,618	1,829,657	2,181,296	9,504,572
2023	0	0	14,094,296	2,538,344	1,784,573	18,417,213
2024	0	0	8,201,548	2,412,700	1,772,168	12,386,416
2025	0	0	7,432,772	2,460,450	2,041,587	11,934,809
2026	0	0	7,727,349	1,393,407	1,440,718	10,561,473
2027	0	0	4,906,512	1,160,200	1,032,368	7,099,080
2028	0	0	2,039,623	611,209	1,091,133	3,741,965
2029	0	0	1,381,925	510,256	759,771	2,651,952
2030	0	0	2,576,151	1,681,369	1,325,627	5,583,147
Total	24,442,286	12,936,902	76,669,957	30,403,258	40,406,314	184,858,717

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	5,406,450
Total	190,265,167

CUADRO 8.49 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

Año	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0	0	2,994,609	1,666,310	1,487,013	6,147,933
2017	1,759,676	0	3,475,919	2,353,452	9,716,396	17,305,443
2018	1,920,592	886,120	2,185,986	678,412	1,842,009	7,513,119
2019	1,717,888	592,552	1,313,447	434,545	623,447	4,681,879
2020	2,948,984	4,511,643	2,880,932	1,317,665	253,131	11,912,355
2021	277,215	424,110	1,797,542	443,509	638,569	3,580,945
2022	0	0	4,042,894	460,915	721,328	5,225,137
2023	0	0	11,286,792	1,124,985	540,616	12,952,394
2024	0	0	5,731,150	1,168,272	537,345	7,436,767
2025	0	0	5,077,310	1,740,262	689,808	7,507,379
2026	0	0	5,346,805	978,194	324,383	6,649,382
2027	0	0	2,878,388	499,184	175,262	3,552,834
2028	0	0	1,341,249	175,787	314,889	1,831,926
2029	0	0	665,022	55,341	156,217	876,579
2030	0	0	2,089,767	417,771	361,514	2,869,053
Total	8,624,354	6,414,425	53,107,812	13,514,607	18,381,927	100,043,125

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	2,951,885
Total	102,995,010

CUADRO 8.50 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0	0	1,754,374	1,807,883	2,172,825	5,735,082
2017	3,553,056	0	1,014,398	2,427,998	3,777,649	10,773,101
2018	3,589,498	869,664	1,159,927	1,766,358	2,224,667	9,610,113
2019	4,574,360	1,795,904	637,054	590,360	1,174,416	8,772,095
2020	3,196,825	3,006,538	889,865	1,057,054	766,341	8,916,622
2021	904,193	850,372	530,505	893,331	953,444	4,131,845
2022	0	0	1,303,624	1,368,742	1,196,670	3,869,036
2023	0	0	2,369,435	1,399,825	961,815	4,731,075
2024	0	0	2,091,555	1,183,014	996,250	4,270,818
2025	0	0	1,766,672	681,325	1,187,219	3,635,217
2026	0	0	1,676,284	415,212	981,446	3,072,943
2027	0	0	1,866,596	661,016	747,466	3,275,078
2028	0	0	656,329	435,421	660,708	1,752,458
2029	0	0	689,189	454,915	571,792	1,715,896
2030	0	0	386,933	1,263,598	875,610	2,526,141
Total	15,817,932	6,522,477	18,792,739	16,406,053	19,248,319	76,787,520

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	2,203,633
Total	78,991,153

CUADRO 8.51 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS DE COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (MILES DE PESOS DE 2015).

Año	500 kV CD	400kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0	0	194,487	228,179	336,185	758,850
2017	0	0	343,783	17,685	338,274	699,742
2018	0	0	746,368	29,373	392,797	1,168,538
2019	0	0	312,025	32,269	108,878	453,171
2020	0	0	301,774	11,280	53,845	366,899
2021	0	0	283,170	50,001	117,187	450,358
2022	0	0	147,101	0	263,298	410,399
2023	0	0	438,069	13,533	282,142	733,745
2024	0	0	378,843	61,414	238,573	678,830
2025	0	0	588,790	38,863	164,560	792,213
2026	0	0	704,260	0	134,889	839,149
2027	0	0	161,529	0	109,639	271,168
2028	0	0	42,044	0	115,536	157,580
2029	0	0	27,714	0	31,762	59,476
2030	0	0	99,450	0	88,503	187,953
Total	0	0	4,769,407	482,598	2,776,068	8,028,073

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	250,930
Total	8,279,003

Alcance en metas físicas asociado al monto de inversiones requerido

A continuación se muestra el resumen del programa multianual de adición de infraestructura para líneas, subestaciones y equipo de compensación.

CUADRO 8.52 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2016-2030.

Año	Líneas km-c					Total
	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	
2016	0	0	1,181	232	855	2,268
2017	0	0	785	744	3,267	4,796
2018	0	0	667	561	798	2,026
2019	1,200	0	394	0	310	1,904
2020	0	0	0	23	358	381
2021	1,400	1,308	867	568	85	4,229
2022	0	0	0	113	289	402
2023	0	0	678	451	585	1,714
2024	0	0	3,069	230	154	3,453
2025	0	0	420	609	444	1,473
2026	0	0	1,526	532	234	2,292
2027	0	0	1,252	362	100	1,714
2028	0	0	267	242	253	762
2029	0	0	303	13	119	436
2030	0	0	0	78	144	222
Total	2,600	1,308	11,410	4,759	7,994	28,071

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	428
Total km-c	28,499

CUADRO 8.53 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN 2016-2030.

Año	Subestaciones MVA					Total
	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	
2016	0	0	4,300	1,850	1,309	7,459
2017	0	0	1,633	1,285	1,275	4,194
2018	0	0	1,535	2,798	1,182	5,515
2019	7,200	0	0	1,268	485	7,753
2020	0	0	875	460	619	1,954
2021	2,400	1,580	1,750	1,193	253	6,496
2022	0	0	0	280	430	710
2023	0	0	3,100	2,625	627	6,352
2024	0	0	4,625	1,230	260	6,115
2025	0	0	1,000	1,525	629	3,154
2026	0	0	1,205	40	720	1,965
2027	0	0	2,825	420	380	3,625
2028	0	0	1,000	1,333	353	2,686
2029	0	0	1,600	600	523	2,723
2030	0	0	375	1,558	221	2,155
Total	9,600	1,580	25,823	18,466	9,266	64,735

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	3,350
Total MVA	68,085

CUADRO 8.54 METAS FÍSICAS DE OBRAS DE COMPENSACIÓN 2016-2030.

Compensación MVar						
Año	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0	0	362	800	322	1,484
2017	0	0	350	48	290	688
2018	0	0	350	35	553	938
2019	0	0	2,356	0	210	2,565
2020	0	0	0	0	123	123
2021	0	0	317	21	52	390
2022	0	0	600	0	173	773
2023	0	0	0	0	255	255
2024	0	0	700	0	406	1,281
2025	0	0	62	46	76	184
2026	0	0	429	0	145	574
2027	0	0	1,150	0	116	1,266
2028	0	0	67	0	162	229
2029	0	0	0	0	34	34
2030	0	0	0	0	12	12
Total	0	0	6,742	950	2,927	10,619

Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante	300
Total MVar	10,919

Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales (Sonora – Arizona).

Por las características topológicas y eléctricas de los Sistemas Eléctricos de México y Estados Unidos de América, no se pueden operar interconectados síncronamente, debido a riesgos potenciales de inestabilidad del Sistema Mexicano, por lo que es necesario la interconexión a través de enlaces asíncronos.

Los enlaces asíncronos provén un respaldo por confiabilidad a ambos sistemas eléctricos y una ruta para estar preparados para una integración de los Mercado Eléctricos de México y los Estados Unidos de América.

Actualmente, se tienen cuatro enlaces asíncronos en la frontera con el estado de Texas USA con una capacidad de 436 MW, que provén un respaldo por confiabilidad al estado de Texas USA y la Región Noreste del Sistema Mexicano, así como una ruta para transacciones comerciales de energía eléctrica.

En la región Noroeste de México no se cuenta con enlaces que brinden los beneficios con los que cuenta la región Noreste de México. Con el proyecto del enlace asíncrono de Nogales, ubicado en la frontera entre los estados de Sonora México y Arizona USA, se tendrá una fuente de respaldo por confiabilidad, apoyo

ante situaciones de emergencia, arranque negro ante la eventualidad de colapso en la región y compartir los beneficios de la integración de generación renovable en la región. Asimismo el enlace asíncrono generará una vía de oportunidades para una eventual integración regional de los Mercados Eléctricos de México y los Estados Unidos de América.

La construcción del enlace asíncrono robustece la red eléctrica en la frontera entre los estados de Sonora y Arizona, creando la oportunidad de desarrollo económico regional para el crecimiento del sector industrial, comercial y habitacional.

Para el aprovechamiento de este enlace, es necesario mejorar la infraestructura eléctrica en el lado de México, requiriéndose:

- Vestir el 2° circuito de 1C-ACSR 1113 MCM, 16 km a la altura de las subestaciones Nogales Aeropuerto – Nogales Norte.
- Un circuito en 230 kV de 1C-ACSR 1113 MCM de dos tramos de 5 y 6 km; este último al punto fronterizo.
- Una bahía y alimentador en 230 kV en Nogales Aeropuerto.
- Banco de capacitores de 230 kV, 35 MVAR en subestación Nogales – Aeropuerto.

MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD

Modernización de enlaces de transmisión

En el cuadro 9.1 se muestra el programa de Modernización de Enlaces Críticos a cargo de la Subdirección de Transmisión del periodo 2016 – 2018. Este programa de modernización fue establecido en años previos por la CFE en sus áreas operativas para el incremento en la capacidad de

transmisión de los enlaces existentes a fin de aprovechar la infraestructura de transmisión en forma eficiente. La modernización de 2016 está en proceso de su ejecución. En el cuadro 9.2 se muestran las inversiones estimadas para repotenciar los enlaces críticos por parte de la Subdirección de Transmisión de CFE.

CUADRO 9.1 LISTADO DE MODERNIZACIÓN DE ENLACES CRÍTICOS.

Línea de Transmisión	Tensión kV	Capacidad MW	Fecha de entrada	Gerencia de Control
L1 Malpaso - Minatitlán	400	1,350	dic-16	Oriental
L2 Malpaso - Minatitlán	400	1,350	dic-16	Oriental
L1 Malpaso - Coatzacoalcos	400	1,350	dic-16	Oriental
L1 Coatzacoalcos - Minatitlán	400	1,350	dic-16	Oriental
L1 Juile - Cerro de Oro	400	1,350	dic-16	Oriental
L2 Juile - Cerro de Oro	400	1,350	dic-16	Oriental
L3 Juile - Cerro de Oro	400	1,350	dic-16	Oriental
L1 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350	dic-16	Oriental
L2 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350	dic-16	Oriental
L3 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350	dic-16	Oriental
L1 Topilejo - San Bernabé	400	1,350	dic-16	Central
L2 Topilejo - San Bernabé	400	1,350	dic-16	Central
L1 Durango Dos - Mazatlán Dos	230	360	dic-16	Norte
L1 Jerónimo Ortíz - Fresnillo	230	360	dic-16	Norte
L1 Lerdo - La Trinidad	230	360	dic-16	Norte
L1 Aeropuerto - Villa de García	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Aeropuerto - Las Glorias	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Las Glorias - Villa de García	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Aeropuerto - Ternium	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Ternium - Huinalá	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Anáhuac Tamaulipas Potencia - El Guerreño	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 El Guerreño - Aeropuerto	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Anáhuac Tamaulipas Potencia - Aeropuerto	400	1,350	dic-17	Noreste
L1 Zapata - Mezcala	230	360	dic-17	Oriental
L2 Zapata - Mezcala	230	360	dic-17	Oriental
L1 Saltillo - Andalucía	230	360	dic-17	Noreste
L1 Cabo San Lucas Dos - Turbogás Los Cabos	115	140	dic-17	Baja California Sur
L2 Cabo San Lucas Dos - Turbogás Los Cabos	115	140	dic-17	Baja California Sur
L1 Pitirera - Donato Guerra	400	1,350	dic-17	Occidental
L2 Pitirera - Donato Guerra	400	1,350	dic-17	Occidental

... Continuación

CUADRO 9.1 LISTADO DE MODERNIZACIÓN DE ENLACES CRÍTICOS.

Línea de Transmisión	Tensión kV	Capacidad MW	Fecha de entrada	Gerencia de Control
L1 Lázaro Cárdenas - Donato Guerra	400	1,500	dic-17	Occidental
L1 Donato Guerra - Almoloya	400	1,350	dic-17	Occidental
L1 Donato Guerra - Agustín Millán	400	1,350	dic-17	Occidental
L1 Agustín Millán - Deportiva	400	1,350	dic-17	Central
L1 Donato Guerra - Nopala	400	1,350	dic-17	Central
L1 Río Escondido - Hércules Potencia	400	1,350	dic-18	Noreste
L1 Río Escondido - Frontera	400	1,350	dic-18	Noreste
L1 Carbón Dos - Frontera	400	1,350	dic-18	Noreste
L1 Carbón Dos - Lampazos	400	1,350	dic-18	Noreste
L2 Carbón Dos - Lampazos	400	1,350	dic-18	Noreste
L1 Lampazos - Escobedo	400	1,350	dic-18	Noreste
L2 Lampazos - Escobedo	400	1,350	dic-18	Noreste
L1 Frontera - Villa de García	400	1,350	dic-18	Noreste
L2 Frontera - Villa de García	400	1,350	dic-18	Noreste

CUADRO 9.2 MONTO ESTIMADO DE INVERSIÓN (MILLONES DE PESOS) PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LOS ENLACES CRÍTICOS.

Enlaces Críticos	2016	2017	2018
Enlaces programados anuales a repotenciar	15	15	10
Inversión anual (millones de pesos)	113	112	75

Modernización de equipamiento en Líneas y Subestaciones de la Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.

El transportista de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) envió al CENACE requerimientos presupuestales para la modernización de la Red Nacional de Transmisión sin justificaciones técnicas y económicas de los proyectos. En la opinión que emitió la Comisión Reguladora de Energía al Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM 2016-2030, hizo referencia a la necesidad de disponer de las

justificaciones técnicas y económicas de los proyectos de modernización. Por estar en proceso las justificaciones, se envía a la SENER los requerimientos presupuestales del transportista con carácter indicativo solamente; quedando supeditada su autorización al cumplimiento de la justificación técnica y económica, opinión favorable de la CRE y aprobación de la SENER.

En los cuadros 9.3 al 9.6 se indican las metas físicas y montos requeridos para la modernización de instalaciones de la Subdirección de Transmisión de la CFE.

CUADRO 9.3 METAS FÍSICAS DE MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Componentes	Unidad	Unidades ¹					Total
		2016	2017	2018	2019	2020	
Apartarrayos para LT	Pieza	1,065	1,304	1,430	1,415	883	6,097
Sistemas de tierras	Torre	1,176	1,672	2,069	1,700	1,646	8,263
Ángulo de blindaje	Torre	621	765	689	598	655	3,328
Distancias dieléctricas	Torre	43	183	70	156	58	510
Hilo de guarda	km	369	1,035	832	434	534	3,204
Cable conductor	km	253	346	358	330	452	1,739
Protección catódica	Torre	35	351	356	481	366	1,589
Cimentaciones	Torre	597	719	784	690	740	3,530
Estructuras Intermedias/Rompetramos	Pieza	102	131	151	138	120	642
Aislamiento convencional/sintético	Torre	3,058	4,974	4,289	5,248	3,903	21,472
Sistema antiaves	Torre	1,501	1,432	1,389	1,528	1,172	7,022
Sistema antirrobo	Torre	98	530	697	604	456	2,385
Obra civil asociada (Deslaves, Obras de arte)	Torre	1,356	760	832	893	490	4,332
Hilo de guarda (CABLE OPGW)	km	318	138	0	270	270	996
Herrajes	Pieza	3	981	698	670	320	2,672

1/ Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad

CUADRO 9.4 MONTO DEL PROYECTO (MILES DE PESOS) PARA MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Componentes	Monto por año (miles de pesos) ¹					Total
	2016	2017	2018	2019	2020	
Apartarrayos para LT	62,853	80,046	91,140	84,865	53,340	372,244
Sistemas de tierras	66,495	89,895	114,990	94,550	94,190	460,120
Ángulo de blindaje	35,855	41,710	39,905	34,270	37,845	189,585
Distancias dieléctricas	2,150	8,200	2,550	7,800	2,900	23,600
Hilo de guarda	17,600	41,418	35,150	21,200	26,200	141,568
Cable conductor	48,012	56,200	57,000	55,100	78,660	294,972
Protección catódica	700	13,530	14,080	16,670	13,220	58,200
Cimentaciones	97,570	125,130	136,240	120,960	127,800	607,700
Estructuras Intermedias/Rompetramos	278,900	356,800	412,400	344,500	321,500	1,714,100
Aislamiento convencional/sintético	52,798	71,770	68,495	76,270	63,710	333,043
Sistema antiaves	27,010	26,030	25,444	25,880	22,090	126,454
Sistema antirrobo	4,900	22,868	29,208	25,370	19,330	101,676
Obra civil asociada (Deslaves, Obras de arte)	27,259	20,710	23,418	20,390	12,610	104,387
Hilo de guarda (CABLE OPGW)	0	0	0	0	0	0
Herrajes	0	10,765	11,270	10,475	11,317	43,827
Subtotal en equipamiento	722,102	965,072	1,061,290	938,300	884,712	4,571,476
Puesta en servicio	41,393	39,518	39,683	41,903	40,380	202,876
Monto Total del Proyecto	763,495	1,004,590	1,100,973	980,203	925,092	4,774,352

1/ Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad

CUADRO 9.5 METAS FÍSICAS DE MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Componentes ¹	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Subestaciones (Equipo primario)						
Interruptores 400 kV	31	32	18	9	14	104
Interruptores 230 kV	129	149	97	75	56	506
Interruptores 115 kV	92	88	64	26	35	305
Interruptores < 115 kV	148	110	108	117	100	583
Cuchillas 400 kV	81	119	68	56	59	383
Cuchillas 230 kV	387	292	286	302	281	1,548
Cuchillas 115 kV	315	267	235	212	155	1,184
Cuchillas < 115 kV	268	140	218	97	90	813
DP's ó DPI's 400 kV	30	8	41	6	3	88
DP's ó DPI's 230 kV	105	149	109	56	49	468
DP's ó DPI's 115 kV	56	58	57	43	24	238
DP's ó DPI's < 115 kV	121	14	47	49	45	276
TC's 400 kV	55	132	67	28	15	297
TC's 230 kV	220	285	208	311	224	1,248
TC's 115 kV	162	126	89	63	47	487
TC's < 115 kV	96	27	75	63	23	284
AP's 400 kV	126	54	52	18	6	256
AP's 230 kV	201	185	189	183	110	868
AP's 115 kV	134	200	95	101	71	601
AP's < 115 kV	150	21	28	33	95	327
Barras 400 kV	10	13	1	2	2	28
Barras 230 kV	29	4	53	5	6	97
Barras 115 kV	33	10	79	4	14	140
Barras < 115 kV	19	4	14	58	22	117
Transformadores (Sustitución)	16	39	34	33	25	147
Transformadores (Modernización Sistemas)	141	100	59	30	47	377
Reactores	2	6	4	1	5	18
Capacitores	29	57	41	6	8	141
Plantas de emergencia	19	10	8	1	2	40
Tableros de Transferencia Automática	14	5	3	0	7	29
Bancos de baterías	39	65	88	59	38	289
Cargadores	26	35	33	16	7	117
CEV's	1	0	0	0	0	1
Tableros de Servicios propios CD y CA	190	87	103	72	34	486

... Continuación

CUADRO 9.5 METAS FÍSICAS DE MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Componentes ¹	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Protección y Medición						
Esq. Protección 400 kV	21	3	28	2	17	71
Esq. Protección 230 kV	95	51	73	4	6	229
Esq. Protección 115 kV	71	30	32	15	41	189
Esq. Protección < 115 kV	5	22	16	4	5	52
Esq. De Medición	304	101	107	88	57	657
Tableros integrales 400 kV	64	41	43	50	60	258
Tableros integrales 230 kV	101	138	115	88	106	548
Tableros integrales 115 kV	69	57	36	117	72	351
Tableros integrales < 115 kV	26	26	20	33	63	168
Casetas de Control Prefabricadas	15	17	4	2	3	41
Esquemas Discretos	6	2	6	0	4	18
Esquemas Integradores de Información	14	4	5	6	8	37
Registradores de Disturbio	176	114	123	84	45	542
PMU	19	5	11	2	3	40
Cable de Control (km)	1,714	1,236	2,937	1,276	1,169	8,332
Control						
SICLE	46	33	24	17	23	143
Subsistema Remoto SSR	228	153	88	40	179	688
Simulador	28	70	41	21	37	197
Subsistema Local	168	159	65	49	31	472
Aplicaciones SICLE	25	22	17	5	5	74
SIME	4	19	9	8	1	41
Concentrador de Información de Instalación	47	35	10	7	10	109
Nodo Secundario	19	2	5	0	0	26
Aplicaciones SIME	8	1	4	5	2	20
IMEEP	691	300	500	438	371	2,300
MM SCADA	5	71	136	15	45	272
SINALPT	29	12	11	15	1	68
IMARP	45	6	0	1	1	53
Control del CEV	1	2	2	0	1	6
Sistema de Control y Protección	2	10	2	2	0	16
Válvula de Tiristores	3	4	6	4	1	18
Sistema de Enfriamiento	3	4	3	1	2	13
Sistema Auxiliares para CEV	1	2	3	3	2	11
Sistema de Monitoreo y Control	1	7	2	0	3	13
Comunicaciones						
Equipo Digital de Teleprotección (EDT)	148	125	87	36	53	449
Ondas Portadoras por Líneas de Alta Tensión (OPLAT)	111	107	72	54	49	393
(Conmutador Datos) Multiplex, PDH, Switch Capa 3, Access Point	317	207	148	132	88	892
Conmutadores de Voz	68	77	35	39	20	239
Radio Portátil (VHF - FM)	537	378	295	218	176	1,604
Radio Móvil (VHF - FM)	437	256	114	152	97	1,056
Radio Repetidores Digitales (VHF - FM)	43	42	14	17	15	131
Radio Bases Digitales (VHF - FM)	207	109	34	24	36	410
Consola de Control Remoto	57	55	8	4	19	143
Sistema Troncalizado	0	34	39	16	44	133
Microondas	56	68	70	78	69	341

1/ Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad

CUADRO 9.6 MONTO DEL PROYECTO (MILES DE PESOS) PARA MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Especialidad	Monto por año (miles de pesos) ¹					Total
	2016	2017	2018	2019	2020	
Subestaciones (Equipo primario)	1,754,813	2,121,845	1,921,335	1,454,707	1,270,012	8,522,712
Protección y Medición	416,536	355,837	400,446	333,557	337,469	1,843,846
Control	603,040	652,190	517,440	283,830	335,080	2,391,580
Comunicaciones	423,641	343,964	222,810	181,224	156,703	1,328,342
Puesta en Servicio	118,906	237,261	92,974	71,059	65,829	586,030
Obra Civil Asociada	517,126	423,531	360,735	332,643	298,643	1,932,678
Total	3,834,062	4,134,629	3,515,741	2,657,020	2,463,736	16,605,188

1/ Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad

Resumen de inversiones para la modernización por nivel de tensión de la Subdirección de Transmisión de CFE

En el cuadro 9.7 se muestra el monto total desglosado por nivel de tensión que es requerido por la Subdirección de Transmisión para modernización de líneas y subestaciones.

