



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

P R O D E S E N
2 0 1 5 - 2 0 2 9

CENACE
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA



ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. Introducción | 8 |
| 2. Fundamento legal | 9 |
| 3. Fechas límite del proceso de planeación | 10 |
| 4. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional | 11 |
| 4.1. Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regionales..... | 12 |
| 4.2. Capacidad de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional..... | 13 |
| 5. Referencias para la ampliación y modernización | 21 |
| 6. Características de los escenarios de estudios | 22 |
| 6.1. Demanda máxima de verano | 22 |
| 6.2. Demanda máxima nocturna de verano en las Gerencias de Control Regionales Noroeste y Norte..... | 22 |
| 6.3. Demanda máxima de invierno | 22 |
| 6.4. Demanda mínima de invierno | 23 |
| 6.5. Demanda media de invierno..... | 23 |
| 7. Resultados previstos en confiabilidad | 24 |
| 7.1. Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs. 2016 – 2020 | 25 |
| 7.2. Operación de la Transmisión y Transformación en el verano a las 16:30 hs | 26 |
| 7.3. Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs. | 28 |
| 7.4. Comportamiento operativo de la demanda media de invierno 15:00 horas del 2016-2020... .. | 29 |
| 7.5. Operación de la Transmisión y Transformación en demanda media de invierno de las 15:00 hs | 30 |
| 7.6. Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 15:00 hs | 33 |
| 7.7. Límites de transmisión 2015 y 2020. | 33 |

| | |
|---|-----|
| 8. Integración total de ampliación de la RNT y las RGD | 36 |
| 8.1. Diagramas de interconexiones de centrales por Gerencia de Control Regional. | 36 |
| 8.2. Diagramas de nueva red por Gerencia de Control Regional..... | 47 |
| 8.3. Costos de inversión 2015 - 2029 | 74 |
| 8.4. Costos de Inversión..... | 76 |
| 9. Ampliación y modernización de la RNT y las RGD del prodesen (CENACE) | 80 |
| 9.1. Tablas con listado de elementos para ampliación resultado del estudio y análisis del CENACE | 80 |
| 9.2. Tablas con listado de elementos para modernización | 83 |
| 9.3. Tablas con listado de elementos para modernización de la subdirección de transmisión | 85 |
| 9.4. Resumen de inversiones para modernización por nivel de tensión de la subdirección de transmisión | 88 |
| 10. Obras de transmisión para el mercado eléctrico mayorista | 89 |
| 10.1. Enlace San Lorenzo – Puebla Dos | 89 |
| 10.2. Enlace Angostura – Tapachula Potencia..... | 89 |
| 11. Alternativa de red 2^a. temporada abierta de Oaxaca. Línea de transmisión de corriente directa bipolar de ± 500 kv, 3,000 MW | 94 |
| 12. Seguimiento de proyectos en el “PRODESEN” 2016 - 2030 | 97 |
| 13. Agradecimientos | 100 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|-------------|--|----|
| Figura 3.1 | Calendario | 10 |
| Figura 4.1 | Regiones del Sistema Eléctrico Nacional | 12 |
| Figura 4.2 | Infraestructura de transmisión actual del SEN | 13 |
| Figura 4.3 | Sistema Eléctrico Nacional Red Troncal de Transmisión 2014 | 14 |
| Figura 4.4 | Sistema Eléctrico Nacional capacidad de las interconexiones internacionales 2014 | 15 |
| Figura 6.1 | Perfil de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2014 | 23 |
| Figura 6.2 | Perfil real de la demanda Noroeste + Norte el 12 de junio de 2014 | 23 |
| Figura 7.1 | Condiciones operativas 2016 | 27 |
| Figura 7.2 | Condiciones operativas 2020 | 27 |
| Figura 7.3 | Condiciones operativas 2016 | 28 |
| Figura 7.4 | Condiciones operativas 2020 | 28 |
| Figura 7.5 | Condiciones operativas 2016 | 31 |
| Figura 7.6 | Condiciones operativas 2020 | 31 |
| Figura 7.7 | Condiciones operativas 2020 | 32 |
| Figura 7.8 | Condiciones operativas 2020 | 33 |
| Figura 7.9 | Sistema Eléctrico Nacional capacidad de transmisión (MW) 2015 | 34 |
| Figura 7.10 | Sistema Eléctrico Nacional capacidad de transmisión (MW) 2020 | 35 |
| Figura 8.1 | Gerencia de Control Regional Central..... | 36 |
| Figura 8.2 | Gerencia de Control Regional Oriental..... | 37 |
| Figura 8.3 | Gerencia de Control Regional Occidental..... | 39 |
| Figura 8.4 | Gerencia de Control Regional Noroeste | 40 |
| Figura 8.5 | Gerencia de Control Regional Norte | 41 |
| Figura 8.6 | Gerencia de Control Regional Noreste..... | 42 |
| Figura 8.7 | Gerencia de Control Regional Peninsular..... | 44 |
| Figura 8.8 | Gerencia de Control Regional Baja California y Sistemas Baja California Sur y Mulegé | 45 |
| Figura 8.9 | Gerencia de Control Regional Central..... | 47 |
| Figura 8.10 | Gerencia de Control Regional Oriental..... | 49 |
| Figura 8.11 | Gerencia de Control Regional Occidental..... | 52 |
| Figura 8.12 | Gerencia de Control Regional Noroeste | 57 |
| Figura 8.13 | Gerencia de Control Regional Norte | 61 |
| Figura 8.14 | Gerencia de Control Regional Noreste..... | 64 |
| Figura 8.15 | Gerencia de Control Regional Peninsular..... | 66 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 8.16 | Gerencia de Control Regional Baja California y sistemas Baja California Sur y Mulegé..... | 69 |
| Figura 11.1 | Línea de transmisión en corriente directa entre las estaciones convertidoras de Ixtepec Potencia y Yautepec Potencia | 94 |