CUADRO 9.7 MONTO DEL PROYECTO (MILES DE PESOS) PARA MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN¹.

Modernización Transmisión	Monto por año (miles de pesos) ¹					Total
	2016	2017	2018	2019	2020	
Líneas	763,495	1,004,589	1,100,973	980,203	925,092	4,774,352
400 kV	303,458	345,580	386,351	322,332	290,184	1,647,905
230 kV	330,034	545,247	586,913	528,281	500,423	2,490,898
161-69 kV	130,003	113,762	127,709	129,590	134,485	635,548
Subestaciones	3,834,062	4,134,629	3,515,741	2,657,020	2,463,736	16,605,187
400 kV	657,789	790,719	526,405	445,067	446,653	2,866,633
230 kV	1,997,218	2,155,347	1,912,392	1,497,015	1,351,847	8,913,820
161-69 kV	1,179,054	1,188,562	1,076,943	714,938	665,237	4,824,735
Total	4,597,557	5,139,218	4,616,714	3,637,223	3,388,828	21,379,539

1/ Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad

Requerimiento de compensación por Gerencia de Control Regional

En el cuadro 9.8 se muestra el requerimiento de compensación reactiva capacitiva para cumplir con un factor de potencia 0.95 atrasado, por Gerencia de Control Regional y zona de Distribución.

CUADRO 9.8 REQUERIMIENTO DE COMPENSACIÓN REACTIVA POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL.

Gerencia de Control Regional Central			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Metropolitana	86.0	Pachuca	9.0
Toluca	16.7		
Subtotal	102.7	Subtotal	9.0
		Total	111.7

Gerencia de Control Regional Oriental			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Villahermosa	29.1	Huajuapa	0.1
Chontalpa	9.1	Izúcar	5.1
Los Ríos	4.2	Puebla Oriente	5.6
Tuxtla	4.3	San Martín	15.1
Tapachula	0.6	Tecamachalco	5.7
San Cristóbal	0.4	Tehuacán	2.4
Coatzacoalcos	27.9	Tlaxcala	9.6
Tehuantepec	9.5	Poza Rica	11.3
Los Tuxtlas	2.4	Teziutlán	7.4
Veracruz	24.6	Acapulco	11.5
Papaloapan	7.8	Chilpancingo	1.8
Xalapa	0.8	Iguala	0.9
Orizaba	2.6	Morelos	4.9
Córdoba	1.0	Cuatla	4.0
Oaxaca	0.8	Cuernavaca	0.0
Huatulco	1.7	Zihuatanejo	0.3
Puebla Poniente	8.3		
Subtotal	135.1	Subtotal	85.7
		Total	220.8

Gerencia de Control Regional Occidental			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Santiago	0.0	Aguascalientes	44.0
Tepic	0.0	Zacatecas	19.9
Vallarta	2.9	Fresnillo	28.6
Los Altos	6.0	León	40.5
Ciénega	0.0	Irapuato	71.7
Zapotlán	0.7	Celaya	13.5
Costa	0.0	Querétaro	28.6
Minas	0.6	San Juan del Río	25.6
Chapala	2.7	Ixmiquilpan	0.6
Metropolitana Juárez	0.0	Morelia	6.0
Metropolitana Hidalgo	0.0	Zamora	3.2
Metropolitana Libertad	13.1	La Piedad	2.3
Metropolitana Reforma	0.0	Zacapu	1.7
San Luis Potosí	22.2	Uruapan	3.4
Matehuala	0.9	Apatzingán	2.1
Zitácuaro	0.0	Lázaro Cárdenas	0.3
Pátzcuaro	0.0	Colima	0.0
Jiquilpan	0.0	Manzanillo	0.0
Subtotal	49.1	Subtotal	292.0
		Total	341.1

... Continuación

CUADRO 9.8 REQUERIMIENTO DE COMPENSACIÓN REACTIVA POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL.

Gerencia de Control Regional Noroeste			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Caborca	2.2	Navojoa	1.4
Nogales	9.0	Los Mochis	3.6
Hermosillo	22.6	Guasave	1.7
Guaymas	2.3	Culiacán	6.6
Obregón	5.1	Mazatlán	1.3
Subtotal	41.2	Subtotal	14.6
		Total	55.8

Gerencia de Control Regional Norte			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Juárez	60.0	Delicias	30.0
Casas Grandes	20.0	Gómez Palacio	40.0
Chihuahua	40.0	Torreón	70.0
Cuauhtémoc	40.0	Durango	20.0
Parral	15.0		
Subtotal	175.0	Subtotal	160.0
		Total	335.0

Gerencia de Control Regional Noreste			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Reynosa	34.9	Montemorelos Linares	2.3
Matamoros	34.2	Cerralvo Sabinas	0.8
Monclova	31.3	Saltillo	12.1
Nuevo Laredo	8.2	Tampico	11.0
Piedras Negras	21.7	Mante	0.8
Sabinas Coahuila	0.6	Valles	0.9
Metropolitana Norte	53.2	Río Verde	0.4
Metropolitana Oriente	33.0	Victoria	2.4
Metropolitana Poniente	26.1	Huejutla	2.4
Subtotal	243.2	Subtotal	33.1
		Total	276.3

Gerencia de Control Regional Baja California			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Tijuana	12.0	Mexicali	3.0
Ensenada	2.0	San Luis	0.0
Tecate	1.0		
Subtotal	15.0	Subtotal	3.0
		Total	18.0

Gerencia de Control Regional Peninsular			
Zona de Distribución	MVAr	Zona de Distribución	MVAr
Campeche	1.4	Tizimín	0.2
Cancún	3.2	Motul	0.4
Carmen	4.8	Riviera Maya	8.4
Mérida	1.4	Ticul	0.1
Subtotal	10.8	Subtotal	9.1
		Total	19.9

ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS INTERCONEXIONES A LOS SISTEMAS BAJA CALIFORNIA Y BAJA CALIFORNIA SUR

La interconexión de los sistemas California (BC) y Baja California Sur (BCS) con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) tendrá beneficios operativos como: integrar el gran Sistema Eléctrico Nacional, flexibilidad operativa con red completa, con mantenimientos programados, ante fallas de elementos, mejora en la estabilidad del sistema, en el control y en la calidad de frecuencia y voltaje, así como los beneficios económicos al integrar en un solo mercado eléctrico mayorista el Sistema Eléctrico Nacional.

Interconexión BC al SIN

Para la interconexión BC al SIN se analizaron dos alternativas: Corriente Directa y en Corriente Alterna como se muestran en las figuras 10.1 y 10.2.

Para ambas alternativas se analiza la interconexión en 2021, para una capacidad de transmisión de 1000 MW y mismas condiciones operativas en el resto del Sistema Interconectado Nacional.

FIGURA 10.1 ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN EN CORRIENTE DIRECTA.

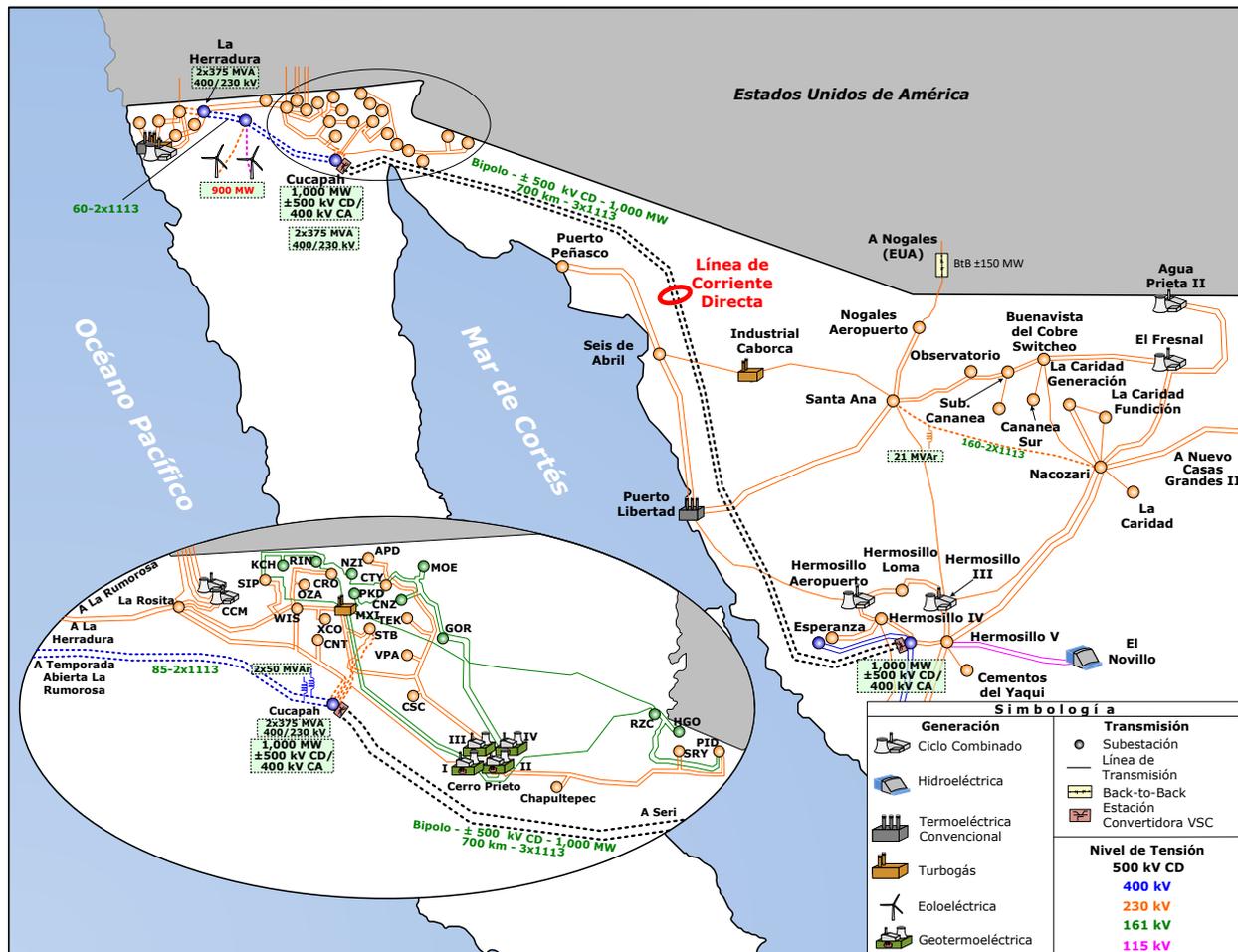
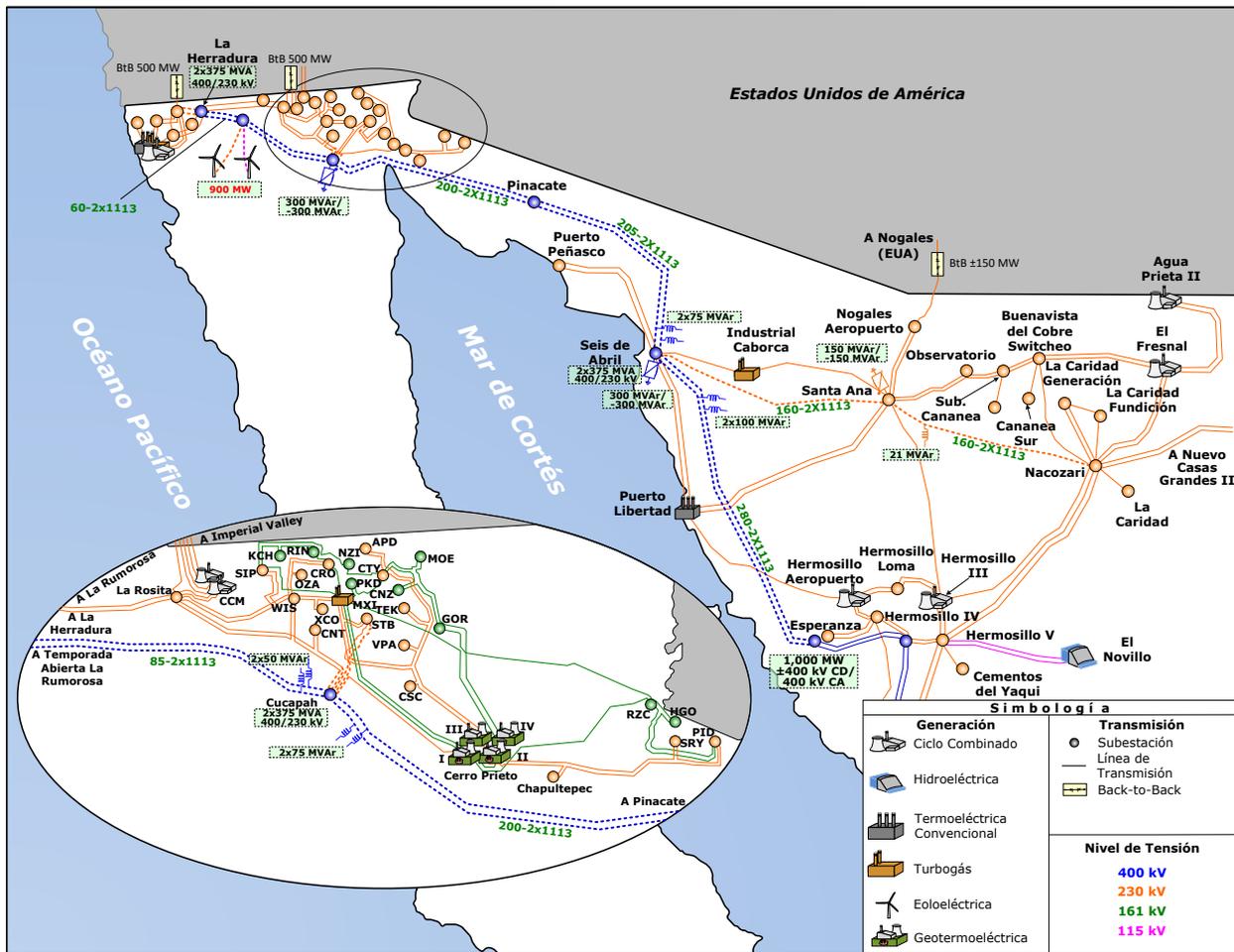


FIGURA 10.2 ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN EN CORRIENTE ALTERNA.



Los escenarios son condiciones puntuales factibles de suceder y están modelados de acuerdo a la demanda pronosticada.

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 de los elementos de interés.

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. 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.

Alternativa en corriente alterna. Límite de transmisión por estabilidad de voltaje en estado estacionario para la interconexión BC-SIN

La determinación de la transferencia de potencia en una compuerta de flujo usando el análisis de estabilidad de voltaje en estado estacionario es a través de las curvas P-V, las cuales son un análisis de flujos de potencia usando técnicas de continuación.

El algoritmo de continuación inicia de una solución conocida y utilizando un esquema predictor-corrector para encontrar soluciones subsecuentes a diferentes

niveles de carga. Tanto el predictor como el corrector son flujos de potencia de Newton modificados.

La determinación de los límites de transferencia de potencia se realiza al analizar los casos de estudio para toda la gama de contingencias. Es decir, se construye tanto la curva P-V para el caso base, como las curvas para todas las contingencias definidas.

Una vez obtenidas las curvas P-V, se determina cuál de las contingencias es la más severa, es decir, la que limita en mayor medida el flujo de potencia de la compuerta.

Para determinar este límite, se verifica lo siguiente:

Definición de variables, parámetros y elementos de la red eléctrica para el cálculo.

- Nodos a monitorear.
- Líneas y/o transformadores que componen la compuerta de flujo.
- Límites térmicos de los elementos establecidos por el transportista.
- Movimientos de generación y/o carga que afectan la compuerta.
- Límite inferior de voltaje para los nodos a monitorear.
- Contingencias que afectan la compuerta.
- Criterio que define el límite de la compuerta (Colapso Voltaje y Límite de Caída de Voltaje).

La compuerta analizada está formada por los dos circuitos de 400 kV entre las Subestaciones Eléctricas Seis de Abril y Pinacate, cada circuito de dos conductores por fase calibre ACSR 1113 MCM.

Se consideran las siguientes contingencias:

- Disparo LT en 400 kV Seis de Abril a Pinacate (SSA-PIN)
- Disparo LT en 400 kV Cucapáh a Pinacate (CUC-PIN), **CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA**

- Disparo LT en 400 kV de Cucapáh a Maniobras Colectora de Eólicos Rumorosa (CUC-TAB)
- Disparo LT en 400 kV de Maniobras Colectora de Eólicos Rumorosa a Herradura (TAB-HRA)
- Disparo LT en 400 kV Seis de Abril a Esperanza (SSA-ESP)
- Disparo LT en 400 kV Esperanza a Seri (ESP-SER)
- Disparo LT en 230 kV Nacozari a Santa Ana (NRI-STA)
- Disparo Central Eléctrica Ciclo Combinado Jovita (300 MW) (CCC-JOV)
- Disparo Compensador Estático de VAR's de Cucapáh (CUC-CEV)
- Disparo Compensador Estático de VAR's de Seis de Abril (SSA-CEV)

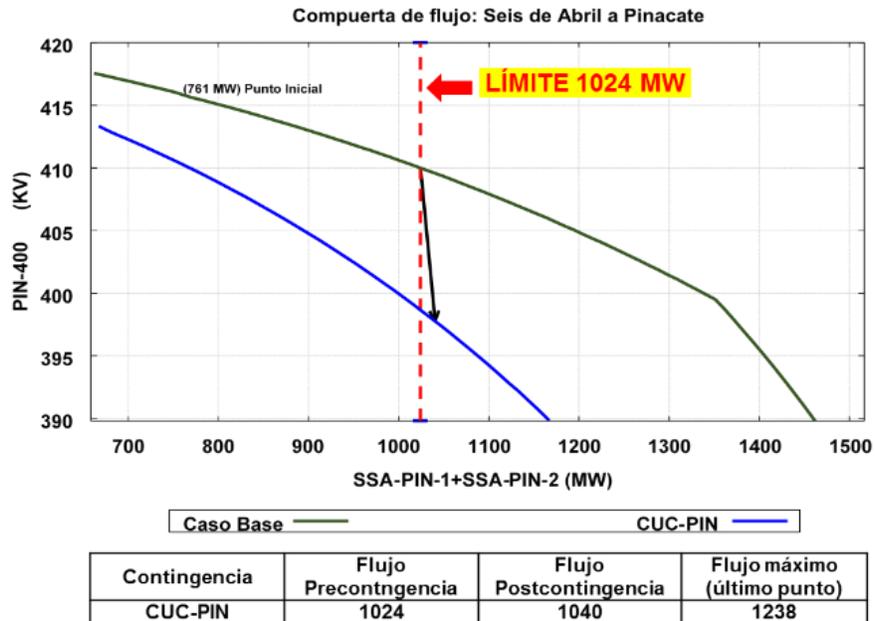
Para el criterio de Colapso se considera un margen del 15%. Este margen es para cubrir las incertidumbres en la demanda y despacho de Generación.

La definición del límite de transmisión se ilustra en la figura 10.3 en curvas P-V para el caso base y con la contingencia más crítica, aplicando el criterio del 15% de margen al punto de colapso. El límite es de 1024 MW, con un margen de seguridad de 198 MW al punto de colapso.

El cuadro 10.1 muestra el límite de transmisión al punto de colapso para todas las contingencias N-1 analizadas ordenadas de la contingencia más severa a la menos severa.

El cuadro 10.2 muestra los voltajes para los puntos operativos de pre y post contingencia para la contingencia más crítica de acuerdo al criterio del 15% de margen al punto de Colapso.

FIGURA 10.3 CURVA PV, FLUJO SSA-PIN.



CUADRO 10.1 LÍMITE PARA CADA CONTINGENCIA.

Contingencia	Límite Operativo (MW)
CUC-PIN	1,024
SSA-PIN	1,033
CUC-CEV	1,130
CCC-JOV	1,148
SSA-CEV	1,167
SSA-ESP	1,212
CUC-TAB	1,240
HRA-TAB	1,250
ESP-SER	1,270
NRI-STA	1,270

CUADRO 10.2 VOLTAJE POR NODO, CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA, DISPARO DE LT CUC-PIN.

Nodo	Voltaje (kV)	
	Pre-Contingencia	Post-Contingencia
PIN-400	410.0	397.8
SSA-400	406.7	405.1
SSA-230	236.5	235.9
STA-230	234.6	234.6
CUC-400	404.4	401.9
TAB-400	402.0	400.0
HRA-400	399.7	397.8
ESP-400	411.3	410.5
SER-400	411.1	410.5

Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas.

Los casos base de flujos de potencia fueron seleccionados en base a la información de la fecha prevista de entrada en servicio del proyecto primer semestre 2021, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada.

Los estudios de flujos de potencia se realizaron considerando los escenarios de demanda de verano 23:30 hs e Invierno 15:00 hs de 2021, donde 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 para ese año.

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

manual de planeación. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

Para el escenario de demanda de verano 23:30 hs de 2021, se considera un flujo de potencia del SIN a BC de 1000 MW.