ÍNDICE DE CUADROS

| | | |
|-------------|--|----|
| Cuadro 4.1 | Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2014 (MW)..... | 16 |
| Cuadro 7.1 | Demanda máxima instantánea, escenarios de planeación 2016-2020 | 25 |
| Cuadro 7.2 | Generación por Gerencia de Control Regional, escenarios de planeación 2016-2020 | 26 |
| Cuadro 7.3 | Generación por tipo de tecnología, escenarios de planeación 2016-2020 | 26 |
| Cuadro 7.4 | Demanda media invierno instantánea, escenarios de planeación 2016-2020 | 29 |
| Cuadro 7.5 | Generación por Gerencia de Control Regional, escenarios de planeación 2016-2020 | 30 |
| Cuadro 7.6 | Generación por tipo de tecnología, escenarios de planeación 2016-2020 | 30 |
| Cuadro 8.1 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Central 2015-2020 | 37 |
| Cuadro 8.2 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Oriental 2015-2020..... | 38 |
| Cuadro 8.3 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Occidental 2015-2020 | 39 |
| Cuadro 8.4 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Noroeste 2015-2020..... | 40 |
| Cuadro 8.5 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Norte 2015-2020..... | 41 |
| Cuadro 8.6 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Noreste 2015-2020 | 43 |
| Cuadro 8.7 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Peninsular 2015-2020 | 44 |
| Cuadro 8.8 | Principales proyectos de generación para la Gerencia de Control Regional Baja California y los sistemas de Baja California Sur y Mulegé 2015-2020 | 46 |
| Cuadro 8.9 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Central 2015-2024 | 47 |
| Cuadro 8.10 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Central 2015-2024 | 50 |
| Cuadro 8.11 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Occidental 2015-2024 | 53 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Cuadro 8.12 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Noroeste 2015-2024..... | 58 |
| Cuadro 8.13 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Norte 2015-2024..... | 62 |
| Cuadro 8.14 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Noreste 2015-2024..... | 64 |
| Cuadro 8.15 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Peninsular 2015-2024..... | 67 |
| Cuadro 8.16 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Baja California 2015-2024..... | 70 |
| Cuadro 8.17 | Principales obras de transmisión programadas para la Gerencia de Control Regional Baja California Sur 2015-2024..... | 72 |
| Cuadro 8.18 | Principales obras de transmisión programadas para el Sistema Mulegé 2015-2024..... | 73 |
| Cuadro 8.19 | Resumen de los requerimientos de inversión..... | 74 |
| Cuadro 8.20 | Resumen del programa de obras de transmisión 2015-2029..... | 76 |
| Cuadro 9.1 | Obras de transmisión del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024..... | 80 |
| Cuadro 9.2 | Obras de transformación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024..... | 81 |
| Cuadro 9.3 | Obras de compensación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024..... | 82 |
| Cuadro 9.4 | Obras de modernización del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024..... | 83 |
| Cuadro 9.5 | Obras de modernización del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024..... | 84 |
| Cuadro 9.6 | Metas físicas (subestaciones > 30 años) modernización de líneas de transmisión de la Subdirección de Transmisión..... | 85 |
| Cuadro 9.7 | Monto del proyecto (millones de pesos) modernización de líneas de transmisión (>30 años) de la Subdirección de Transmisión..... | 85 |
| Cuadro 9.8 | Metas físicas (subestaciones > 30 años) modernización de subestaciones de la Subdirección de Transmisión..... | 86 |
| Cuadro 9.9 | Monto del proyecto (millones de pesos) modernización de subestaciones (>30 años) de la Subdirección de Transmisión..... | 88 |
| Cuadro 9.10 | Monto del proyecto (millones de pesos) modernización de líneas de transmisión y subestaciones (>30 años) de la Subdirección de Transmisión..... | 88 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Cuadro 10.1 | Enlace San Lorenzo- Puebla Dos | 89 |
| Cuadro 10.2 | Enlace Angostura – Tapachula Potencia | 90 |
| Cuadro 10.3 | Ganancias por transacciones de energía a través del Enlace Angostura – Tapachula Potencia | 90 |
| Cuadro 10.4 | Enlace Angostura – Tapachula Potencia..... | 90 |
| Cuadro 10.5 | Demanda de la Zona de influencia | 91 |
| Cuadro 10.6 | Costos de inversión del Proyecto de cable subterráneo / submarino Playa del Carmen - Cozumel..... | 92 |
| Cuadro 10.7 | Indicadores económicos del Proyecto de cable subterráneo / submarino Playa del Carmen - Cozumel..... | 93 |
| Cuadro 11.1 | Indicadores de evaluación..... | 96 |