Para la alternativa en corriente directa, en el cuadro 10.3 se muestran los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC.

Para la alternativa en corriente alterna, en el cuadro 10.4 se muestran los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC.

Para el escenario de demanda de invierno 15:00 hs de 2021, se considera un flujo de potencia del BC a SIN de 750 MW.

El cuadro 10.5 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC para la opción en Corriente Directa.

El cuadro 10.6 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC para la opción en Corriente Alterna.

CUADRO 10.3 FLUJO DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO ASOCIADAS A LA INTERCONEXIÓN SIN-BC, ESCENARIO VERANO 23:00 HS EN CORRIENTE DIRECTA.

Compuerta de Flujo	Contingencia N-1				
	Flujo MW				
	Pre-contingencia	CCC FEN	LT NCG-NRI	LT HCP-REC	LT HGA-MZD
NCG => NRI	295	396	249	133	339
SIN => BC	1,000				
Mazatlán => Culiacán	1,213	1,395	1,267	1,387	1,172
Guaymas => Hermosillo	1,844	2,000	1,890	1,994	1,803
Enl Chihuahua	607	716	558	486	654
GPL => CGD	236	283	212	486	258

CUADRO 10.4 FLUJO DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES COMPUERTA DE FLUJO ASOCIADAS A LA INTERCONEXIÓN SIN-BC, ESCENARIO VERANO 23:00 HS EN CORRIENTE ALTERNA.

Compuerta de Flujo	Contingencia N-1								
	Flujo MW								
	Pre-contingencia	CCC FEN	LT NCG-NRI	LT HCP-REC	LT HGA-MZD	CCC JOV	CC SLRC	LT PIN-CUC	LT SSA-PIN
NCG => NRI	331	427	279	154	375	406	432	336	336
SSA => PIN	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,215	1,288	1,016	1,016
Mazatlán => Culiacán	1,220	1,409	1,282	1,413	1,178	1,411	1,478	1,233	1,234
Guaymas => Hermosillo	1,848	2,011	1,902	2,014	1,809	2,013	2,069	1,860	1,860
Enl Chihuahua	646	751	590	458	693	728	756	652	652
GPL => CGD	244	291	217	513	268	280	292	247	247

CUADRO 10.5 FLUJO DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO ASOCIADAS A LA INTERCONEXIÓN SIN-BC, ESCENARIO INVIERNO 15:00 HS EN CORRIENTE DIRECTA.

Compuerta de Flujo	Contingencia N-1				
	Flujo MW				
	Pre-contingencia	LT CHO-CUP	LT NCG-NRI	LT HCP-REC	LT HGA-MZD
NCG => NRI	-394	-427	-306	-238	-424
BC => SIN	750				
Mazatlán => Culiacán	-1,137	-1,048	-1,186	-1,243	-1,047
Guaymas => Hermosillo	1,647	1,570	1,704	1,771	1,597
HCP => REC	353	377	319	0	377
GPL => CGD	-240	-260	-213	-415	-259

CUADRO 10.6 FLUJO DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES COMPUERTAS DE FLUJO ASOCIADAS A LA INTERCONEXIÓN SIN-BC, ESCENARIO INVIERNO 15:00 HS EN CORRIENTE ALTERNA.

Compuerta de Flujo	Contingencia N-1				
	Flujo MW				
	Pre contingencia	LT CHO-CUP	LT NCG-NRI	LT HCP-REC	LT HGA-MZD
NCG => NRI	-397	-449	-322	-253	-447
BC => SIN	750				
Mazatlán => Culiacán	-1,137	-1,049	-1,191	-1,250	-1,048
Guaymas => Hermosillo	1,648	1,571	1,710	1,779	1,598
HCP => REC	364	388	327	0	388
GPL => CGD	-248	-268	-219	-436	-269

Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional ante las simulaciones de contingencias N-1 y múltiples.

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.

El caso de contingencias múltiples, se simula la desconexión de todas las unidades de una o varias Centrales Eléctricas para comprobar el comportamiento en las aperturas angulares y en la frecuencia de los sistemas a interconectar.

Para el escenario de demanda de verano 23:30 hs de 2021 con un flujo de potencia SIN a BC de 1000 MW se presentan los resultados de las siguientes contingencias:

Falla trifásica en la barra de 400 kV de la Subestación Eléctrica Mazatlán Dos y liberación con el disparo de la línea de transmisión MZD-A3N20-HGA.

La figura 10.4 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa y Alterna. Las aperturas angulares son de unidades de Centrales Eléctricas ubicadas en las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte respecto a una unidad ubicada en la Central Eléctrica Tula.

Se observa que la apertura angular en las unidades ubicadas en el SIN, presentan comportamientos similares ante la falla para ambas opciones. Para la opción en Corriente Directa, las unidades de la Gerencia de Control Regional Baja California no resienten la perturbación.

En la opción de Corriente Alterna, se mantiene la misma apertura angular entre las unidades ubicadas en la Zona Guaymas respecto a las ubicadas en la Zona Tijuana.

La figura 10.5 muestra el comportamiento del flujo de potencia en algunos corredores de transmisión para las alternativas de Corriente Directa y Alterna.

Se observa que en las compuertas de flujo ubicadas en el SIN, se tiene un comportamiento igual ante la falla para ambas alternativas. Para la alternativa en Corriente Directa, el enlace no presenta variación ante la perturbación.

FIGURA 10.4 APERTURA ANGULAR ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN MZD-A3N20-HGA.

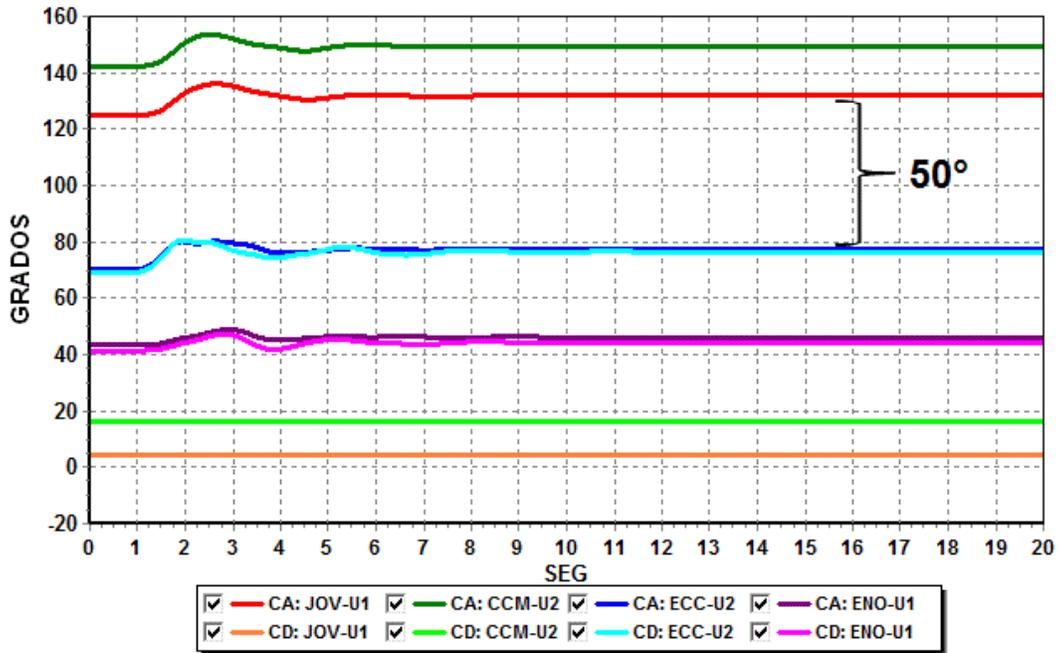
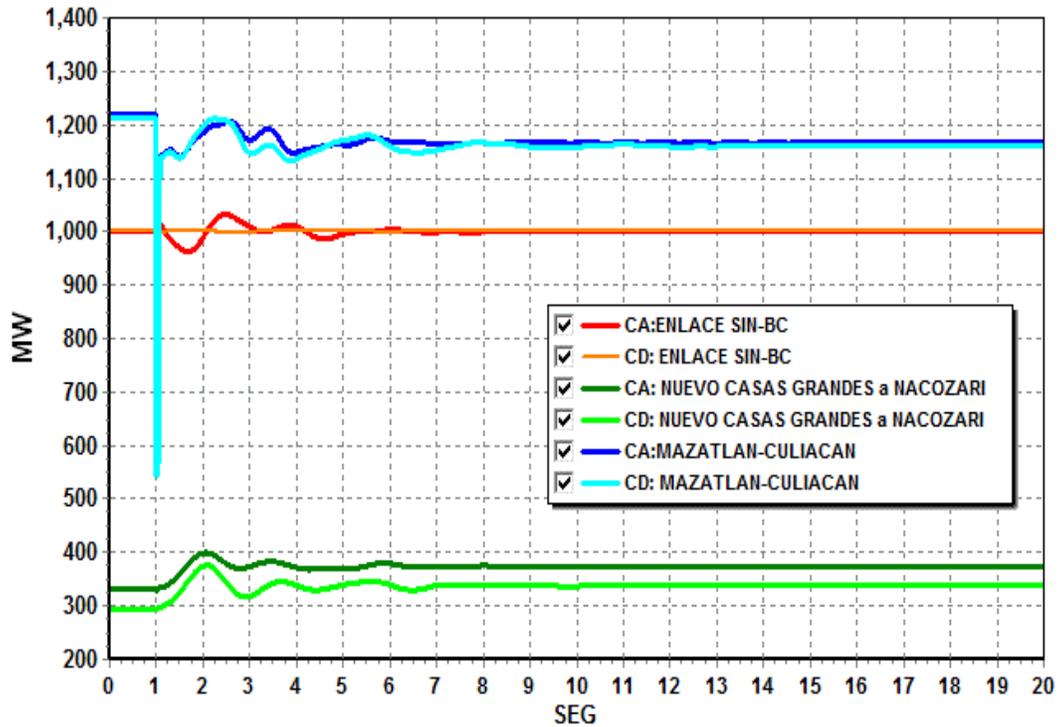


FIGURA 10.5 FLUJO EN MW ANTE DISPARO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN MZD-A3N20-HGA.



Disparo del Ciclo Combinado Jovita con 205 MW.

La figura 10.6 muestra la comparación de resultados de las alternativas de Corriente Directa y Alterna. Las aperturas angulares son de unidades de Centrales Eléctricas ubicadas en las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte respecto a una unidad ubicada en la Central Eléctrica Mazatlán Dos.

Se observa que la apertura angular en las unidades ubicadas en el SIN no presentan variación para la opción de Corriente Directa. Se tiene un comportamiento igual ante la falla para ambas opciones. Para la opción en Corriente Directa, las

unidades de la Gerencia de Control Regional Baja California no observan la perturbación.

En la opción de Corriente Alterna, la apertura angular entre las unidades ubicadas en la Zona Guaymas respecto a las ubicadas en la Zona Mexicali en post-contingencia es de 80°.

La figura 10.7 muestra la comparación de resultados de las opciones de Corriente Directa y Alterna en relación al comportamiento de las compuertas de flujo asociadas a la interconexión. La compuerta de flujo de SIN-BC incrementa su transmisión de flujo de potencia en 200 MW para la alternativa en corriente alterna. La compuerta de flujo Mazatlán-Culiacán responde con la mayor aportación.

FIGURA 10.6 APERTURA ANGULAR ANTE DISPARO DE CICLO COMBINADO JOVITA CON 205 MW.

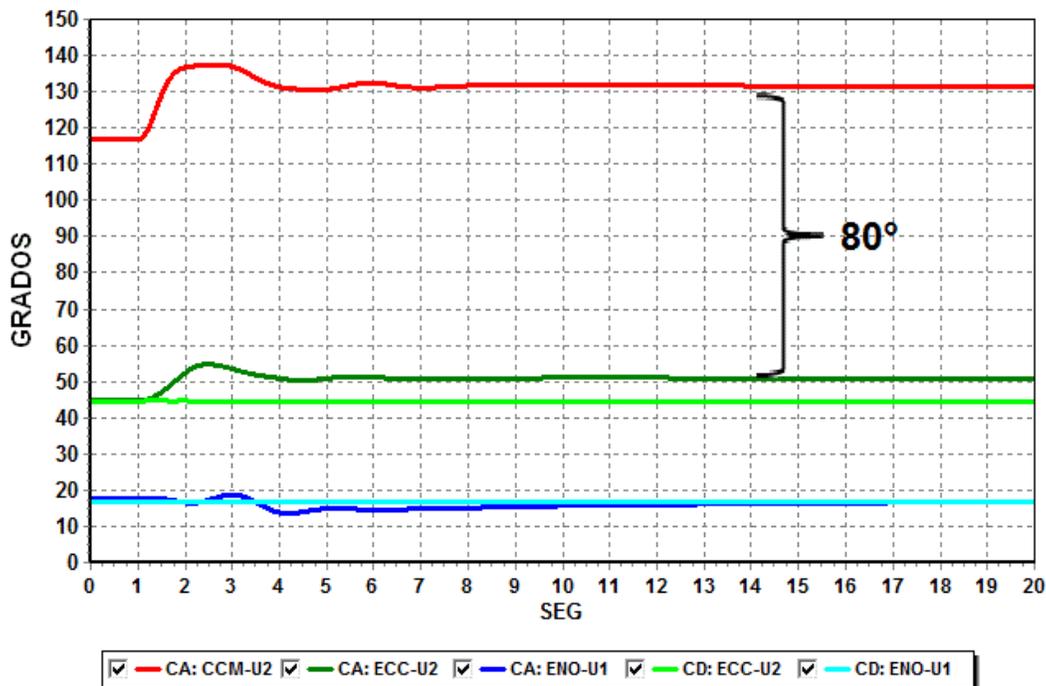
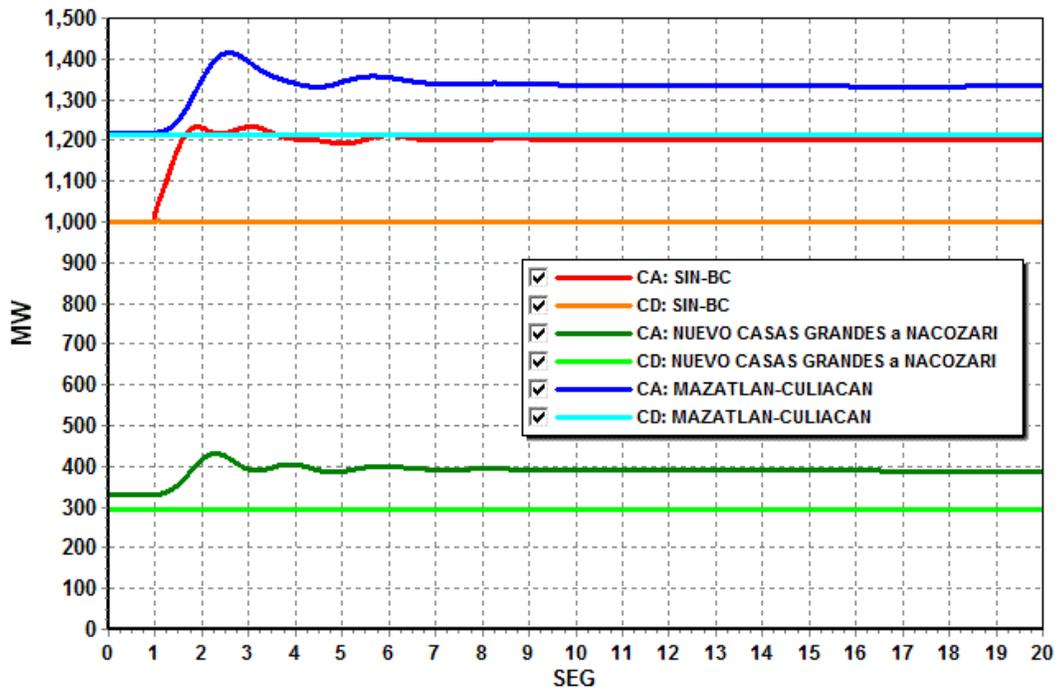


FIGURA 10.7 FLUJO EN MW ANTE DISPARO DE CICLO COMBINADO JOVITA CON 205 MW.



Disparo de 2000 MW de generación en la región Huasteca de la Gerencia de Control Regional Noreste.

Ante la ocurrencia de esta contingencia múltiple, se analiza si no se pierde estabilidad y no se incurre en la operación de los Esquemas de Baja Frecuencia ante la variación ocasionada por la perturbación de 2000 MW de pérdida de generación.

La figura 10.8 muestra el comportamiento de la frecuencia para las alternativas de Corriente Directa y Alterna. Se observa que en la opción de la interconexión en Corriente Alterna la frecuencia del sistema BC es coherente con la del Noroeste y en los primeros 7 segundos se oponen con el resto del SIN, después se estabiliza en valores iguales. En la opción de la interconexión en Corriente Directa el sistema BC

no presenta variación en la frecuencia y la frecuencia del SIN tiene un decremento ligeramente mayor debido a la no aportación de energía reguladora del BC.

La figura 10.9 muestra la comparación de resultados de las opciones de Corriente Directa y Alterna en relación a las aperturas angulares de unidades de Centrales Eléctricas ubicadas en las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte respecto a una unidad ubicada en la Central Eléctrica Tula. Se puede observar que debido a la aportación de energía reguladora de las unidades de las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte, la apertura angular se reduce, ya que el flujo de potencia está en dirección Sur al Norte.

En la figura 10.10 se presenta la variación de la compuerta de flujo SIN-BC.

FIGURA 10.8 FRECUENCIA ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN EN LA HUASTECA.

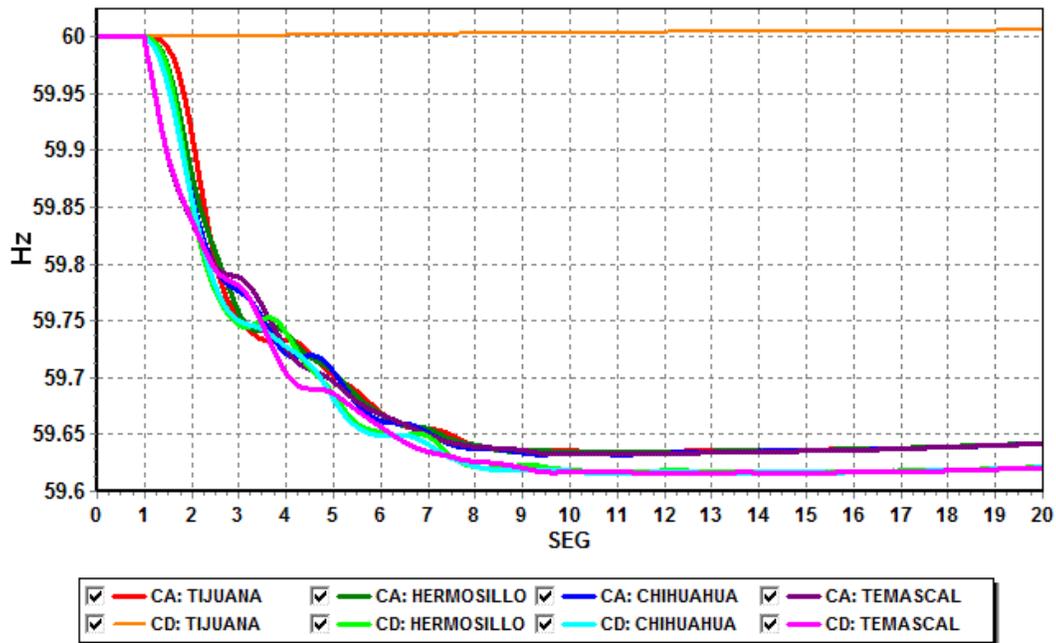


FIGURA 10.9 APERTURA ANGULAR ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN EN LA HUASTECA.

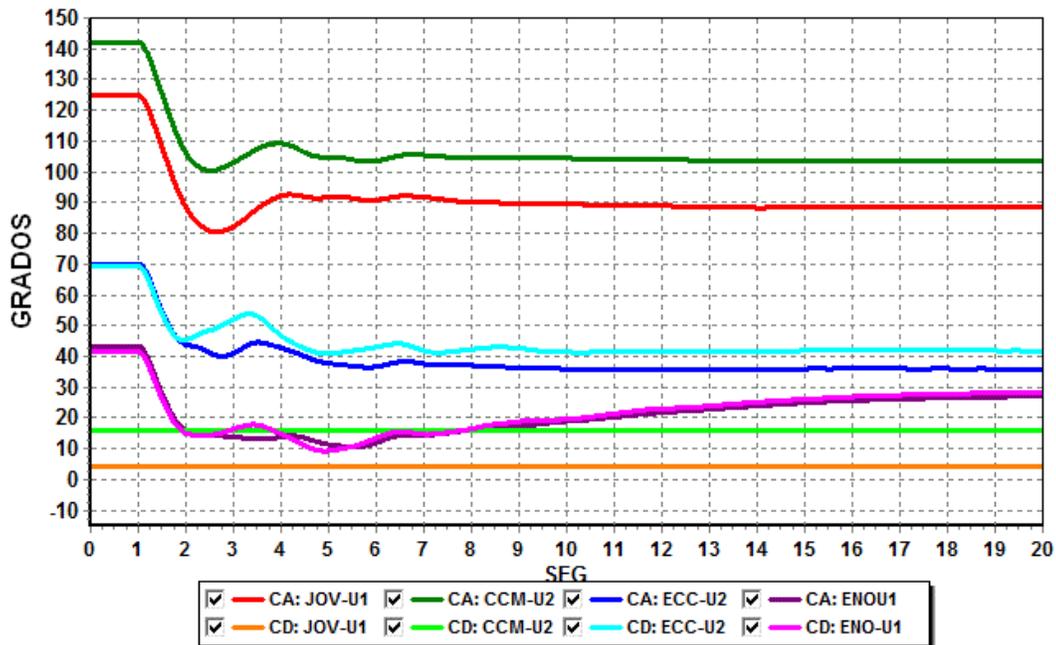
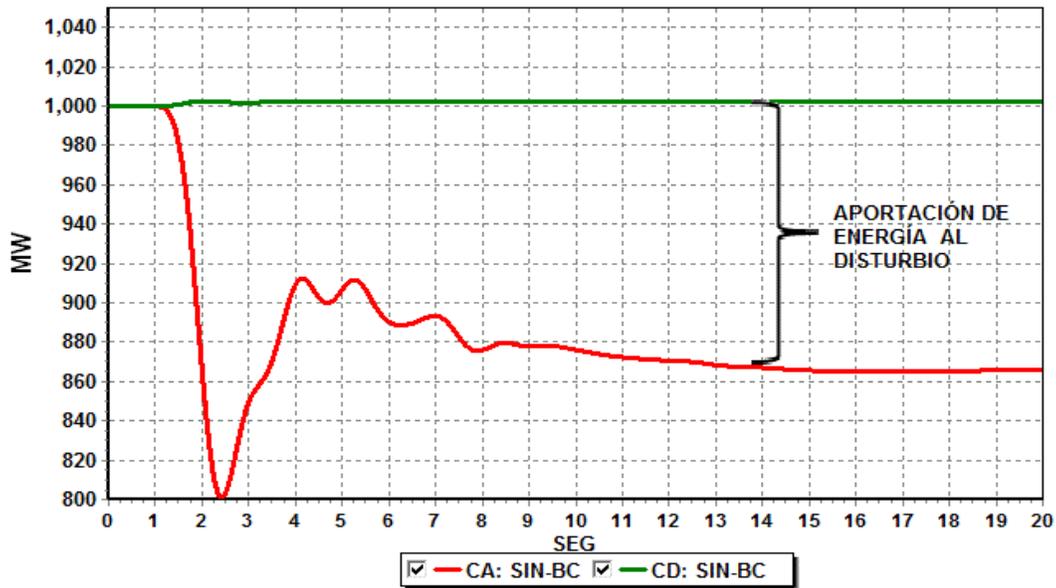


FIGURA 10.10 COMPUERTA FLUJO SIN-BC ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN.



Para el escenario de demanda de invierno 15:00 Hs de 2021 con un flujo de potencia BC a SIN de 750 MW se presentan los resultados de disparo de 2000 MW en la región Huasteca de la Gerencia de Control Regional Noreste.

Ante la ocurrencia de esta contingencia múltiple, se analiza si no se pierde estabilidad y no se incurre en la operación de los Esquemas de Baja Frecuencia ante la variación ocasionada por la perturbación de 2000 MW de pérdida de generación.

La figura 10.11 muestra la comparación de resultados de las opciones de Corriente Directa y Alterna en relación al comportamiento de la frecuencia.

Se observa que en la opción de Corriente Alterna la frecuencia del sistema BC en los primeros 7 segundos es coherente con el Noroeste y se oponen al resto del SIN. En la opción de Corriente Directa el sistema BC no

presenta variación en la frecuencia y la frecuencia del SIN tiene un decremento ligeramente mayor debido a la no aportación de energía reguladora del BC.

La figura 10.12 muestra la comparación de resultados de las opciones de Corriente Directa y Alterna, las aperturas angulares son de unidades de Centrales Eléctricas ubicadas en las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte respecto a una unidad ubicada en la Central Eléctrica Tula. Se puede observar que debido a la aportación de energía reguladora de las unidades de las Gerencias de Control Regional Baja California, Noroeste y Norte, la apertura angular aumenta, ya que el flujo de potencia que está en dirección Norte al Sur, ver figura 10.13.

En la figura 10.13 se presentan las compuertas de flujo interregionales de la Gerencia de Control Regional Noroeste. Con la opción en Corriente Directa la compuerta BC-SIN no presenta aportación al disturbio.

FIGURA 10.11 FRECUENCIA ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN EN LA HUASTECA.

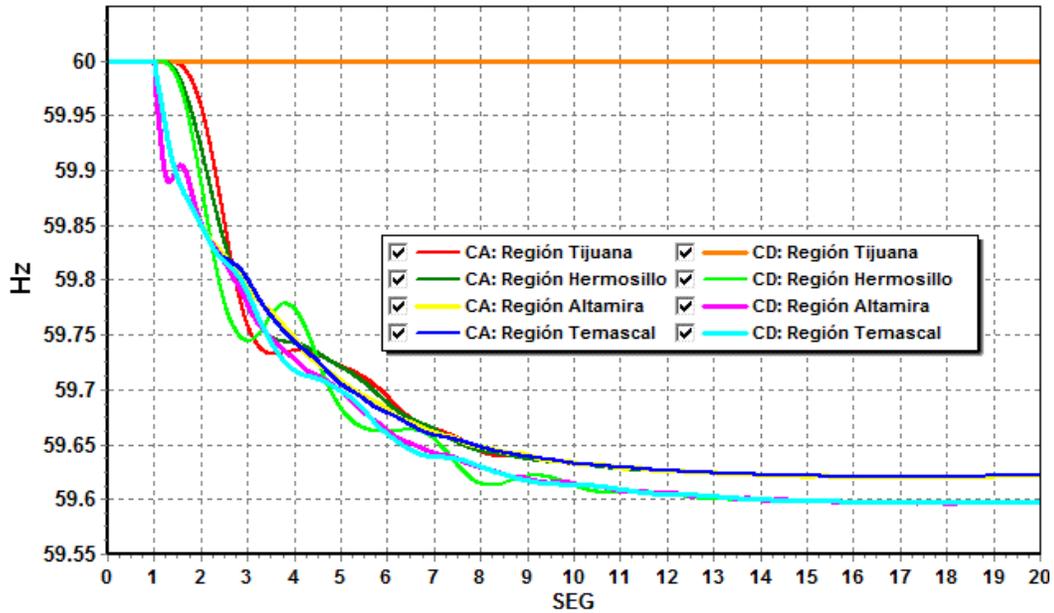


FIGURA 10.12 APERTURA ANGULAR ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN EN LA HUASTECA.

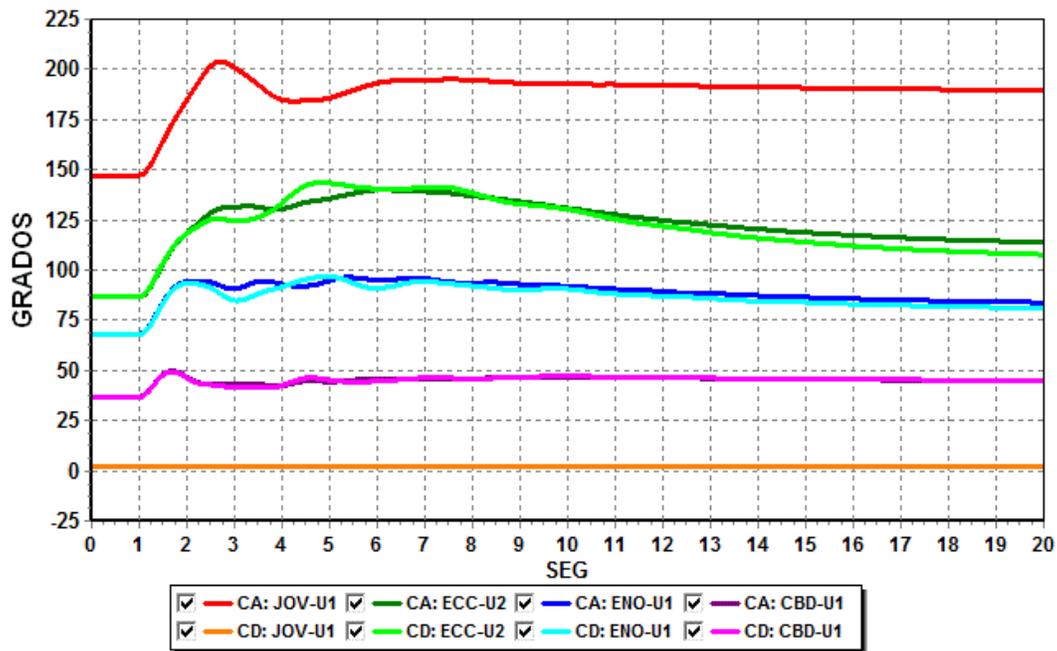
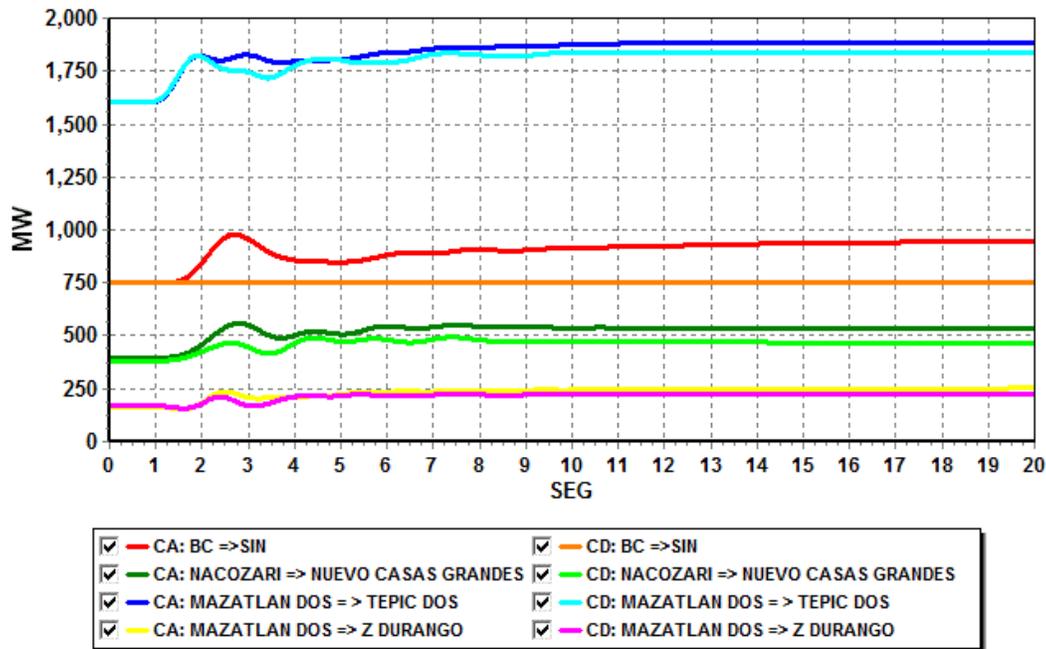


FIGURA 10.13 FLUJO POR COMPUERTAS ANTE DISPARO DE 2000 MW DE GENERACIÓN EN LA HUASTECA.



Interconexión BCS al SIN

Para la interconexión BCS al SIN se analizaron dos opciones para la interconexión en Corriente Directa: la opción 1 enlace multiterminal VSC entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Esperanza ubicada en la Gerencia de Control Regional Noroeste, SE Mezquital ubicada en el Sistema Mulegú y SE Villa Constitución en Sistema La Paz; la opción 2 enlace VSC entre las Subestaciones Eléctricas SE Esperanza ubicada en la Gerencia de Control Regional Noroeste y SE Mezquital

ubicada en el Sistema Mulegú, dos líneas de transmisión en Corriente Alterna entre la SE Mezquital y SE Villa Constitución, con una estación de switcheo intermedia con un Compensador Estático de VAR's.

Las figuras 10.14 y 10.15 presentan las opciones 1 y 2.

FIGURA 10.14 OPCIÓN 1, INTERCONEXIÓN DE CORRIENTE DIRECTA MULTITERMINAL VSC.

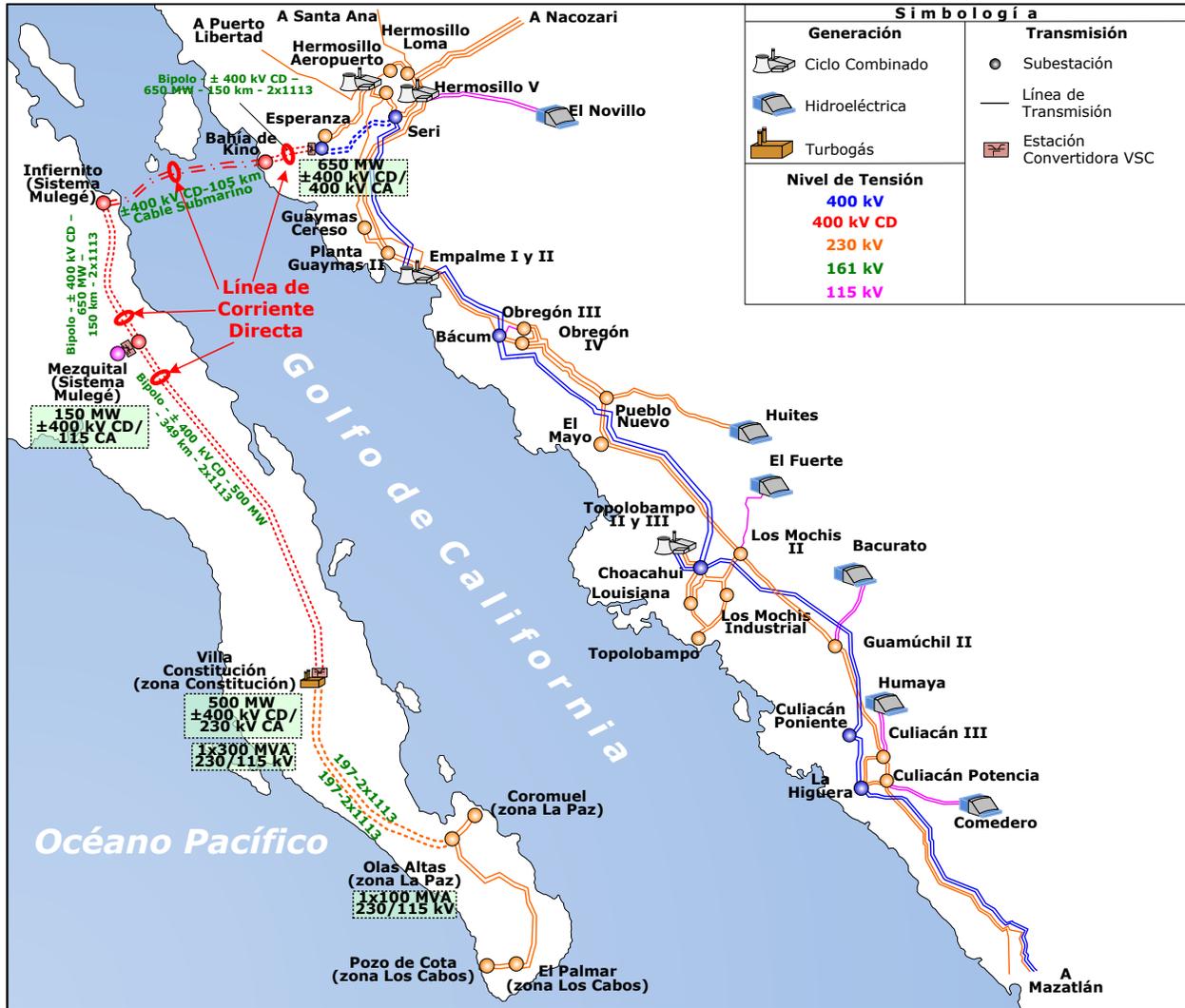
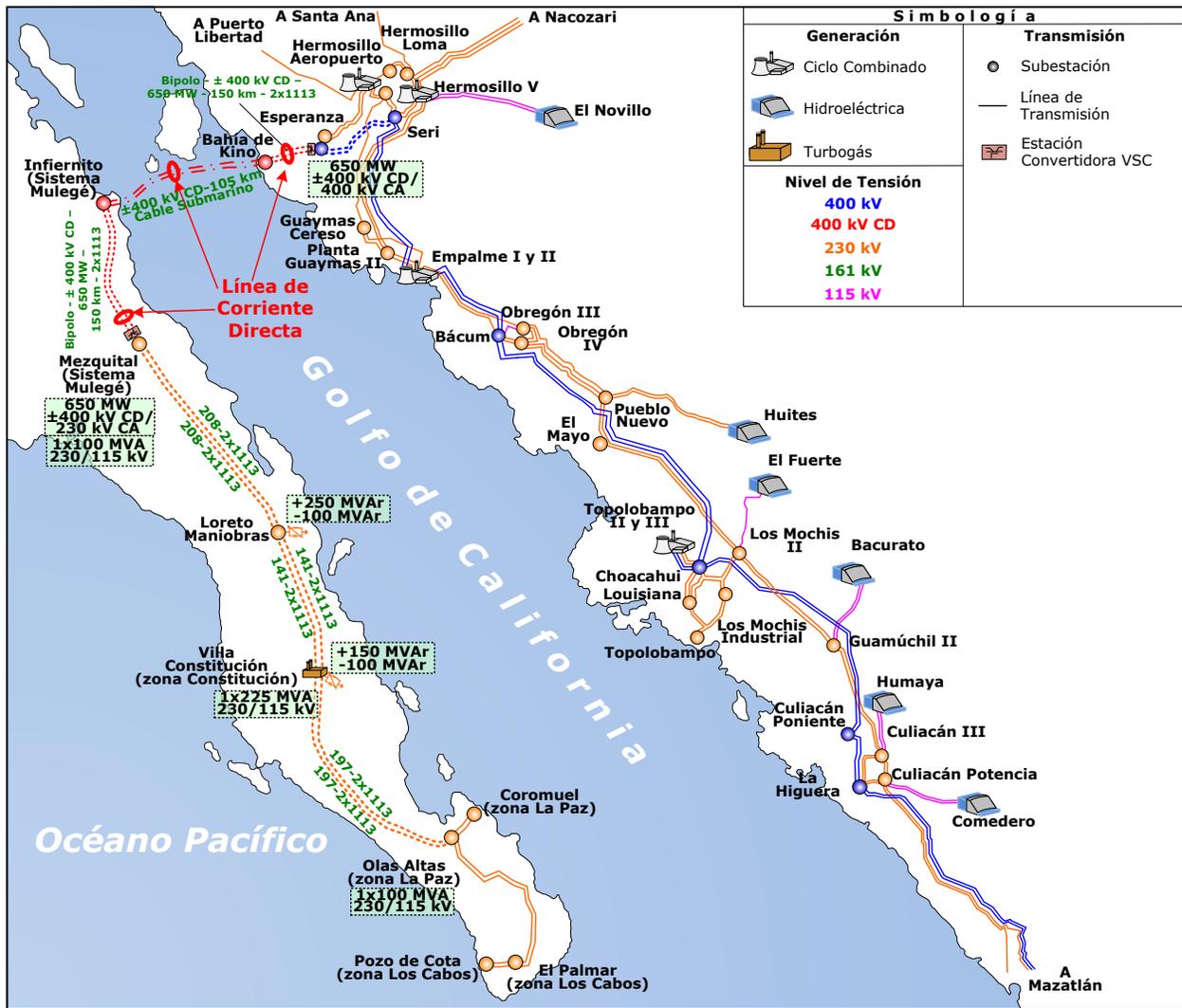


FIGURA 10.15 OPCIÓN 2, INTERCONEXIÓN DE CORRIENTE DIRECTA ESPERANZA-MEZQUITAL VSC.



Para ambas opciones se analiza la interconexión en 2021, con una capacidad de transmisión igual para ambas opciones, manteniendo una demanda, el balance carga-generación y Centrales Eléctricas interconectadas con el mismo despacho de generación.

Los escenarios son condiciones puntuales factibles de suceder y están modelados de acuerdo a la demanda pronosticada.

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de los escenarios en la región de interés, analizando el efecto de las contingencias N-1,

supervisando los variables de interés como son: voltaje, potencia activa, reactiva y aparente de los elementos de interés.

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento 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. 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

Límite de transmisión por estabilidad de voltaje en estado estacionario para interconexión BCS-SIN

Para la opción 1 con el criterio de Colapso se considera un margen del 15%. Este margen es para cubrir las incertidumbres en la demanda y despacho de Generación.

La figura 10.16 muestra la curva PV para el caso base y con la contingencia más crítica que define la cargabilidad de la compuerta de flujo con el criterio del 15% de margen al punto de Colapso. El límite es de 545 MW, con un margen de seguridad de 113 MW al punto de Colapso.

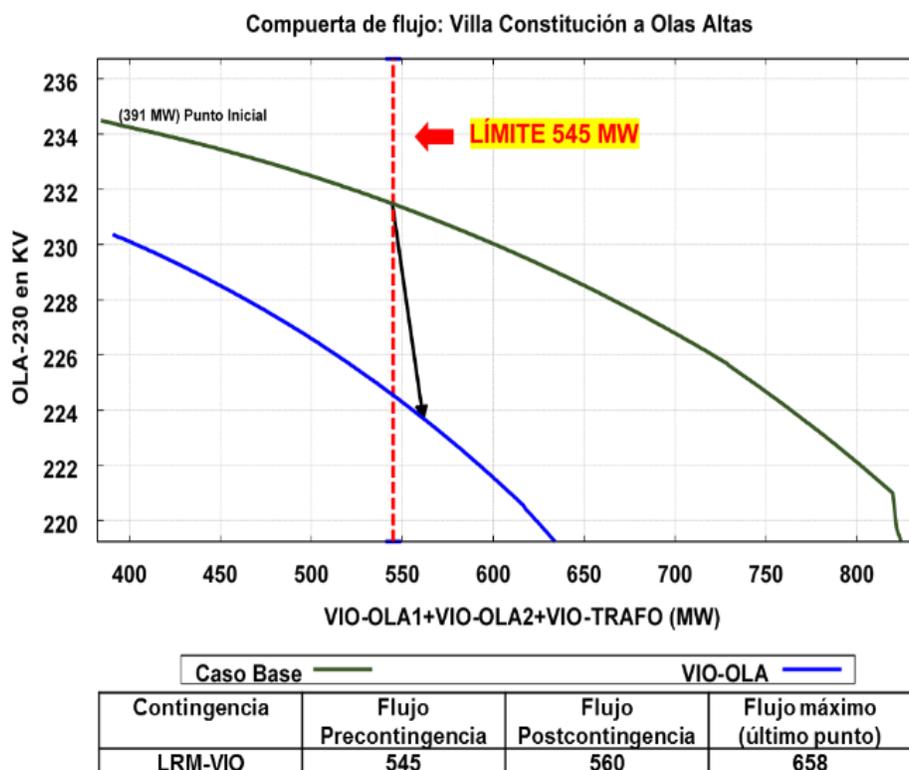
El cuadro 10.7 muestra el límite al punto de Colapso para todas las contingencias N-1 analizadas ordenadas de la contingencia más severa de acuerdo al criterio del 15% de margen al punto de Colapso.