INTRODUCCIÓN

Como resultado de la Reforma Energética que se está implementando 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 además de reflejar la política energética, para fomentar el desarrollo de las fuentes de energía limpia, se incluirán entre otros, aspectos relevantes de los:

Pronósticos de la demanda eléctrica (tanto en potencia máxima demandada por región como consumo de energía) 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 de las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista.

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 para su autorización los Programas de Ampliación y Modernización para la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

En este documento, se presenta el primer Programa de Ampliación y Modernización para la RNT y las RGD en el marco de la Reforma Energética, para el periodo 2015 - 2029.

Se incluyen resultados de los análisis costo—beneficio obtenidos para la justificación de algunos proyectos, así como costos de inversión preliminares.

Al final una síntesis de proyectos relevantes de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que se estudiarán y definirán en la actualización que se someterá a consideración de la SENER y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a más tardar el último de febrero de 2016.

FUNDAMENTO LEGAL

El CENACE emite el programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, para el periodo 2015 — 2029, con base en los siguientes elementos del Marco Legal establecido para 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

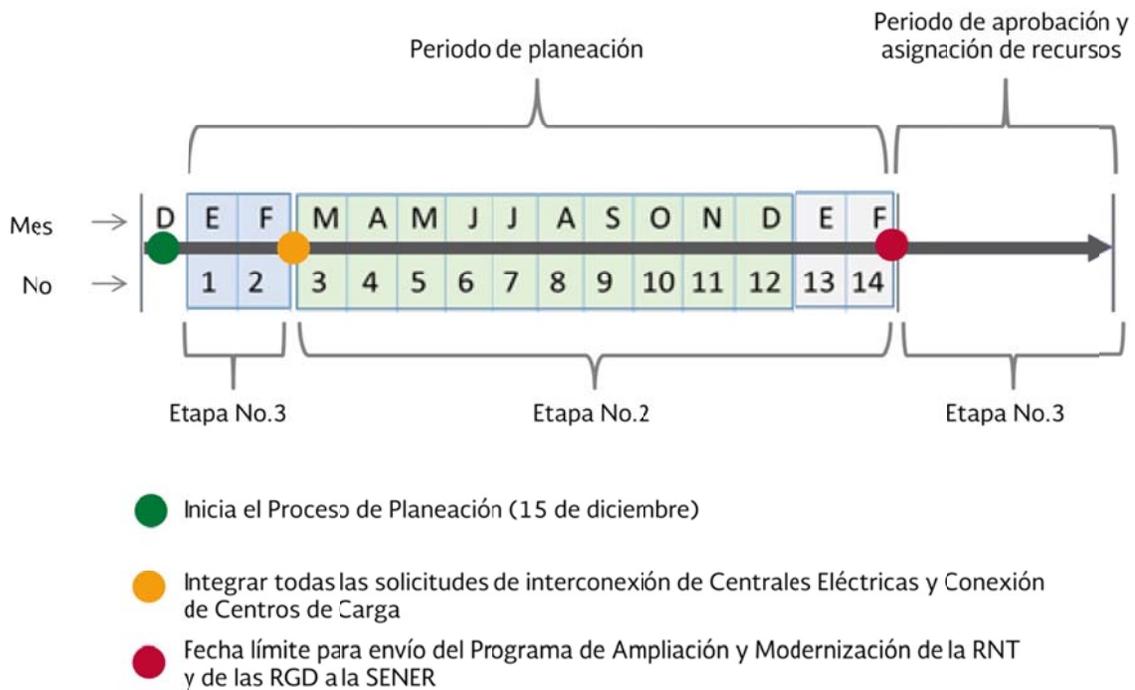
Artículo: 2°.

FECHAS LÍMITE DEL PROCESO DE PLANEACIÓN

Para cumplir con la elaboración anual del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD establecida en el Reglamento de la LIE, se ha establecido el calendario de fechas que se muestra en la figura 3.1, que tendrá vigencia a partir de los

estudios que se inicien en 2016 para someter a la aprobación de la SENER y de la CRE el documento de planeación a más tardar el día último de febrero de 2017.

FIGURA 3.1 CALENDARIO.



INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En 1960 el suministro de electricidad se efectuaba mediante diversos sistemas aislados muy pequeños. Al paso del tiempo las redes regionales se interconectaron utilizando mayores tensiones de transmisión (400 kV y 230 kV), la frecuencia se unificó a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y se logró la diversificación del parque de generación mediante el uso de fuentes de energía hidráulica, geotérmica, nuclear, carbón, eólica y solar (aún incipiente). En el campo de administración de la demanda, se estableció el horario de verano y el uso de tarifas con diferenciación horaria y tarifas a cargas industriales sujetas a interrupción ante emergencias en el SEN.

En 1992 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 autoconsumo local o remoto (usando la red de transmisión del servicio público).

En su Artículo 36, la LSPEE establecía: La Secretaría de Energía considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso.

Al amparo de esta ley, en 1998 entraron en operación los primeros autoabastecedores y cogeneradores privados; posteriormente, a partir del año 2000 (con Mérida III) inició la participación de los Productores Independientes de Energía (PIE), los cuales entregan, de manera exclusiva su energía a la CFE.

En octubre de 2009 se decretó la extinción de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), organismo que suministraba la energía eléctrica en la región centro del país. El área de influencia de la extinta LyFC incluía los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y el Distrito Federal, la cual, a partir de ese momento, fue atendida por la CFE, entonces única empresa autorizada para suministrar el servicio público de energía eléctrica en el territorio nacional.

A fines de 2013 y durante el 2014 se realizaron diversas modificaciones legales con el fin de abrir el Sector Eléctrico a nuevos participantes (generadores y suministradores de la energía eléctrica), los cuales participarán en un mercado abierto de energía de libre competencia. Entre las modificaciones a la ley, destacan la derogación de la LSPEE y la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

Derivado de estos cambios 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 y garantizar el Acceso Abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, 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.

Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regionales

El SEN está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la figura 4.1. Adicionalmente el Centro de Control Nacional y el Alterno.

La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 10 centros de control ubicados en las ciudades de México, Mérida, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en el Distrito Federal coordina el despacho económico 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 Norte 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 se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas regiones del país los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, mediante proyectos que debían justificarse técnica y económicamente, minimizando en el largo plazo el costo total de operación, inversión y falla.

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.

La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones en muy alta tensión (230 kV y 400 kV), que transportan grandes

cantidades de energía entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 230 kV y 400 kV de algunos usuarios industriales.