El cuadro 10.8 muestra los voltajes para los puntos operativos de pre y post contingencia para la contingencia más severa de acuerdo al criterio del 15% de margen al punto de Colapso.

Se consideran las siguientes contingencias:

- Disparo LT en 230 kV Villa Constitución a Olas Altas (VIO-OLA), **CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA**
- Disparo LT en 115 kV La Pila a Rofomex (LAP-RFO)
- Disparo LT en 230 kV Olas Altas a San José (OLA-LSJ)
- Disparo LT en 115 kV Villa Constitución a La Pila (VIO-LAP)
- Disparo LT en 115 kV La Pila a Olas Altas (LAP-OLA)

FIGURA 10.16 CURVA PV, FLUJO VILLA CONSTITUCIÓN A ZONA LA PAZ.



CUADRO 10.7 CURVA PV, FLUJO VILLA CONSTITUCIÓN A ZONA LA PAZ.

Contingencia	Límite (MW)
VIO-OLA	545
LAP-RFO	653
OLA-LSJ	658
VIO-LAP	682
LAP-OLA	686

CUADRO 10.8 VOLTAJE POR NODO, CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA, DISPARO DE LT VIO-OLA.

Nodo	Voltajes para 545 MW	
	Pre-contingencia	Post-contingencia
VIO-230	234.6	234.6
OLA-230	231.5	223.7
VIO-115	116.5	115.9
OLA-115	114.0	110.8
LAP-115	114.8	111.2

Para la opción 2 con el criterio de Colapso se considera un margen del 15%. Este margen es para cubrir las incertidumbres en la demanda y despacho de Generación.

La figura 10.17 muestra la curva PV para el caso base y con la contingencia más crítica que define la cargabilidad de la compuerta de flujo con el criterio del 15% de margen al punto de Colapso. El límite es de 522 MW, con un margen de seguridad de 98 MW al punto de Colapso.

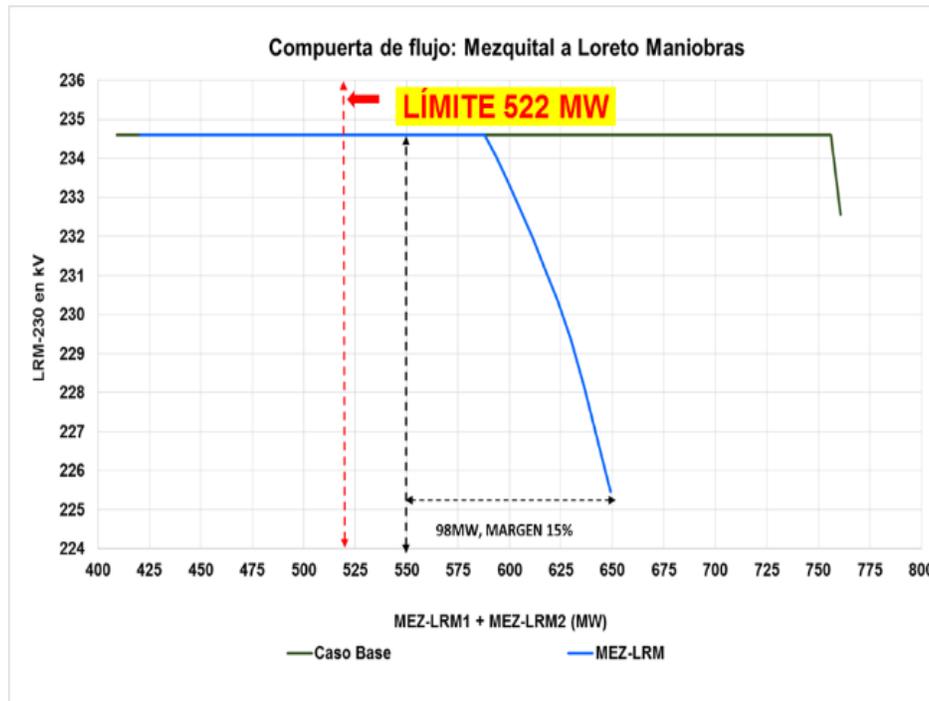
El cuadro 10.9 muestra el límite al punto de Colapso para todas las contingencias N-1 analizadas ordenadas de la contingencia más severa de acuerdo al criterio del 15% de margen al punto de Colapso.

El cuadro 15.10 muestra los voltajes para los puntos operativos de pre y post contingencia para la contingencia más severa.

Se consideran las siguientes contingencias:

- Disparo LT en 230 kV Mezquital a Loreto Maniobras (MEZ-LRM), **CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA**
- Disparo LT en 230 kV Loreto Maniobras a Villa Constitución (LRM-VIO)
- Disparo LT en 230 kV Villa Constitución a Olas Altas (VIO-OLA)
- Disparo Compensador Estático de VAR's de Villa Constitución (CEV-VIO)
- Disparo Compensador Estático de VAR's de Loreto Maniobras (CEV-LRM)
- Disparo LT en 230 kV Olas Altas a San José (OLA-LSJ)
- Disparo LT en 115 kV La Pila a Olas Altas (LAP-OLA)

FIGURA 10.17 CURVA PV, FLUJO MEZQUITAL A LORETO MANIOBRAS.



Contingencia	Flujo Precontingencia	Flujo Postcontingencia	Flujo máximo (último punto)
LRM-VIO	522	552	650

CUADRO 10.9 CURVA PV, FLUJO MEZQUITAL A LORETO MANIOBRAS.

Contingencia	Límite (MW)
MEZ-LRM	522
LRM-VIO	526
VIO-OLA	564
CEV-VIO	633
CEV-LRM	603
OLA-LSJ	638
LAP-OLA	700

CUADRO 10.10 VOLTAJE POR NODO, CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA, DISPARO DE LT MEZ-LRM.

Nodo	Voltajes para 522 MW	
	Pre-contingencia	Post-contingencia
MEZ-230	234.6	234.6
LRM-230	234.6	234.6
VIO-230	234.6	234.6
OLA-230	234.7	234.7

Análisis de contingencias en estado estacionario

Los casos base de flujos de potencia fueron seleccionados en base a la información de la fecha prevista de entrada en servicio del proyecto primer semestre 2021, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada.

Los estudios de flujos de potencia se realizaron considerando el escenario de demanda de verano 23:30 Hs de 2021, donde 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 para ese año.

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 especificadas por 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 de diseño. No debe ocurrir separación en cascada o no controlada.

La figura 10.18 presenta la red de 230 kV asociada a la interconexión BCS-SIN para la opción 1.

La figura 10.19 presenta la red de 230 kV asociada a la interconexión BCS-SIN para la opción 2.

Para ambas opciones se mantiene el mismo flujo de potencia de la SE Villa Constitución a la Zona la Paz.

FIGURA 10.18 RED CORRIENTE DIRECTA Y 230 KV ASOCIADA, OPCIÓN 1.

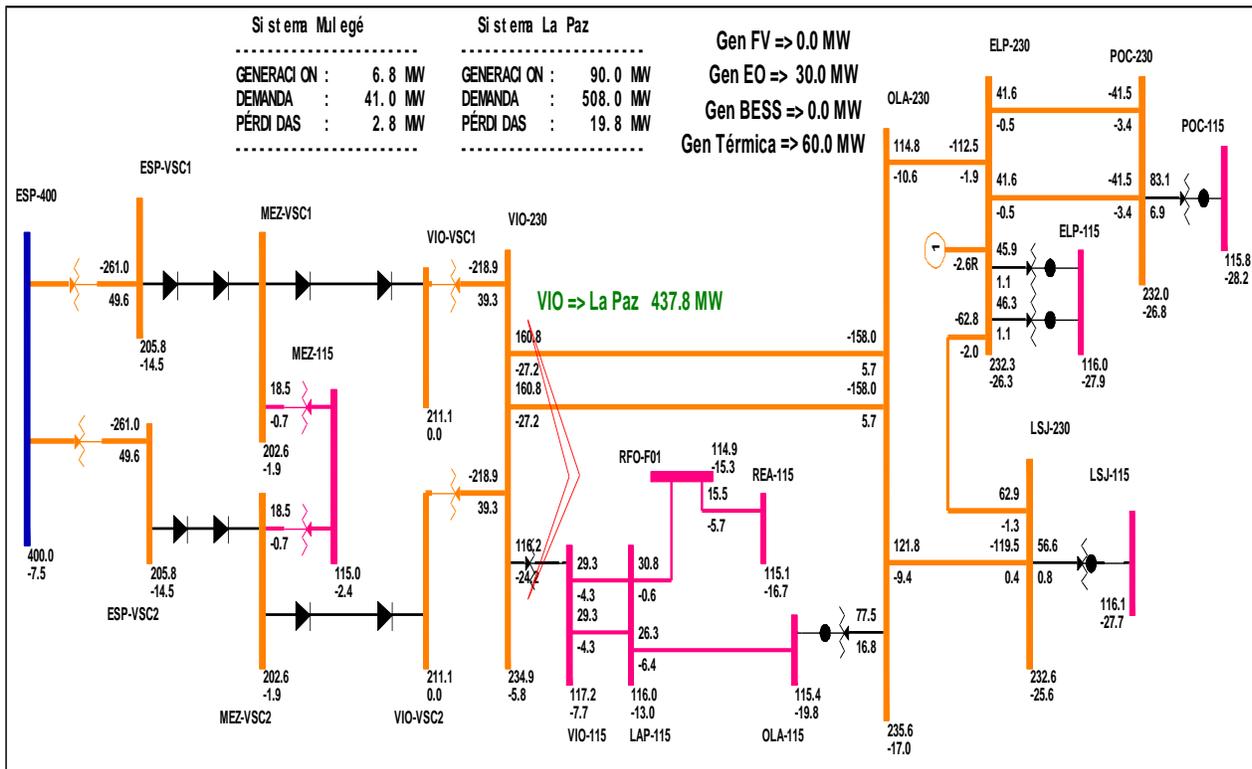
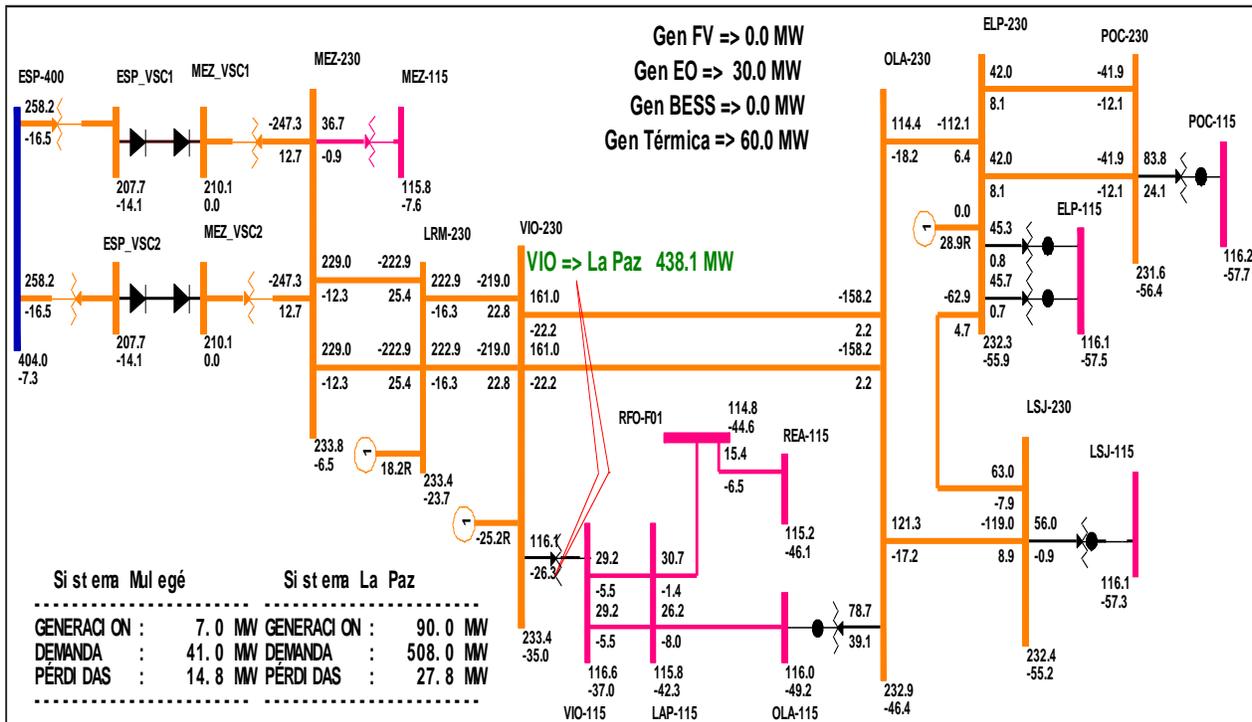


FIGURA 10.19 RED CORRIENTE DIRECTA Y 230 KV ASOCIADA, OPCIÓN 2.



El cuadro 10.11 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC para la opción 1.

En el cuadro 10.13 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para las principales compuertas de flujo asociadas a la interconexión de SIN-BC para la opción 2.

El cuadro 10.12 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los nodos asociados a la interconexión en 115 y 230 kV de SIN-BC para la opción 1.

El cuadro 10.14 muestra los resultados en estado estacionario pre y post contingencia para los nodos asociados a la interconexión en 115 y 230 kV de SIN-BC para la opción 2.

CUADRO 10.11 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA ANTE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y AUTOTRANSFORMACIÓN EN SISTEMA LA PAZ, OPCIÓN 1.

LT's y AT's	Caso Base	Contingencias					
		LT VIO-OLA	LT VIO-LAP	LT LAP-OLA	AT-01 VIO	AT-01 OLA	CEV ELP
Flujo en MW							
LTs VIO-OLA	321.6	296.2	334.8	339.0	445.7	281.6	321.6
LTs VIO-LAP	58.6	94.2	45.5	41.2	-57.6	105.6	58.4
LT LAP-OLA	26.3	44.6	18.9	24.8	-37.9	51.0	26.3
AT VIO	116.2	151.8	103.1	98.7	0.0	163.2	116.1
ATs ELP	91.8	90.8	92.4	92.4	96.8	108.2	91.8
AT POC	83.1	82.9	83.3	83.3	84.7	88.4	83.1
AT LSJ	56.6	55.6	57.1	57.1	61.4	72.0	56.7

LT: Línea de Transmisión, AT: Autotransformador.

CUADRO 10.12 VOLTAJE ANTE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y AUTOTRANSFORMACIÓN EN SISTEMA LA PAZ, OPCIÓN 1.

Nodos	Caso Base	LT VIO-OLA	LT VIO-LAP	LT LAP-OLA	AT-01 VIO	AT-01 OLA	CEV ELP
VIO-230	234.9	231.0	234.6	234.6	231.8	235.0	235.1
VIO-115	117.2	115.1	116.9	117.0	113.2	116.7	117.3
OLA-230	235.6	229.4	235.2	235.1	231.0	237.6	236.3
OLA-115	115.4	112.7	115.3	115.2	114.2	110.4	115.7
LAP-115	116.0	112.7	115.1	115.8	112.8	112.4	116.1
RFO-F01	114.9	111.8	114.3	114.6	112.2	111.0	115.0
POC-115	115.8	115.7	115.8	115.8	115.8	115.8	116.5
LSJ-115	116.1	115.8	116.1	116.1	116.0	116.0	116.8
ELP-230	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	232.3	233.7
ELP-115	116.0	115.9	116.0	116.0	116.0	116.0	116.7

CUADRO 10.13 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA ANTE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y AUTOTRANSFORMACIÓN EN SISTEMA LA PAZ, OPCIÓN 2.

LT's y AT's	Caso Base	Contingencias						
		LT MEZ-LRM	LT LRM-VIO	LT VIO-OLA	LT VIO-LAP	LT LAP-OLA	AT-01 VIO	AT-01 OLA
Flujo en MW, para CEV en MVar								
LTs MEZ-LRM	458.0	474.2	467.0	468.6	458.0	457.8	466.0	465.6
LTs LRM-VIO	445.8	445.8	454.4	456.0	445.8	445.8	453.4	453.2
LTs VIO-OLA	322.4	322.4	322.4	295.5	335.2	339.4	445.4	282.0
LTs VIO-LAP	58.0	58.0	58.0	94.8	45.3	41.0	-57.6	105.4
LT LAP-OLA	26.0	26.0	26.0	45.0	18.8	0.0	-38.0	50.9
AT VIO	115.7	115.7	115.7	152.4	102.9	98.6	0.0	163.0
CEV LRM	18.0	158.0	89.0	25.0	18.0	18.0	23.0	23.0
CEV VIO	-25.0	-25.0	42.0	53.0	-19.0	-18.0	42.0	-37.0
CEV ELP	29.0	29.0	29.0	64.0	30.0	31.0	48.0	4.0

LT: Línea de Transmisión, AT: Autotransformador.

CUADRO 10.14 VOLTAJE ANTE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y AUTOTRANSFORMACIÓN EN SISTEMA LA PAZ, OPCIÓN 2.

Nodos	Caso Base	LT MEZ-LRM	LT LRM-VIO	LT VIO-OLA	LT VIO-LAP	LT LAP-OLA	AT-01 VIO	AT-01 OLA
MEZ-230	233.8	228.2	233.7	233.7	233.8	233.8	233.7	233.7
MEZ-115	115.8	113.1	115.8	115.8	115.8	115.8	115.8	115.8
LRM-230	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4
VIO-230	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4	233.4
VIO-115	116.6	116.6	116.6	116.3	116.4	116.4	115.3	116.0
OLA-230	232.9	232.9	232.9	227.9	232.7	232.6	230.1	236.8
OLA-115	116.0	116.0	116.0	113.8	116.0	116.0	115.6	110.2
LAP-115	115.8	115.8	115.8	113.8	115.2	115.5	114.5	111.8
RFO-F01	114.8	114.8	114.8	112.8	114.5	114.4	113.7	110.5

Análisis estabilidad transitoria

Para la interconexión BCS-SIN se analiza el comportamiento del enlace VSC ante fallas en la red de 230 kV de la Zona La Paz.

Las contingencias que se muestran a continuación son para ver el comportamiento ante disparo de líneas de transmisión en 230 kV, disparo de unidades de generación y pérdida de carga.

La figura 10.20 muestra el comportamiento de la frecuencia en la SE Olas Altas ante la pérdida de 60 MW en la CCC La Paz, quedando el Sistema alimentado con el enlace VSC multiterminal y 30 MW de una Central Eólica para la opción 1, en la opción 2 se cuenta adicionalmente con las dos unidades

geotérmicas de 3.5 MW ubicados en el Sistema Mulegé.

Se puede observar que la acción del control de frecuencia del enlace VSC no permite que la frecuencia del sistema alcance valores de operación del Esquema de Baja Frecuencia (1° paso en 59.4Hz) para las dos opciones, y la frecuencia se recupera a valores de 60 Hz.

La figura 10.21 muestra la inyección de potencia activa del enlace VSC al Sistema La Paz ante la pérdida de 60 MW en la CCC La Paz. Ante la pérdida de la generación, la opción 2, toma una mayor cantidad de flujo debido a que debe transmitir la potencia desde la SE Mezquital a la Zona La Paz por la red de 230 kV en Corriente Alterna y se incrementan las pérdidas I²R.

La figura 10.22 muestra el voltaje en el bus de 230 kV de la SE Olas Altas ante el disparo de 60 MW de generación en la CC La Paz. Se presenta un ligero

abatimiento del voltaje ante la pérdida de la regulación de dicha central eléctrica.

FIGURA 10.20 FRECUENCIA EN SE OLAS ALTAS.

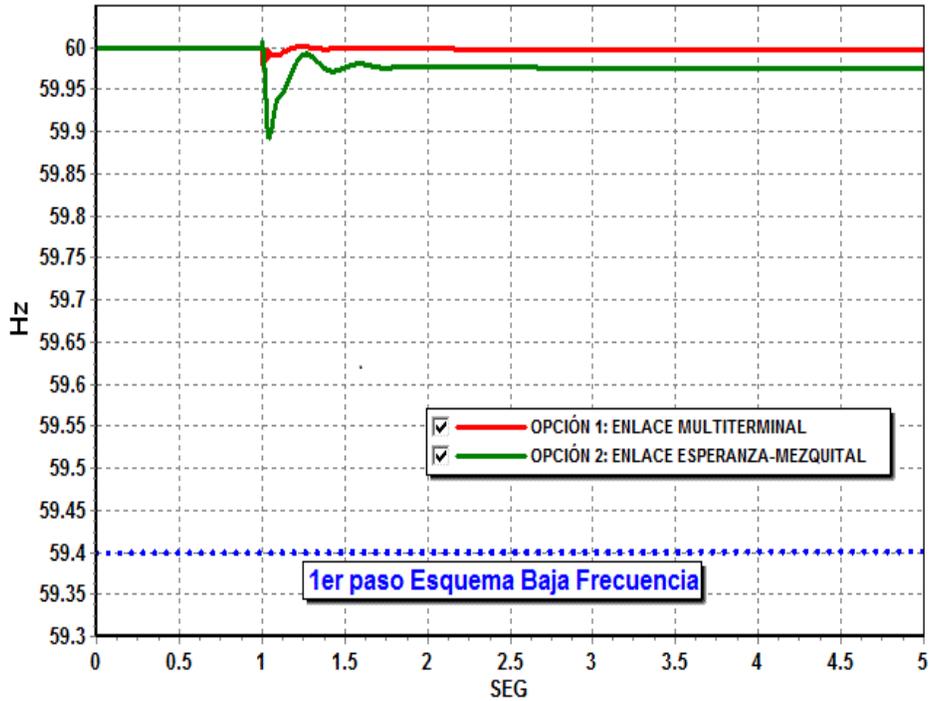


FIGURA 10.21 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA INYECTADO AL SISTEMA LA PAZ.

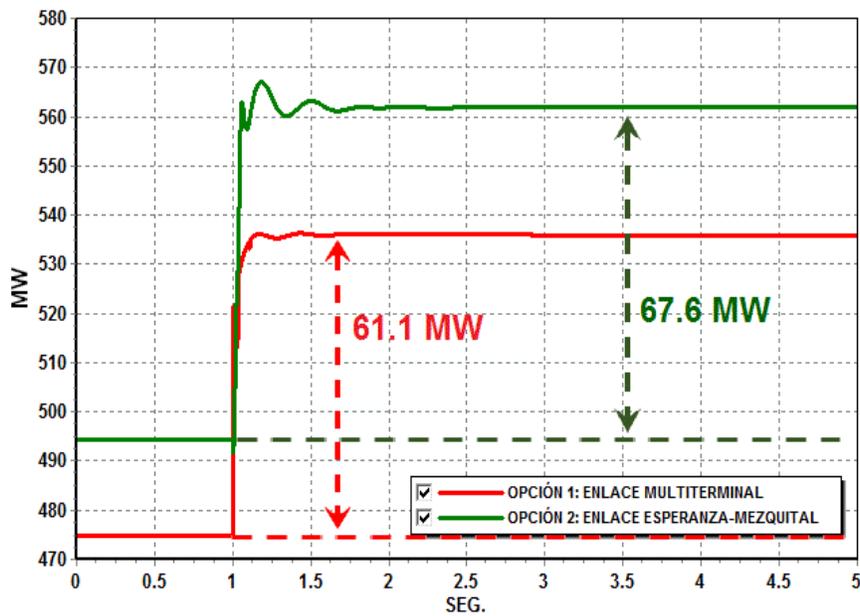
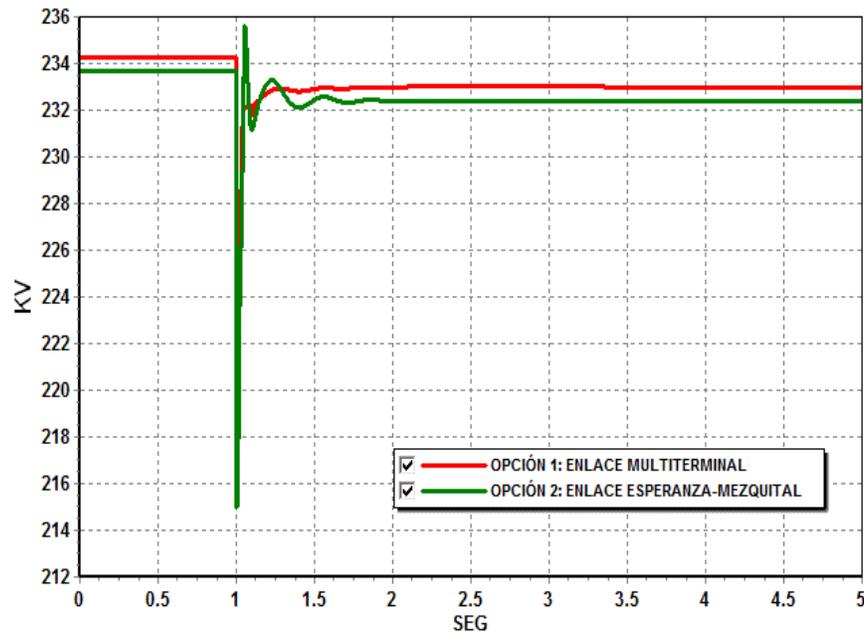


FIGURA 10.22 VOLTAJE DE 230 kV EN SE OLAS ALTAS.



En las tres figuras anteriores, se observa que la respuesta del enlace VSC ante la pérdida de la única Central Eléctrica convencional del Sistema La Paz, la estabilidad y la calidad del voltaje y frecuencia se mantienen dentro de los límites operativos.

Falla en bus de 13.8 kV de la SE La Paz, disparo de 48 MW de carga en 120 mseg.

La figura 10.23 muestra el comportamiento de la frecuencia en la SE Olas Altas ante una falla trifásica en el bus de 13.8 kV de la SE La Paz con el disparo de 48 MW de carga. Se puede observar una ligera variación en la frecuencia al liberarse la falla, pero se restablece la frecuencia a su valor nominal en menos de 1 segundo.

La figura 10.24 muestra el flujo de potencia inyectado al Sistema La Paz ante el disparo de los 48 MW de carga debido a la falla en el bus de 13.8 kV de la SE La Paz. La reducción en la inyección de potencia activa en la opción 2 es mayor debido a que se deja de transmitir por la red de Corriente Alterna desde la SE Mezquital. Para la opción 2, se presenta mayor variación en el flujo de potencia activa debido a que el control de voltaje con la Zona La Paz es menor, aun contando con el Compensador Estático de VAR's en SE Villa Constitución. El tener la estación Convertidora multiterminal en la SE Villa Constitución se tiene mayor control de voltaje, ver figura 10.25.

FIGURA 10.23 FRECUENCIA EN SE OLAS ALTAS.

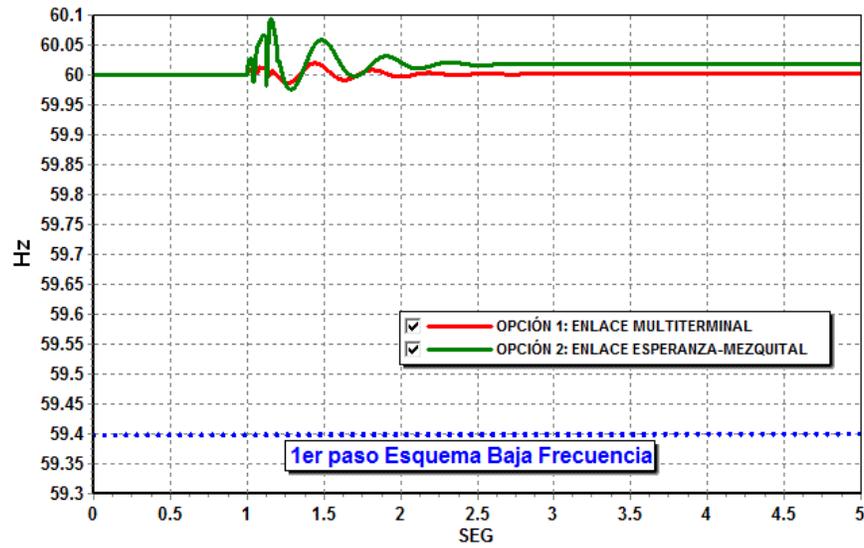


FIGURA 10.24 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA INYECTADO AL SISTEMA LA PAZ.

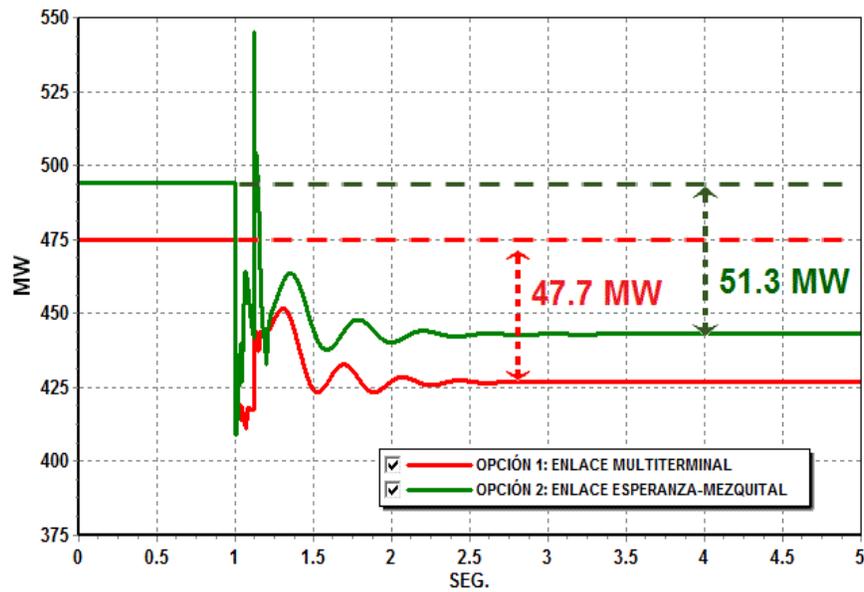
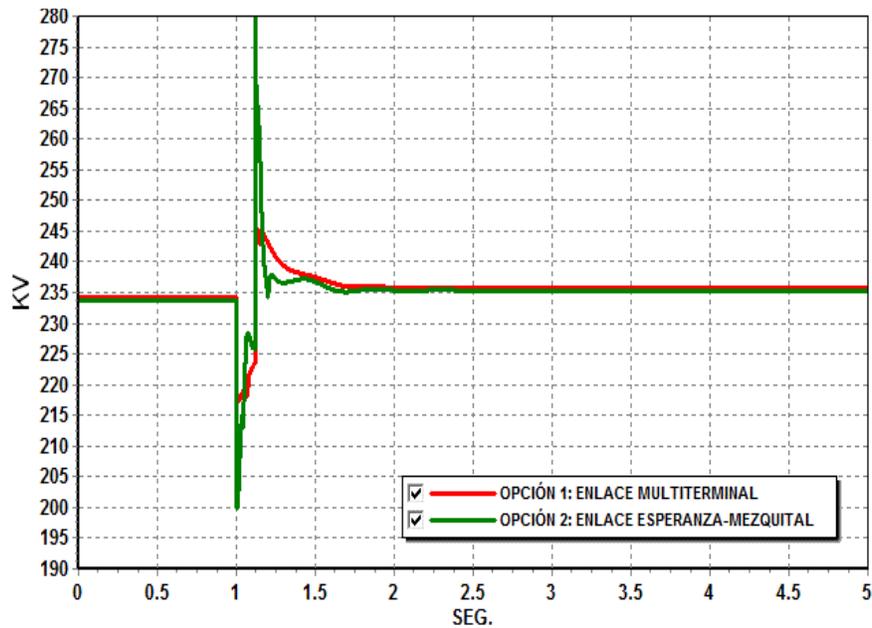


FIGURA 10.25 VOLTAJE DE 230 kV EN SE OLAS ALTAS.

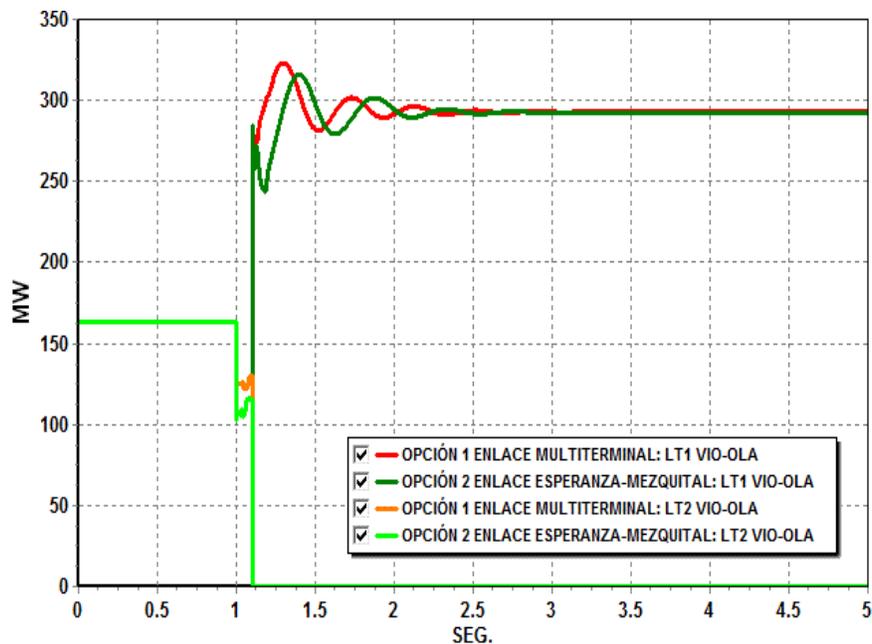


Falla trifásica en 230 kV de la SE Olas Altas y disparo de LT entre Villa Constitución y Olas Altas.

por la línea de transmisión que queda en servicio, la diferencia de flujo la toma la red eléctrica en 115 kV a través del autotransformador de 225 MVA de la SE Villa Constitución.

La figura 10.26 muestra el flujo de potencia activa para las líneas de transmisión entre la SE Villa Constitución y Olas Altas, sin presentarse sobrecarga

FIGURA 10.26 FLUJO DE POTENCIA ACTIVA LÍNEAS TRANSMISIÓN ENTRE SE VILLA CONSTITUCIÓN Y OLAS ALTAS.



Las figuras 10.27 y 10.28 muestran el voltaje en las subestaciones eléctricas Villa Constitución y Olas Altas ante la falla. El voltaje en Olas Altas presenta un ligero abatimiento en post-contingencia debido a que

el control de voltaje se localiza en Villa Constitución a través de la estación Convertidora para la opción 1 y el Compensador Estático de VAR's para la opción 2.

FIGURA 10.27 VOLTAJE DE 230 KV EN SE VILLA CONSTITUCIÓN.

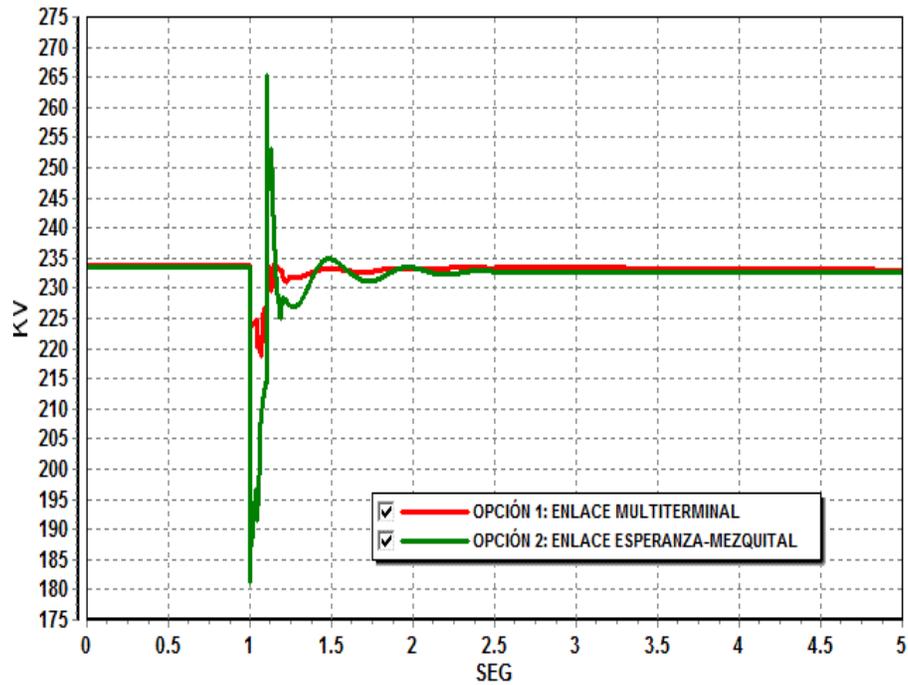
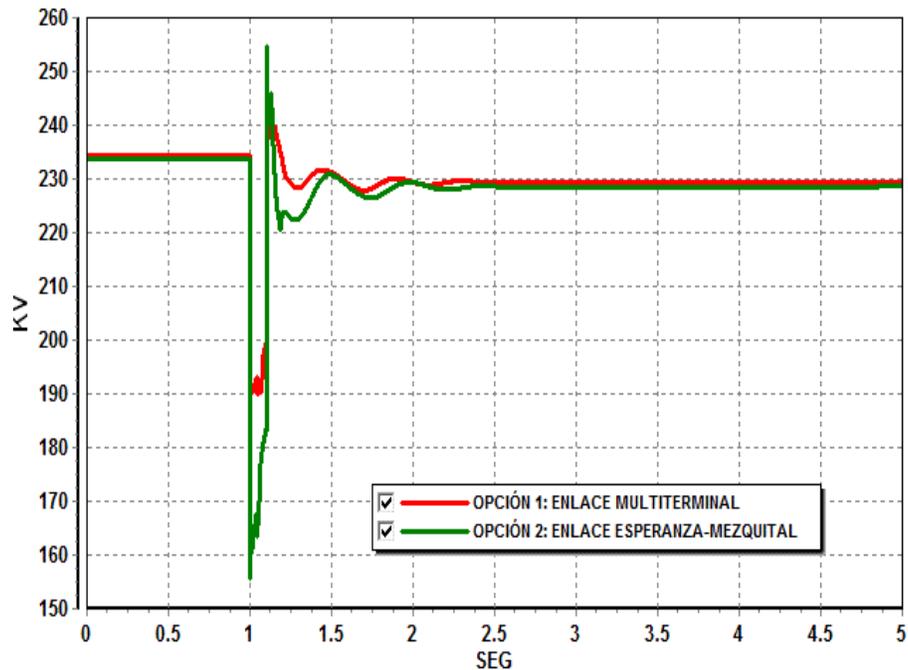


FIGURA 10.28 VOLTAJE DE 230 KV EN SE OLAS ALTAS.



OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Se presentan 4 proyectos derivados de los estudios del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. Los costos de inversión se obtuvieron del COPAR 2013 actualizados a moneda de 2015 y de información técnica de proveedores. Será necesario afinar los costos de infraestructura de las tecnologías de HVDC (LCC) y HVDC (VSC), para una evaluación más precisa de los costos de inversión.

Interconexión Baja California al SIN

La interconexión eléctrica del sistema de Baja California (BC) con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) tendrá beneficios diversos para la operación del sistema eléctrico, así como para la economía de operación y del mercado eléctrico mayorista.

La integración de los sistemas optimizará la inversión en infraestructura al diferir la construcción de nuevas unidades de Centrales Eléctricas aprovechando la diversidad de la demanda entre ambos sistemas y reducirá costos de producción al facilitar un despacho más eficiente del parque de generación.

Se incrementará la seguridad y flexibilidad operativa, la confiabilidad del suministro y dará la oportunidad de incorporar generación renovable en BC para contribuir a las metas de producción de energía limpia, satisfacer las necesidades locales de energía y en periodos de baja demanda, dependiendo del nivel de penetración de renovables, exportar energía al SIN.

La oportunidad de incorporar generación renovable en BC ofrecerá, además de los beneficios ambientales, beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica al disminuir el uso de combustibles fósiles en la generación.

En general se plantean dos opciones para la interconexión de los sistemas. Una en corriente directa y la otra en corriente alterna, como se describen en los estudios electrotécnicos presentados en el capítulo 10.

Para estas opciones se ha realizado el análisis técnico económico para determinar el impacto en la operación y economía del sistema, por interconectar el Sistema Baja California al SIN en 2021.

Para determinar los beneficios económicos de la interconexión se formularon los siguientes casos de estudio para el modelo de ampliación y modernización:

- SIN9: (SIN7 + BC +BCS)
- SIN8: (SIN7 + BCS)
- BC aislado

Los beneficios se obtienen de la diferencia de los casos como se indica enseguida:

- Beneficios = (SIN8 + BC aislado) – SIN9

Los beneficios que se determinan consisten en:

- Ahorro en costos de inversión: en infraestructura de generación y transmisión.
- Ahorro en costos de producción: por combustibles y costos de O&M.
- Ahorro por reducción de costos de Energía No Suministrada (ENS).
- Incremento en la integración de generación renovable.

Opciones de interconexión.

Opción 1 en corriente directa (CD)

La propuesta del desarrollo futuro de sistema parte del caso que optimiza la expansión del sistema de generación y transmisión del SIN9, considerando el cumplimiento de las metas de generación limpia a nivel nacional.

En esta opción se considera la interconexión en corriente directa mediante un bipolo con capacidad de transmisión de 1,000 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV, que se conectaría de la subestación eléctrica

Seri (Hermosillo), en el Noroeste a la subestación eléctrica Cucapáh (Rumorosa), en Baja California, con una longitud estimada de 700 km.

La expansión de la generación en el SIN9 atiende las metas de generación limpia y optimiza la instalación de generación renovable en BC.

En el cuadro 11.1 se muestra el plan de expansión para Baja California en el caso en que se asume permanece aislada.

Para el caso del sistema aislado de BC, solo se considera la instalación de 300 MW de generación eólica y 76 MW de solar en 2021. El desarrollo de capacidad adicional de generación se da con base en ciclos combinados y la expansión de renovables se verá limitada por razones de seguridad, confiabilidad y flexibilidad de la operación del sistema.

CUADRO 11.1 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA AISLADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California (MW)					
Tecnología	2021	2023	2026	2028	Total General
CC	440	440	440	428	1,747
Eólica	300				300
Solar	76				76
Total	816	440	440	428	2,123

En el cuadro 11.2 se muestra el plan de expansión para Baja California en el caso en que se asume interconectada al SIN. En este se observa que la expansión del sistema Baja California se desarrolla con

fuentes de generación renovable acumulando en el periodo 2021 a 2030, 1400 MW de centrales eólicas y 242 MW de solares. Al final del periodo se instalarían 1326 MW de ciclo combinado.

CUADRO 11.2 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA INTERCONECTADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California (MW)						
Tecnología	2021	2022	2023	2027	2029	Total General
CC				886	440	1,326
Eólica	300	800	300			1,400
Solar	76	76	90			242
Total	376	876	390	886	440	2,968

Las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre el SIN y BC, se muestran en el cuadro 11.3

En el cuadro 11.3, se observa que en el cuatrimestre julio-octubre, las transferencias de potencia serán del SIN hacia BC para todos los niveles de demanda. Esto

se debe a que en éste cuatrimestre se presenta la demanda máxima de BC.

Por otro lado, En el cuatrimestre marzo-junio, las transferencias serán de BC al SIN. En este periodo el enlace llega alcanzar un factor de utilización promedio del 59%. En este cuatrimestre se presenta la demanda máxima del SIN.

En noviembre-febrero, las transferencias son de BC al SIN y el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 39%. De acuerdo con la evolución de precios de combustibles proporcionados por la SENER, el precio del gas natural será menor en BC que en el SIN y por tanto los costos de producción serán menores a los del Noroeste y Norte.

La magnitud de las transferencias de potencia en la interconexión, permiten una adecuada flexibilidad en la operación del sistema ante alguna contingencia que se pueda tener en el enlace o en algún otro elemento del SIN.

CUADRO 11.3 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y FACTORES DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE DE INTERCONEXIÓN BC-SIN.