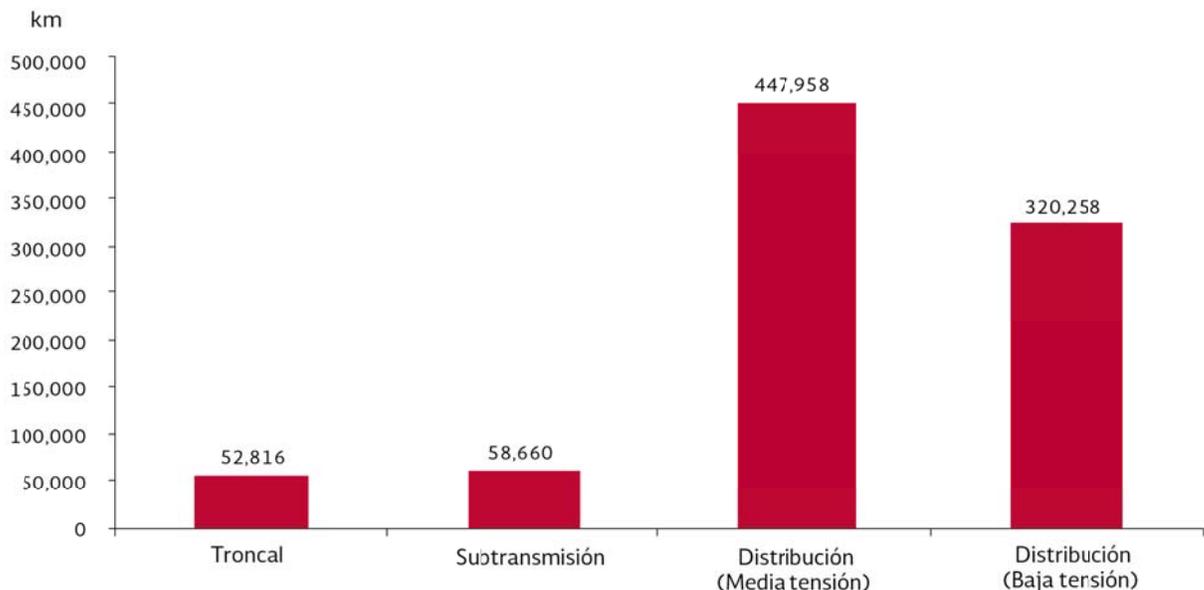
Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 69 kV y 161 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía a las de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esos voltajes.

La red integrada por los niveles de tensión de 69 – 400 kV, es denominada RNT.

Las redes de distribución en media tensión (entre 2.4 kV y 60 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a usuarios conectados en este rango de voltaje.

Las redes de distribución en baja tensión (entre 120 V y 240 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo.

FIGURA 4.2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ACTUAL DEL SEN.



Al 31 de diciembre de 2014 el SEN contaba en total con 879,692 km de líneas de transmisión y distribución, de los cuales 6.0% correspondía a líneas de 400 kV y 230 kV (red troncal), 6.7% a subtransmisión, y el 87.3% restante a media y baja tensión.

En la figura 4.3 se muestra la red troncal de transmisión desde 115 kV hasta 400 kV.

En la Península de Baja California se tienen 3 sistemas eléctricos separados eléctricamente del SEN.

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 proceso la importación de energía de un generador instalado físicamente en el lado de Texas, USA, con una capacidad de 180 MW.

En el cuadro 4.1 se indica el límite máximo de transmisión de potencia entre regiones en 2014.

FIGURA 4.3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2014.