Hermosillo - Mexicali (MW)										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	338	328	313	319	387	489	417	271	205	180
01_PICO	415	394	465	578	701	806	325	444	224	355
02_MEDIO	336	312	380	490	609	861	229	344	120	249
03_MEDIO	241	213	277	383	497	745	114	223	-5	119
04_MEDIO	-32	-70	26	78	177	409	-217	-121	-327	-22
05_MEDIO	-343	-392	-264	-269	-187	26	-595	-407	-347	-288
06_MEDIO	-534	-589	-471	-397	-108	-207	-608	44	-98	-15
07_BASE	-464	-328	306	40	-431	-368	-832	-312	-317	-208
MAR-JUN	392	557	400	337	267	242	624	521	669	570
01_PICO	-29	-223	-229	-134	-30	202	-419	-321	-556	-444
02_MEDIO	-136	-333	-343	-252	-154	72	-547	-454	-682	-588
03_MEDIO	-62	-256	-264	-170	-68	162	-459	-362	-598	-488
04_MEDIO	-480	-687	-663	-594	-517	-347	-840	-888	-960	-674
05_MEDIO	-771	-988	-680	-582	-656	-536	-734	-351	-541	-521
06_MEDIO	-591	-595	-327	-380	-429	-312	-678	-628	-716	-683
07_BASE	-674	-814	-292	-250	12	62	-693	-645	-629	-594
NOV-FEB	544	499	388	318	325	281	592	495	589	505
01_PICO	-726	-660	-532	-388	-394	-397	-684	-873	-822	-475
02_MEDIO	-673	-829	-660	-545	-626	-337	-688	-553	-725	-507
03_MEDIO	-700	-823	-651	-552	-624	-369	-556	-161	-372	-490
04_MEDIO	-632	-660	-503	-412	-457	-552	-418	-353	-497	-453
05_MEDIO	-713	-407	-247	-192	22	-155	-440	-334	-380	-341
06_MEDIO	304	90	26	74	120	156	-580	-447	-516	-482
07_BASE	-58	-22	-98	-62	-34	-1	-776	-744	-808	-784

Factor de utilización (%), Hermosillo - Mexicali										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	28	31	23	23	20	25	45	22	27	13
MAR-JUN	62	78	54	49	49	38	74	59	70	61
NOV-FEB	57	45	31	27	24	32	48	38	47	43

Beneficios de la interconexión

Esta opción, requiere una inversión de 867.48 millones de dólares en VP de 2018 (equivalentes a una

inversión instantánea de 1014.4 millones de dólares de 2015), además se requerirá la operación de unidades turbogás instaladas en el área para compensar la intermitencia de las fuentes renovables, apoyo a la flexibilidad y confiabilidad de la operación

en BC, este costo se ha estimado considerando el costo fijo de unidades turbogás aeroderivadas y en valor presente de 2018 representaría 22.5 millones de dólares.

Los beneficios totales se estiman en 1951.1 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 1453.4 millones de dólares corresponden a: ahorros por costos de producción que incluyen los de operación y mantenimiento; 220 millones de dólares a ahorros por

energía no servida; 312.6 millones dólares a ahorros en costos de inversión en generación; así como, sobrecostos de 32.1 millones de dólares en costos de inversión en transmisión; y 2.7 millones de dólares por reducción de emisiones de SOx, NOx, PST y CO₂ (externalidades). El beneficio neto es de 1061.21 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costo de 2.19. El cuadro 11.4 muestra estos indicadores.

CUADRO 11.4 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN BC-SIN, OPCIÓN CD.

Millones de USA \$ en VP 2018

Inversión		Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos por Confiabilidad 1/	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
Generación	Transmisión								
312.6	-32.1	-2.7	1,453.4	220.0	1,951.1	22.5	867.5	1,061.2	2.19

1/ Considera costo fijo de OyM de 3TG Aeroderivadas de 45 MW cada una

Opción 2 Interconexión en corriente alterna

La propuesta del desarrollo futuro de sistema parte del caso que optimiza la expansión del sistema de generación y transmisión del SIN9, considerando el cumplimiento de las metas de generación limpia a nivel nacional.

En esta opción se considera la interconexión en corriente alterna mediante líneas de transmisión de 400 kV de dos conductores por fase de 1113 ACSR, con capacidad de transmisión de 1,000 MW. La red se construiría entre las subestaciones *Seri-Esperanza (Hermosillo)-Seis de Abril (Caborca)-Pinacate-Cucapáh* con una longitud de 745 km y con red complementaria en BC de *Cucapáh-TA Rumorosa –La Herradura (Tijuana)* con 145 km de longitud.

Con la misma premisa de la opción de CD, la expansión de la generación en el SIN9 atiende las metas de generación limpia y optimiza la instalación de generación renovable en BC.

El plan de expansión del sistema BC aislado es el mismo indicado en la opción de CD, cuadro 14.1.

El plan de expansión del sistema Baja California en el caso interconectado mediante CA se muestra en el cuadro 11.5. Este se desarrolla con fuentes de

generación renovable y ciclos combinados. En el periodo 2021 a 2030 se consideran 1400 MW de centrales eólicas, 242 MW de solares, así como 1303 MW de ciclo combinado.

Las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre el SIN y BC, se muestran en el cuadro 11.6.

En el cuatrimestre julio-octubre, las transferencias de potencia serán del SIN hacia BC para todos los niveles de demanda. En éste cuatrimestre ocurre la demanda máxima de BC.

En el cuatrimestre marzo-junio, las transferencias serán de BC al SIN y el enlace alcanzará un factor de utilización promedio del 60%. En éste cuatrimestre se presenta la demanda máxima del SIN.

En noviembre-febrero, se observa que las transferencias son de BC al SIN y el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 41%, debido al excedente de generación que se tiene en BC. De acuerdo con la evolución de precios de combustibles, el precio del gas natural será menor en BC que en el SIN y por tanto los costos de producción serán menores a los del Noroeste y Norte.

Las transferencias de potencia de esta opción tendrían un comportamiento similar a las de la opción en CD.

CUADRO 11.5 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA INTERCONECTADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California (MW)						
Tecnología	2021	2022	2023	2027	2029	Total General
CC				441	862	1,303
Eólica	300	800	300			1,400
Solar	76	76	90			242
Total	376	876	390	441	862	2,945

CUADRO 11.6 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y FACTORES DE UTILIZACIÓN DEL ENLACE DE INTERCONEXIÓN BC-SIN.

Hermosillo - Mexicali (MW)										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	337	327	312	319	390	502	362	416	303	361
01_PICO	418	396	468	583	708	882	709	833	239	375
02_MEDIO	338	313	382	493	614	871	608	728	133	264
03_MEDIO	242	213	278	385	500	753	487	601	7	133
04_MEDIO	-32	-70	29	78	178	412	144	243	-296	-241
05_MEDIO	-341	-390	-262	-268	-186	26	-242	-160	-700	-613
06_MEDIO	-529	-584	-467	-394	-115	-207	-333	-255	-256	-13
07_BASE	-461	-326	296	30	-428	-366	14	94	-487	-890
MAR-JUN	390	557	401	339	269	245	293	255	761	750
01_PICO	-29	-222	-228	-134	-30	203	-60	41	-541	-430
02_MEDIO	-136	-331	-341	-251	-154	72	-191	-96	-677	-572
03_MEDIO	-62	-256	-263	-170	-68	163	-100	-1	-583	-474
04_MEDIO	-476	-680	-656	-589	-514	-345	-612	-531	-1,000	-1,000
05_MEDIO	-762	-973	-691	-594	-667	-531	-546	-668	-646	-1,000
06_MEDIO	-596	-608	-335	-389	-438	-339	-273	-222	-936	-880
07_BASE	-667	-828	-291	-250	12	62	-266	-223	-945	-896
NOV-FEB	541	507	395	324	331	279	380	406	777	869
01_PICO	-720	-675	-541	-397	-404	-395	-710	-501	-1,000	-1,000
02_MEDIO	-666	-823	-672	-557	-636	-335	-660	-578	-1,000	-1,000
03_MEDIO	-692	-841	-663	-563	-634	-367	-300	-626	-456	-1,000
04_MEDIO	-638	-674	-511	-420	-467	-552	-179	-450	-653	-932
05_MEDIO	-705	-423	-255	-195	22	-154	-277	-227	-650	-590
06_MEDIO	305	90	26	74	120	149	-159	-115	-681	-564
07_BASE	-57	-22	-98	-62	-34	-1	-377	-345	-1,000	-1,000

Factor de utilización (%), Hermosillo - Mexicali										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	27	31	23	23	20	25	24	24	42	35
MAR-JUN	62	77	54	50	50	38	46	46	84	95
NOV-FEB	57	46	32	27	25	32	22	31	67	75

Beneficios de la interconexión

Esta opción, requiere una inversión de 1040.4 millones de dólares en VP de 2018 (que equivalen a una inversión instantánea de 1213 millones de dólares en moneda 2015), además se requerirá la operación de unidades turbogás instaladas en el área para compensar la intermitencia de las fuentes renovables y apoyo a la flexibilidad y confiabilidad de la operación en BC, este costo se ha estimado considerando el costo fijo de unidades turbogás aeroderivadas y en valor presente de 2018 representaría 22.5 millones de dólares.

Los beneficios totales se estiman en 1946.2 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 1409.5

millones de dólares corresponden al ahorro por costos de producción lo que incluye operación y mantenimiento; 241.6 millones de dólares a ahorros por energía no servida; 361.7 millones de dólares a ahorros en costos de inversión en generación; así como sobrecostos de 61.8 millones de dólares en costos de inversión en transmisión; y 4.8 millones de dólares por reducción de emisiones de SO_x, NO_x, PST y CO₂ (externalidades). El beneficio neto es de 883.4 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costos de 1.83. El cuadro 11.7 muestra estos indicadores.

El cuadro 11.8, muestra la comparación técnica-económica de las dos opciones.

CUADRO 11.7 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN BC-SIN, OPCIÓN 2 CA.

Millones de USA \$ en VP 2018

Inversión		Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos por Confiabilidad 1/	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
Generación	Transmisión								
361.7	-61.8	-4.8	1,409.5	241.6	1,946.2	22.5	1,040.4	883.4	1.83

1/ Considera costos fijos de OyM de 3TG Aeroderivadas de 45 MW cada una

CUADRO 11.8 SÍNTESIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS DOS OPCIONES PARA LA INTERCONEXIÓN DE BC AL SIN.

Característica Operativa	Opción 1 Interconexión en CD	Opción 2 Interconexión en CA
Capacidad de integración de generación renovable	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad del sistema	Mayor	Menor
Control de la calidad del voltaje	Mayor	Menor
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Factor de uso de la red en 2030	41.40%	43.00%
Costo de Inversión, Millones dls. USA VP 2018	867 + 23 = 890	1,040 + 23 = 1,063
Beneficios totales, Millones dls. USA VP 2018	1,951	1,946
Relación Beneficio/Costo	2.19	1.83

Como se observa del cuadro anterior, la opción de CD presenta las mejores ventajas técnicas y económicas.

Estrategia de integración de mercados. Incremento de la capacidad a 1500 MW.

Con base en las transferencias de potencia esperadas en el enlace de interconexión para la opción de CD, se observa que a partir de 2026 se tendrán cantidades mayores a 800 MW (cuadro 11.3). En los estudios, no se consideró la oportunidad de la posible integración de los mercados de México y los del Oeste de Estados Unidos de América. En tal caso es de esperarse que las transferencias de potencia pudieran ser mayores a las indicadas en el cuadro antes referido.

Como parte de una estrategia de integración de mercados que ofrezca ventajas económicas al mercado Mexicano; se presenta la evaluación económica de la opción en CD considerando el diseño de la línea bipolar para una capacidad de transmisión de 1500 MW. El costo de inversión para esta línea no se incrementa de manera significativa con respecto a la opción de 1000 MW y ofrece la ventaja de una capacidad de transmisión adicional del 50%.

Incorporando el costo de las estaciones convertidoras para una capacidad de 1500 MW, el costo de inversión ascendería a 924 millones de dólares USA en VP de 2018. Para esta capacidad la opción en CD se mantiene atractiva, con un beneficio neto de 1027 millones de dólares USA en valor presente de 2018 y una relación beneficio-costo de 2.11.

Interconexión Baja California Sur al SIN

La interconexión del sistema eléctrico de Baja California Sur (BCS) con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) tendrá beneficios diversos para la operación del sistema eléctrico, así como para la economía de operación y del mercado eléctrico mayorista.

La integración de los sistemas optimizará la inversión en infraestructura al diferir la construcción de nuevas unidades de Centrales Eléctricas y realizar un despacho más eficiente, aprovechando la diversidad de la demanda entre ambos sistemas.

Se incrementará la seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa; se evitaría la afectación de usuarios por los disparos de unidades de centrales eléctricas y dará la oportunidad de incorporar generación renovable en BCS para satisfacer las necesidades locales de energía y en periodos de baja demanda exportar energía al SIN. Por el contrario en periodos de alta demanda en BCS se aprovecharán los

recursos de generación para atender las demandas locales.

La oportunidad de incorporar generación renovable en BCS ofrece, además de los beneficios ambientales, beneficios económicos al reducir los costos de producción de energía eléctrica por una disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación.

En general, en esta sección se analizan dos opciones para la interconexión de los sistemas, ambas en corriente directa mediante tecnologías de HVDC VSC. Estas opciones consideran la llegada de la transmisión en corriente directa a diferentes nodos del sistema BCS: El Mezquital y Villa Constitución. Estas opciones se describen en mayor detalle en el capítulo 10.

Para el caso en que BCS se interconecta al SIN, por razones de flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación del sistema BCS, es necesario mantener en operación el CC La Paz que entrará en operación en 2019 y una unidad de combustión interna o turbogás aeroderivada.

Por otro lado, para el caso en que el sistema BCS permaneciera aislado, la penetración de renovables en sistema se vería limitada a la capacidad actualmente instalada de 30 MW, los 30 MW que se incorporarán en 2016, 50 MW en 2019 y 192 MW en 2021 con la correspondiente adición de bancos de baterías con base al *Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional*. Dicha limitación por razones de calidad, seguridad y flexibilidad operativa; o bien ante la ocurrencia de alguna contingencia sencilla de líneas de transmisión o de unidades de centrales eléctricas.

Para estas opciones se ha realizado el análisis técnico económico. En esta sección se presentan los beneficios obtenidos al interconectar el Sistema Baja California Sur al SIN en 2021.

Para determinar los beneficios económicos de la interconexión, se formularon los siguientes casos de estudio para el modelo de expansión:

- SIN9: (SIN7 + BC +BCS)
- SIN8: (SIN7 + BC)
- BCS aislado

Los beneficios se obtienen de la diferencia de los casos como se indica enseguida:

$$\text{Beneficios} = (\text{SIN8} + \text{BCS aislado}) - \text{SIN9}$$

Los beneficios que se determinan consisten en:

- Ahorro en costos de inversión: en infraestructura de generación y transmisión.
- Ahorro en costos de producción: por combustibles y costos de O&M.
- Ahorro por reducción de costos de Energía no Suministrada (ENS).
- Incremento en la integración de generación renovable.

Opciones de interconexión.

Opción 1 Enlace en CD 650 MW, ±400 kV, Esperanza – Villa Constitución

En esta se considera la interconexión en corriente directa mediante un bipolo con capacidad de transmisión de 650 MW, en un nivel de tensión de ±400 kV, que se conectaría de la subestación Esperanza, en el Noroeste, a la subestación Villa Constitución, en Baja California Sur, con una longitud

estimada de 654 km. Las estaciones convertidoras se instalarán en Esperanza y Villa Constitución, además se considera una estación convertidora de 150 MW en Santa Rosalía, con la que se atenderá la demanda del Sistema Mulegé (Santa Rosalía y Guerrero Negro). Con esta interconexión se integrará la totalidad de los sistemas eléctricos aislados de BCS al SIN.

Adicional a esta red en CD, se requieren los refuerzos en corriente alterna, de Villa Constitución a La Paz, que se describen en el capítulo 10.

En el cuadro 11.9 se muestra el plan de expansión para Baja California Sur en el caso en que se asume permanece aislada.

Para el caso del sistema aislado de BCS, del 2021 al 2030 solo se considera la instalación de 100 MW de generación eólica y 92 MW de solar, sin incorporar más de este tipo en el periodo. El desarrollo de capacidad adicional de generación se da con base en ciclos combinados (357 MW) y unidades turbogás (176 MW). La expansión de renovables se verá limitada por razones de seguridad y flexibilidad de la operación del sistema.

CUADRO 11.9 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA SUR AISLADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California Sur (MW)								
Tecnología	2021	2023	2025	2026	2027	2029	2030	Total General
CC	119	119			119			357
Eólica	100							100
Solar	92							92
TG			44	44		44	44	176
Total	311	119	44	44	119	44	44	725

En el cuadro 11.10 se muestra el plan de expansión para Baja California Sur en el caso en que se asume interconectada al SIN. En éste se observa que la expansión del sistema Baja California Sur se desarrolla considerando solo fuentes de generación renovable, acumulando 758 MW de capacidad en el periodo 2021 a 2030. En el horizonte de estudio no se instalará capacidad de tecnologías convencionales.

Las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre el SIN y BCS, se muestran en el cuadro 11.11

Se observa que en los periodos julio-octubre, se darán las mayores transferencias de potencia del SIN al BCS

que para el resto de los periodos y que estos serán mayores para los escalones de mayores demandas. En este periodo ocurre la demanda máxima del sistema BCS y el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 65%.

En el cuatrimestre marzo-junio las transferencias son menores que en el periodo julio-octubre, en el cual el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 44%.

En noviembre-febrero las transferencias serán las menores del año, debido a la disminución de la demanda en BCS y por consiguiente el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 38%.

Las transferencias de potencia siempre van del SIN al sistema BCS, debido a que los costos de producción del parque de generación en el SIN son menores

respecto a los del sistema BCS, los cuales sin la interconexión seguirían siendo los más altos del país.

CUADRO 11.10 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA SUR INTERCONECTADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California Sur (MW)								
Tecnología	2021	2022	2023	2027	2028	2029	2030	Total General
Eólica	100	20	20		14		20	174
Solar	92	88	84	80	80	80	80	584
Total	192	108	104	80	94	80	100	758

CUADRO 11.11 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y FACTORES DE UTILIZACIÓN EN EL ENLACE DE INTERCONEXIÓN BCS-SIN.

Hermosillo - BCS (MW)										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	367	357	348	357	443	385	467	460	458	476
01_PICO	403	394	385	389	423	169	460	430	416	545
02_MEDIO	400	390	381	385	553	303	557	551	546	539
03_MEDIO	396	386	376	380	551	544	553	546	540	533
04_MEDIO	386	376	366	370	499	534	541	533	527	520
05_MEDIO	374	364	354	357	416	445	452	457	468	477
06_MEDIO	329	322	316	339	360	385	388	390	397	401
07_BASE	278	268	259	278	296	317	316	314	316	315
MAR-JUN	308	293	280	289	364	392	388	380	377	370
01_PICO	383	369	356	360	502	538	531	521	513	503
02_MEDIO	383	370	357	361	505	539	531	521	514	504
03_MEDIO	382	368	356	359	494	531	530	520	512	502
04_MEDIO	356	346	337	343	390	421	426	426	436	441
05_MEDIO	279	264	251	273	294	319	318	313	316	313
06_MEDIO	214	196	180	197	214	234	228	219	216	207
07_BASE	160	139	120	133	147	162	153	140	133	119
NOV-FEB	251	241	233	252	272	293	296	295	301	301
01_PICO	296	288	283	305	328	353	360	362	372	377
02_MEDIO	317	311	307	331	355	382	390	393	406	413
03_MEDIO	321	315	311	335	359	386	395	399	411	419
04_MEDIO	271	262	255	275	296	319	324	324	331	334
05_MEDIO	220	208	197	214	232	251	251	247	250	247
06_MEDIO	174	159	146	160	174	190	186	180	178	171
07_BASE	161	145	131	144	157	172	167	160	157	148

Factor de utilización (%), Hermosillo - BCS										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	57	55	54	55	67	71	72	72	73	73
MAR-JUN	42	40	38	40	45	48	48	47	48	47
NOV-FEB	36	34	33	35	38	41	42	41	42	42

Beneficios de la interconexión

Esta opción, requiere una inversión de 848.53 millones de dólares en VP de 2018 (equivalente a una inversión instantánea de 990 millones de dólares de 2015), además se requerirá la operación de unidades turbogás instaladas en el área para compensar la intermitencia de las fuentes renovables y apoyo a la flexibilidad y confiabilidad de la operación en BCS, este costo se ha estimado considerando el costo fijo de unidades turbogás aeroderivadas y en valor presente de 2018 representaría 17.3 millones de dólares.

Los beneficios totales se estiman en 1753.8 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 1612.1 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción que incluyen los de operación y mantenimiento; 36.3 millones de dólares a ahorros por energía no servida; 225.6 millones dólares a ahorros en costos de inversión en generación; 2.2 millones de dólares por reducción en emisiones de NOx, SOx, PST y CO₂ (externalidades); y un sobrecosto de 122.4 millones de dólares en costos de inversión en transmisión. Se tiene un beneficio neto de 888 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costos de 2.03, el cuadro 11.12 muestra estos indicadores.

CUADRO 11.12 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN BCS-SIN, OPCIÓN 1.

Millones de USA \$ en VP 2018

Inversión		Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos por Confiabilidad 1/	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
Generación	Transmisión								
225.6	-122.4	2.2	1,612.1	36.3	1,753.8	17.3	848.5	888.0	2.03

1/ Considera costos fijos de O&M de 4TG aeroderivadas de 26 MW cada una

Opción 2 Enlace en CD 650 MW, ±320 kV, Esperanza - Mezquital

Esta opción considera la interconexión en corriente directa mediante un bipolo con capacidad de transmisión de 650 MW, en un nivel de tensión de ±320 kV, que se conectaría de la subestación Esperanza en el Noroeste, a la subestación Mezquital al norte de Santa Rosalía, en Baja California Sur, con una longitud estimada de 305 km.

Adicional a esta red en CD, se requieren los refuerzos en corriente alterna con una longitud de 546 km, de la subestación Mezquital a la Subestación Olas Altas en La Paz, que se describen en el capítulo 10.

Con la misma premisa de la opción 1 de CD de Esperanza a Villa Constitución, la expansión de la generación en el SIN9 atiende las metas de generación limpia y optimiza la instalación de generación renovable en BCS.

Los planes de expansión de generación para los casos de BCS aislada son los mismos que el caso de CD Opción 1.

El cuadro 11.13, muestra la expansión del sistema Baja California Sur interconectada al SIN, la cual se desarrolla considerando solo fuentes de generación

renovable, acumulando 764 MW de capacidad en el periodo 2021 a 2030. En el horizonte de estudio no se instalará capacidad de tecnologías convencionales.