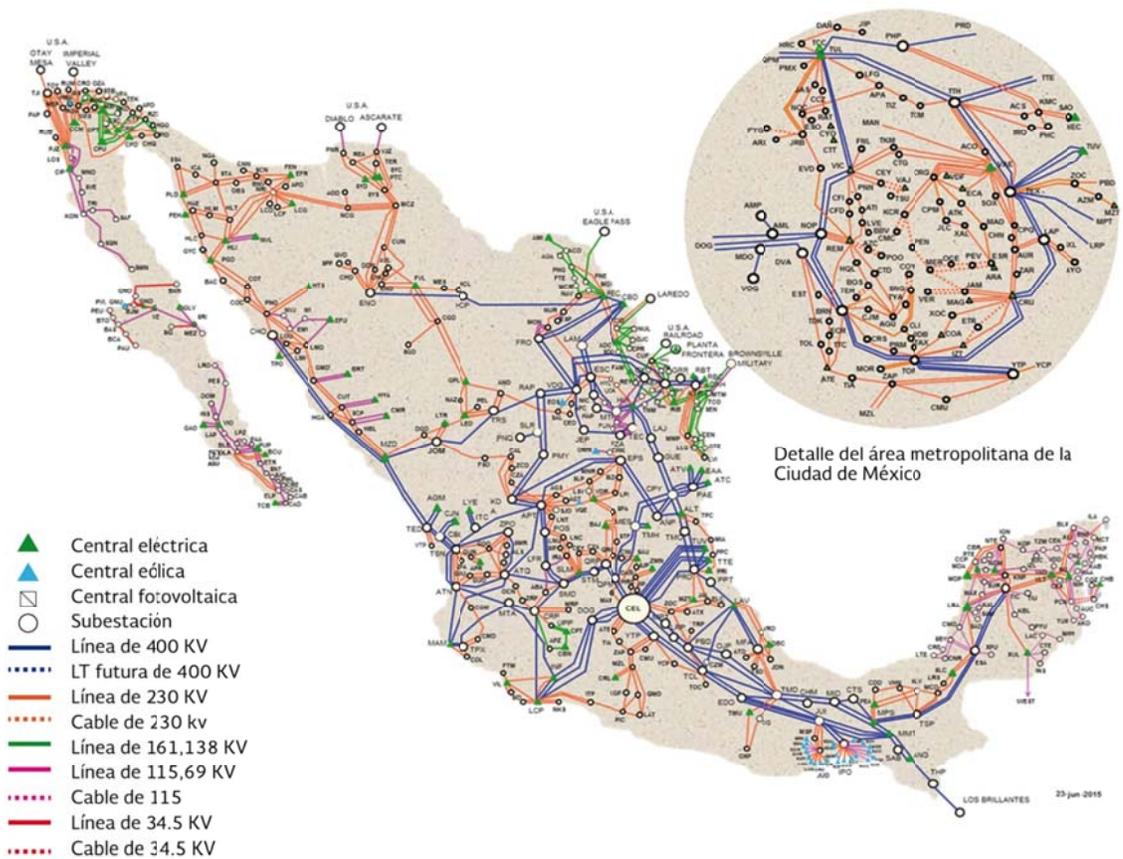


FIGURA 4.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2014.



CUADRO 4.1 CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES, AL CIERRE DE 2014 (MW).

| Enlace | | | | Características | | |
|---------------|---|----------------|------------------------|-------------------|------------------|-----------------------------|
| Región | Subestación | Región | Subestación | Tensión kV | No. de circuitos | Capacidad máxima total (MW) |
| Nacozari | Nacozari | Moctezuma | Nuevo Casas Grandes II | 400 ^{1/} | 2 | 370 |
| Nacozari | Observatorio Cananea Nacozari Nacozari | Hermosillo | Santa Ana | 230 | 1 | 870 |
| | | | Santa Ana | 230 | 1 | |
| | | | Hermosillo III | 230 | 1 | |
| | | | Hermosillo V | 400 | 2 | |
| Hermosillo | Hermosillo IV Hermosillo V | Obregón | Guaymas Cereso | 230 | 1 | 500 |
| | | | Planta Guaymas II | 230 | 2 | |
| Obregón | Pueblo Nuevo El Mayo Pueblo Nuevo | Los Mochis | Los Mochis II | 230 | 1 | 500 |
| | | | Los Mochis II | 230 | 1 | |
| | | | Choacahui | 400 ^{1/} | 1 | |
| Los Mochis | Guamúchil II Choacahui | Culiacán | Culiacán III | 230 | 2 | 650 |
| | | | La Higuera | 400 | 2 | |
| Mazatlán | El Habal Mazatlán II | Culiacán | Culiacán | 230 | 2 | 1,250 |
| | | | Potencia La Higuera | 400 | 2 | |
| Mazatlán | Mazatlán II | Tepic | Tepic | 400 | 2 | 1,380 |
| Juárez | Samalayuca | Moctezuma | Moctezuma | 230 | 3 | 640 |
| Moctezuma | Moctezuma Moctezuma | Chihuahua | Chihuahua Norte | 230 | 2 | 640 |
| | | | El Encino | 400 | 1 | |
| Chihuahua | Camargo II | Laguna | Gómez Palacio | 230 | 2 | 330 |
| Laguna | Torreón Sur Lerdo | Durango | Jerónimo Ortiz | 400 | 1 | 550 |
| | | | Durango II | 230 | 1 | |
| Durango | Jerónimo Ortiz | Aguascalientes | Fresnillo Potencia | 230 | 1 | 300 |
| Mazatlán | Mazatlán Mazatlán | Durango | Durango II | 230 | 1 | 550 |
| | | | Jerónimo Ortiz | 400 | 1 | |
| Laguna | Andalucía Torreón Sur | Saltillo | Saltillo | 230 | 1 | 550 |
| | | | Ramos Arizpe Pot. | 400 | 1 | |
| Río Escondido | Río Escondido | Chihuahua | Hércules Potencia | 400 | 1 | 500 |
| Río Escondido | Carbón II Río Escondido Río Escondido | Nuevo Laredo | Arroyo del Coyote | 400 | 1 | 400 |
| | | | Arroyo del Coyote | 230 | 1 | |
| | | | Cd. Industrial | 230 | 1 | |
| Reynosa | Reynosa | Nuevo Laredo | Falcón | 138 | 2 | 100 |
| Matamoros | CC Anáhuac CC Anáhuac Matamoros | Reynosa | Aeropuerto | 400 | 2 | 1,400 |
| | | | Río Bravo | 230 | 1 | |
| | | | Río Bravo | 138 | 2 | |
| Río Escondido | Carbón II Carbón II Río Escondido Nueva Rosita | Monterrey | Lampazos | 400 | 2 | 2,100 |
| | | | Frontera | 400 | 1 | |
| | | | Frontera | 400 | 1 | |
| | | | Monclova | 230 | 1 | |
| Reynosa | Aeropuerto Aeropuerto Aeropuerto Aeropuerto | Monterrey | Ternium Man. | 400 | 1 | 1,600 |
| | | | Villa de García | 400 | 1 | |
| | | | Glorias | 400 | 1 | |
| | | | Huinalá | 230 | 1 | |
| Huasteca | Champayán | Güémez | Güémez | 400 | 2 | 1,500 |
| Güémez | Güémez | Monterrey | Lajas | 400 | 2 | 1,500 |