Las transferencias de potencia esperadas y los factores de utilización del enlace de interconexión entre el SIN y BCS, se muestran en el cuadro 11.14

Se observa que en los periodos julio-octubre, se darán las mayores transferencias de potencia del SIN al BCS que para el resto de los periodos y que estos serán mayores para los escalones de mayores demandas. En este periodo ocurre la demanda máxima del sistema BCS y el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 66%.

En el cuatrimestre marzo-junio las transferencias son menores que en el periodo julio-octubre, en el cual el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 45%.

En noviembre-febrero las transferencias serán las menores del año, debido a la disminución de la demanda en BCS y por consiguiente el enlace llega a tener un factor de utilización promedio del 39%. Las transferencias de potencia siempre van del SIN al sistema BCS, debido a que los costos de producción del parque de generación en el SIN son menores respecto a los del sistema BCS.

CUADRO 11.13 PLAN DE EXPANSIÓN DE BAJA CALIFORNIA SUR INTERCONECTADA.

Capacidad adicionada por tecnología para Baja California Sur (MW)								
Tecnología	2021	2022	2023	2027	2028	2029	2030	Total general
Eólica	100	20	20		20		20	180
Solar	92	88	84	80	80	80	80	584
Total	192	108	104	80	100	80	100	764

CUADRO 11.14 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y FACTORES DE UTILIZACIÓN EN EL ENLACE DE INTERCONEXIÓN BCS-SIN.

Hermosillo - BCS (MW)										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	371	361	352	361	447	461	430	456	460	464
01_PICO	409	399	389	394	426	405	217	364	393	425
02_MEDIO	405	395	385	390	559	561	514	560	554	547
03_MEDIO	401	390	381	385	556	558	559	554	548	541
04_MEDIO	391	381	371	374	507	543	550	542	535	527
05_MEDIO	379	368	358	361	422	451	458	463	474	483
06_MEDIO	333	325	320	342	364	390	393	394	401	405
07_BASE	281	270	261	280	299	320	319	317	319	317
MAR-JUN	312	296	282	292	369	397	394	383	380	373
01_PICO	387	374	360	364	510	547	540	527	519	509
02_MEDIO	388	374	361	365	513	548	540	528	520	510
03_MEDIO	387	373	360	363	502	540	539	526	518	508
04_MEDIO	360	349	341	347	395	426	432	430	440	445
05_MEDIO	282	266	253	275	297	322	321	314	317	314
06_MEDIO	216	197	181	198	216	235	230	219	216	207
07_BASE	161	140	120	134	148	163	154	139	131	118
NOV-FEB	253	243	235	254	274	296	299	296	302	303
01_PICO	299	291	286	308	331	357	364	364	374	380
02_MEDIO	320	314	310	334	359	386	395	396	409	417
03_MEDIO	324	318	314	339	363	391	400	402	415	423
04_MEDIO	273	264	257	278	299	323	327	325	333	336
05_MEDIO	221	209	199	216	233	253	253	247	250	248
06_MEDIO	175	160	147	161	175	191	187	179	177	170
07_BASE	161	146	132	145	158	173	168	159	156	147

Factor de utilización (%), Hermosillo - BCS										
Periodo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JUL-OCT	57	56	54	55	68	73	73	73	74	74
MAR-JUN	43	40	38	41	45	49	49	48	48	47
NOV-FEB	36	34	33	36	39	42	42	41	42	42

Beneficios de la interconexión

Esta opción, requiere una inversión de 822.7 millones de dólares en VP de 2018 (equivalente a una inversión instantánea de 960.4 millones de dólares de 2015), además se requerirá la operación de unidades turbogás instaladas en el área para compensar la intermitencia de las fuentes renovables y apoyo a la flexibilidad y confiabilidad de la operación en BCS, este costo se ha estimado considerando el costo fijo de unidades turbogás aeroderivadas y en valor presente de 2018 representaría 17.3 millones de dólares.

Los beneficios totales se estiman en 1774.2 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 1637.8 millones de dólares corresponden al ahorro por costos

de producción con operación y mantenimiento; 21.9 millones de dólares a ahorros por energía no servida; 246.4 millones dólares a ahorros en costos de inversión en generación; 1.8 millones por reducción en emisiones de NOx, SOx, PST y CO₂ (externalidades); y un sobrecosto de 133.7 millones de dólares en costos de inversión en transmisión. Se tiene un beneficio neto de 934.2 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costo de 2.11, el cuadro 11.15 muestra estos indicadores.

El cuadro 11.16, muestra la comparación técnica-económica de las dos opciones. Se observa que la opción 1 presenta las mejores ventajas técnicas y las económicas son similares.

CUADRO 11.15 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN BCS-SIN, OPCIÓN 2.

Millones de USA \$ en VP 2018

Inversión		Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos por Confiabilidad 1/	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
Generación	Transmisión								
246.4	-133.7	1.8	1,637.8	21.9	1,774.2	17.3	822.7	934.2	2.11

1/ Considera costos fijos de O&M de 4TG aeroderivadas de 26 MW cada una

CUADRO 11.16 SÍNTESIS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS DOS OPCIONES PARA LA INTERCONEXIÓN DE BCS AL SIN.

Característica Operativa	Opción 1 LT CD ESP-MEZ-VIO	Opción 2 LT CD ESP-MEZ
Zona geográfica para integración de generación renovable	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad del sistema	Mayor	Menor
Control de la calidad del voltaje	Mayor	Menor
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Factor de uso de la red en 2030	49.20%	49.70%
Costo de Inversión, Millones dlls. USA VP 2018	849 + 17 = 866	823 + 17 = 840
Beneficios totales, Millones dlls. USA VP 2018	1,754	1,774
Relación Beneficio/Costo	2.03	2.11

Estrategia de margen de transmisión al Sistema Baja California Sur. Incremento de la capacidad a 850 MW.

Con base en las trasferencias de potencia esperadas en el enlace de interconexión, se observa

que a partir de 2025 y 2027 se tendrán cantidades mayores a 550 MW (cuadro 14.11). Estas transferencias están limitadas por la capacidad de transmisión de la sección del bipolo de 500 MW de Mezquital a Villa Constitución, la cual, para algunos puntos de operación se satura y limita la trasferencia de Esperanza a Mezquital. Por lo anterior, en la

selección de la capacidad de las estaciones convertidoras y el conductor para la línea aérea del bipolo, se propone considerar una capacidad de 850 MW, lo que permitirá tener una capacidad de transmisión de Mezquital a Villa Constitución de 700 MW con una terminal al sistema de Mulegé de 150 MW. De aprobarse esta nueva capacidad, el costo de inversión ascendería a 921 millones de dólares USA, más 17 millones de dólares USA de costo por confiabilidad, ambas en VP de 2018.

Bajo estas consideraciones, la rentabilidad de la opción 1 se mantiene, el beneficio neto es 815.2 millones de dólares USA en VP de 2018, y la relación beneficio costo de 1.87. Al sistema de Mulegé de 150 MW. De aprobarse esta nueva capacidad, el costo de inversión ascendería a 855.36 millones de dólares USA en VP de 2018.

Bajo estas consideraciones, la rentabilidad de la opción 1 se mantiene, el beneficio neto es 881.14 millones de dólares USA en VP de 2018, y la relación beneficio costo de 2.01.

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.

Opciones de interconexión

Opción 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 opción 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.
- Línea de Transmisión Jacalitos – Aeropuerto. LT en 400 kV de 62 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 ACSR, sobre estructura de doble circuito. Comparte estructura en 33 km con la LT Jacalitos – Parque Eólico Reynosa y tendido del primer circuito hasta la llegada a Aeropuerto. Incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea.
- Línea de Transmisión Jacalitos – Parque Eólico Reynosa. LT en 400 kV de 33 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 ACSR montada sobre estructura de doble circuito. Comparte estructura en 33 km con la LT Jacalitos – Aeropuerto, incluye la construcción de un alimentador en 400 kV en cada extremo de la línea.
- Reactores en 400 kV. Construcción de 2 bancos de reactores, uno de 50 MVAR y otro de 100 MVAR, el primero para la LT Jacalitos – Regiomontano y el segundo para el bus de Jacalitos.

Esta opción, permitirá evacuar del orden de 1000 MW adicionales a la red de transmisión existente.

Beneficios de la Red de Transmisión

Esta opción, requiere una inversión de 134.14 millones de dólares en VP de 2018; la integración de 1000 MW de generación eólica tendrá un beneficio total de 689.4 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 654.1 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento; 40.9 millones de dólares por reducción de emisiones de NOx, SOx, PST y CO₂ (externalidades); y un sobrecosto de 5.6 millones de dólares por energía no servida. El beneficio neto es de 555.3 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costo de 5.14. En el cuadro 11.17 se muestra el resumen de estos indicadores.

CUADRO 11.17 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN, OPCIÓN 1.

Millones de USA \$ en VP 2018

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
40.9	654.1	-5.6	689.4	134.1	555.3	5.14

Opción 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 opción 2:

- Línea de Transmisión Jacalitos – Ramos Arizpe Potencia. LT en 400 kV de 250 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.
- Línea de Transmisión Jacalitos – Aeropuerto. LT en 400 kV de 62 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 ACSR, sobre estructura de doble circuito. Comparte estructura en 33 km con la LT Jacalitos – Parque Eólico Reynosa y tendido del primer circuito hasta la llegada a Aeropuerto. Incluye la construcción de dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea.
- Línea de Transmisión Jacalitos – Parque Eólico Reynosa. LT en 400 kV de 33 km con 2 conductores por fase en calibre 1113 ACSR, sobre estructura de doble circuito. Comparte

estructura en 33 km con la LT Jacalitos – Aeropuerto, incluye la construcción dos alimentadores en 400 kV, uno en cada extremo de la línea.

- Reactores en 400 kV. Construcción de 2 bancos de reactores, uno de 75 MVAR y otro de 100 MVAR, el primero para la LT Jacalitos – Regiomontano y el segundo para el bus de Jacalitos.

Esta opción, permite evacuar 994 MW adicionales a la red de transmisión existente.

Beneficios de la Red de Transmisión

Esta opción, requiere una inversión de 166.1 millones de dólares en VP de 2018; la integración de 994 MW de generación eólica, la cual tendrá un beneficio total de 689.4 millones de dólares en VP de 2018, de los cuales, 654.1 millones de dólares corresponden a el ahorro por costos de producción incluyendo operación y mantenimiento; 40.9 millones de dólares por reducción de emisiones de NOx, SOx, PST y CO₂ (externalidades); y un sobrecosto de 5.6 millones de dólares por energía no servida. El beneficio neto es de 523.4 millones de dólares en VP de 2018 y una relación beneficio-costado de 4.15. En el cuadro 11.18 se muestra el resumen de estos indicadores.

CUADRO 11.18 RESUMEN DE BENEFICIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN, OPCIÓN 2.

Millones de USA \$ en VP 2018

Externalidades	Producción y O&M	Beneficios por ENS	Beneficios Totales	Costos de Inversión	Beneficio Neto	Relación B/C
40.9	654.1	-5.6	689.4	166.1	523.4	4.15

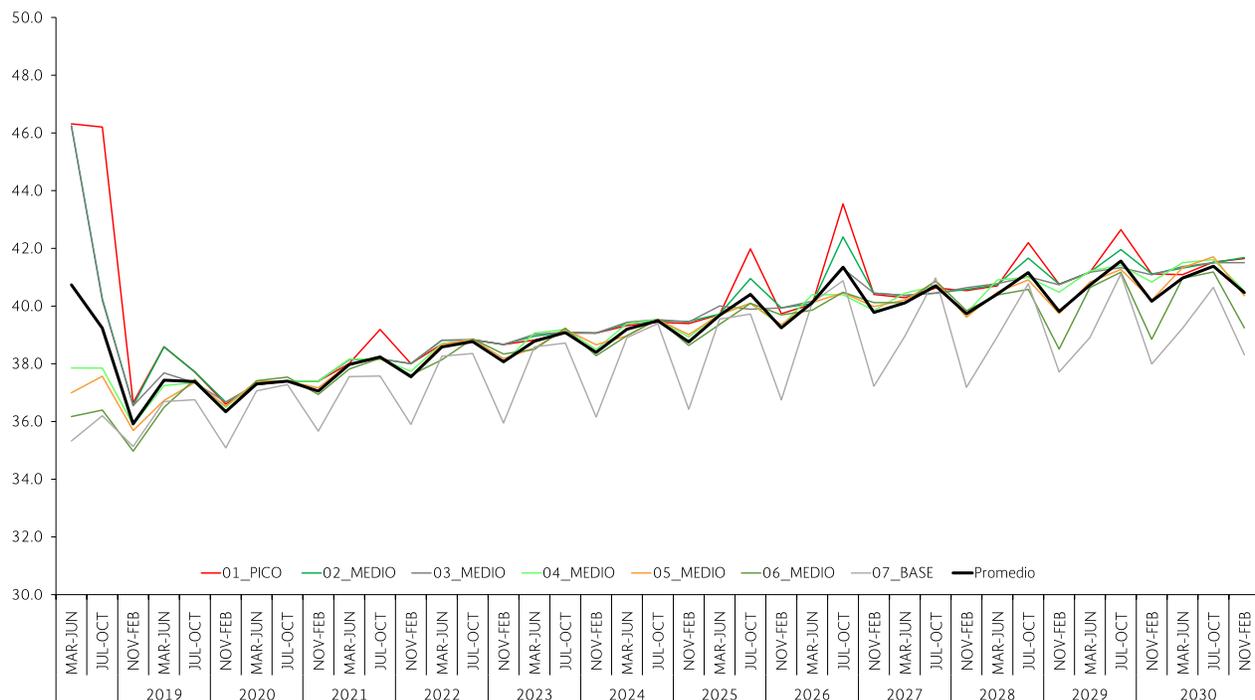
Red de Transmisión Asociada al Back to Back Nogales en Territorio Nacional

El desarrollo de la red de transmisión en territorio nacional para interconectar eléctricamente México – EUA, mediante un enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, permitirá obtener beneficios económicos para ambos sistemas. En el Sistema Interconectado Nacional se podrá realizar transacciones de energía eléctrica con EUA, de tal manera que se obtengan beneficios tanto en ventas como en compra de energía eléctrica. En el capítulo 12 se describen los aspectos técnicos-eléctricos de esta interconexión.

La red de transmisión asociada a este proyecto tiene un costo de 7.989 millones de USA \$ en VP de 2017. La figura 11.1, muestra la evolución estimada del precio marginal de la demanda (USA \$/MWh de 2015) en la región de Nacozari para siete escalones de demanda durante el periodo 2018-2030.

El cuadro 11.19, muestra la evolución a nivel cuatrimestral del precio marginal de la demanda (PMD) en la región de Nacozari, mientras que el cuadro 11.20, indica el comportamiento a nivel cuatrimestral del PMD en la zona de Palo Verde, EUA.

FIGURA 11.1 EVOLUCIÓN DEL PRECIO MARGINAL DE LA DEMANDA EN NACOZARI EN USA \$/MWh de 2015.



CUADRO 11.19 EVOLUCIÓN DEL PRECIO MARGINAL DE LA DEMANDA EN NACOZARI EN USA \$/MWh de 2015.

Cuatrimestre	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Julio-Octubre	46.39	39.24	37.38	37.40	38.24	38.77	39.08	39.49	40.40	41.35	40.70	41.16	41.56	41.38
Marzo-Junio	49.99	40.73	37.43	37.30	37.98	38.58	38.78	39.20	39.68	40.12	40.11	40.42	40.73	40.97
Noviembre-Febrero	42.78	35.92	36.34	37.05	37.55	38.07	38.40	38.76	39.25	39.78	39.74	39.81	40.17	40.47

CUADRO 11.20 EVOLUCIÓN DEL PRECIO MARGINAL DE LA DEMANDA EN PALO VERDE EN USA \$/MWh de 2015.

Cuatrimestre	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Julio-Octubre	26.55	27.28	27.84	28.67	29.34	30.09	30.80	34.14	35.00	35.97	36.91	37.73	38.81	39.95
Marzo-Junio	22.30	22.96	23.27	24.06	24.72	25.33	26.02	28.36	29.22	30.14	31.07	31.88	32.93	33.78
Noviembre-Febrero	22.52	23.16	23.59	24.29	25.09	25.88	26.65	29.45	30.24	31.27	32.20	33.04	34.14	35.10

Información de Tucson Electric Power

Los beneficios económicos que se obtendrán mediante la interconexión del Back to Back en Nogales, provendrán de las diferencias en los PMD

entre las regiones de Nacozari y Palo Verde. El cuadro 11.21, indica estas diferencias en USA \$/MWh de 2015.

CUADRO 11.21 DIFERENCIA DEL PRECIO MARGINAL DE LA DEMANDA ENTRE NACOZARI Y PALO VERDE EN USA \$/MWh de 2015.

Cuatrimestre	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Julio-Octubre	19.84	11.96	9.54	8.73	8.89	8.68	8.28	5.35	5.41	5.38	3.79	3.43	2.75	1.43
Marzo-Junio	27.69	17.78	14.16	13.25	13.26	13.25	12.77	10.84	10.46	9.98	9.04	8.54	7.80	7.19
Noviembre-Febrero	20.26	12.76	12.75	12.76	12.45	12.19	11.75	9.31	9.01	8.51	7.53	6.77	6.03	5.36

De mantenerse estos escenarios de precios marginales o las diferencias entre cada región, el análisis económico considera la energía que se podrá transferir hacia la región de mayores costos marginales. Dicha energía, 1,248 GWh anuales, resulta de la capacidad de 150 MW del Back to Back,

estimando una disponibilidad del 95%. Si se considera un tiempo de vida útil de 25 años, el beneficio total será de 81.967 millones de USA \$ en VP de 2017, y una relación beneficio-costo de 10.26. El cuadro 11.22, muestra los indicadores económicos debido al proyecto del Back to Back de Nogales.

CUADRO 11.22 INDICADORES ECONÓMICOS DEL BACK TO BACK DE NOGALES.

Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión Back to Back Nogales					
Año	Costo de Inversión (miles de USA \$ de 2015)	Beneficios por Compra de Energía (miles de USA \$ de 2015)	Costo de Inversión (miles de USA \$ en VP de 2017)	Beneficios por Compra de Energía (miles de USA \$ en VP de 2017)	Flujo Neto (miles de USA \$ de 2015)
2017	6,030		5,749		-6,030
2018	2,584		2,240		-2,584
2019		15,152		11,939	15,152
2020		14,437		10,342	14,437
2021		14,384		9,367	14,384
2022		14,186		8,398	14,186
2023		13,632		7,337	13,632
2024		10,591		5,182	10,591
2025		10,337		4,598	10,337
2026		9,919		4,011	9,919
2027		8,455		3,108	8,455
2028		7,785		2,602	7,785
2029		6,883		2,091	6,883
2030		5,805		1,603	5,805
2031		5,805		1,458	5,805
2032		5,805		1,325	5,805
2033		5,805		1,205	5,805
2034		5,805		1,095	5,805
2035		5,805		995	5,805
2036		5,805		905	5,805
2037		5,805		823	5,805
2038		5,805		748	5,805
2039		5,805		680	5,805
2040		5,805		618	5,805
2041		5,805		562	5,805
2042		5,805		511	5,805
2043		5,805		464	5,805
Valor Presente			7,989	81,967	
Resumen de Indicadores Económicos					
Costos de Inversión (miles de USA \$ en VP de 2017)					7,989
Beneficios por Compra de Energía en Nacození(miles de USA \$ en VP de 2017)					81,967
Beneficio Neto (miles de USA \$ en VP de 2017)					73,978
TIR					99.84%
Relación Beneficio-Costo					10.26

SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL “PRODESEN” 2017 - 2031

De los análisis realizados para el PRODESEN 2016 – 2030 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. Diseño de Red de Transmisión y Distribución de las principales Ciudades con alta densidad de carga y zonas turísticas.

Derivado del impacto que se vaya observando en el crecimiento de consumo y demanda a consecuencia de las reformas estructurales, zonas económicas y políticas del Gobierno Federal, se realizará un análisis detallado para el diseño confiable, económico y sustentable de las principales Ciudades del país y zonas turísticas con significativa densidad de carga. Se revisarán e identificarán las necesidades en refuerzos en transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva primordialmente.

2. 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 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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.

6. Cambio de tensión de la red de transmisión Nacozari – Moctezuma.

Por la interconexión de los Sistemas de Baja California al Sistema Interconectado Nacional, la factibilidad de una línea de transmisión fronteriza, integración potencial de generación solar en el Estado de Sonora e interconexión de los nuevos ciclos combinados del Noroeste del país, se analizará el comportamiento del sistema eléctrico y los beneficios esperados en confiabilidad y económicos al cambiar el nivel de operación de la red eléctrica mencionada de 230 a 400 kV.

7. Evaluación 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.

8. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana.

Previo a la Reforma Energética, La Comisión Federal de Electricidad a través de la Subdirección de Programación realizó los estudios para hacer un cambio de operación de la red de suministro de Tijuana de 69 a 115 kV. En su momento, tanto el pronóstico del crecimiento de la demanda como la relación beneficio-costos no justificaron el cambio de tensión. De acuerdo a las nuevas proyecciones del crecimiento

estimado de la demanda en la zona, 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.

9. Red de transmisión de la Ciudad de Chihuahua a La Laguna.

En la medida que los proyectos de generación solar en los estados de Sonora y Chihuahua vayan adquiriendo firmeza, se tendrán indicadores de sustento para identificar las necesidades del incremento en la capacidad de transporte de energía de la zona Chihuahua a La Laguna. El reforzamiento de la red en esta región estaría alineado con la interconexión del Sistema Baja California Norte y la red de transmisión a lo largo de la frontera con Estados Unidos de América.

10. Diseño de red para prevenir integración de generación renovable en zonas de alto potencial.

Con fundamento en la Ley de Transición Energética; en coordinación con la Secretaría de Energía y con la opinión de la CRE, EL CENACE realizará los estudios eléctricos para incentivar la integración de generación renovable en zonas con alto potencial de este recurso. El diseño de la red permitirá el transporte de esta energía a los centros de consumo minimizando riesgos en la congestión de la red de transmisión.

11. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes en el Programa de Ampliación y Modernización.

En el PRODESEN 2015 – 2029 y en el 2016 – 2030 se incluyen líneas de tecnología de corriente directa y enlaces asíncronos 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.



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