| Enlace | | | | Características | | |
|--------------------|--|--------------------|--------------------------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|
| Región | Subestación | Región | Subestación | Tensión kV | No. de circuitos | Capacidad máxima total (MW) |
| Saltillo | Ramos Arizpe Potencia | Aguascalientes | Salero | 400 | 1 | 1,200 |
| | Ramos Arizpe Potencia | | Primero de Mayo | 400 | 1 | |
| Huasteca | Tamos Minera Autlán | Poza Rica | Poza Rica II Pantepec | 400 230 | 2 1 | 1,450 |
| Valles | Anáhuac Potencia | San Luis Potosí | El Potosí | 400 | 2 | 1,500 |
| Tamazunchale | Las Mesas | Querétaro | Querétaro Maniobras | 400 | 2 | 1,700 |
| Huasteca | Champayán Altamira | Valles | Anáhuac Potencia | 400 | 2 | 1,050 |
| | | | 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 Villa de García | | Saltillo Cementos Apasco | 230 230 | 1 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 Tesistán | Aguascalientes | Aguascalientes Potencia | 400 | 1 | 700 |
| | | | Aguascalientes Potencia | 400 | 1 | |
| Guadalajara | Atequiza | Salamanca | Salamanca II | 400 | 1 | 700 |
| Guadalajara | Mazamitla Ocotlán | Carapan | Carapan | 400 | 1 | 700 |
| | | | Zamora | 230 | 1 | |
| Guadalajara | Mazamitla | Lázaro Cárdenas | Pitirera | 400 | 1 | 600 |
| Lázaro Cárdenas | Lázaro Cárdenas | Carapan | Carapan | 400 | 1 | 600 |
| Carapan | Carapan Carapan | Salamanca | Salamanca II | 400 | 1 | 700 |
| | | | Abasolo II | 230 | 1 | |
| Aguascalientes | Potrerillos León II León IV Silao II | Salamanca | Las Fresas | 400 | 2 | 1,400 |
| | | | Irapuato II | 230 | 1 | |
| | | | Irapuato II | 230 | 1 | |
| | | | Irapuato II | 230 | 1 | |
| San Luis Potosí | El Potosí El Potosí San Luis I Villa de Reyes | Aguascalientes | Cañada Aguascalientes Potencia | 400 | 1 | 1,400 |
| | | | Aguascalientes Potencia | 400 | 1 | |
| | | | Aguascalientes Oriente | 230 | 1 | |
| | | | Aguascalientes Potencia | 230 | 1 | |
| Querétaro | San Luis de la Paz II | San Luis Potosí | Ville de Reyes | 230 | 2 | 300 |

| Enlace | | | | Características | | |
|-----------------|---|---------------|--|--------------------------|------------------|-----------------------------|
| Región | Subestación | Región | Subestación | Tensión kV | No. de circuitos | Capacidad máxima total (MW) |
| Salamanca | Salamanca PV Salamanca PV | Querétaro | Santa María Celaya III | 400 230 | 2 2 | 1,500 |
| Lázaro Cárdenas | Lázaro Cárdenas Potencia Lázaro Cárdenas Potencia Lázaro Cárdenas | Acapulco | Ixtapa Potencia Ixtapa Potencia La Unión | 230 4001/ 115 | 1 1 1 | 350 |
| Acapulco | Mezcala | Puebla | Zapata | 230 | 2 | 300 |
| Veracruz | Laguna Verde Laguna Verde | Puebla | Puebla II Cruz Azul Maniobras | 400 400 | 1 1 | 1,200 |
| Veracruz | Manlio Fabio Altamirano Manlio Fabio Altamirano | Temascal | Temascal II Amatlán II | 230 230 | 2 2 | 440 |
| Veracruz | Laguna Verde | Poza Rica | Papantla | 400 | 1 | 700 |
| Grijalva | Manuel Moreno Torres | Temascal | Juile | 400 | 3 | 3,000 |
| Grijalva | Malpaso II Malpaso II | Coatzacoalcos | Minatitlán II Coatzacoalcos II | 400 400 | 2 1 | 1,600 |
| Coatzacoalcos | Minatitlán II Chinameca Potencia | Temascal | Temascal II Temascal II | 400 400 | 1 1 | 1,200 |
| Poza Rica | Mazatepec Jalacingo | Puebla | Zocac Zocac | 230 230 | 1 1 | 310 |
| Temascal | Temascal II Temascal II Temascal II Cerro de Oro | Puebla | Ojo de Agua Potencia Puebla II Tecali Tecali | 400 400 400 400 | 1 1 1 2 | 3,000 |
| Ixtepec | Ixtepec Potencia Juchitán II Matias Romero | Temascal | Juile Juile Juile | 400 230 230 | 2 1 2 | 2,500 |
| Grijalva | Malpaso II Malpaso II | Tabasco | Peñitas Tabasco | 230 400 | 2 2 | 960 |

| Enlace | | | | Características | | |
|-----------------------------|--|------------|-------------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|
| Región | Subestación | Región | Subestación | Tensión kV | No. de circuitos | Capacidad máxima total (MW) |
| Querétaro | Querétaro Maniobras Héroes de Carranza La Manga Dañu | Central | Tula | 400 | 2 | 1,200 |
| | | | Tula | 230 | 1 | |
| | | | Valle de México | 230 | 1 | |
| | | | Jilotepec | 230 | 1 | |
| Lázaro Cárdenas | Pitirera Los Azufres Lázaro Cárdenas | Central | Donato Guerra | 400 | 2 | 2,900 |
| | | | Ciudad Hidalgo | 115 | 1 | |
| | | | Donato Guerra | 400 | 1 | |
| Poza Rica | Poza Rica Tuxpan Tres Estrellas | Central | Pachuca | 400 | 1 | 4,000 |
| | | | Potencia | 400 | 3 | |
| | | | Texcoco | 400 | 2 | |
| | | | Teotihuacan | 400 | 2 | |
| Puebla | San Martín Potencia San Lorenzo Potencia Yautepec Zapata Zapata Zocac | Central | Texcoco | 400 | 1 | 2,000 |
| | | | Texcoco | 400 | 1 | |
| | | | Topilejo | 400 | 3 | |
| | | | Tianguistenco | 230 | 1 | |
| | | | Cuernavaca | 85 | 2 | |
| | | | Texcoco | 230 | 2 | |
| Tabasco | Los Ríos Macuspana II Tabasco | Campeche | Santa Lucía | 230 | 1 | 1,150 |
| | | | Santa Lucía | 230 | 1 | |
| | | | Escárcega | 400 | 2 | |
| Campeche | Lerma Lerma Escárcega Potencia | Mérida | Mérida II | 115 | 1 | 800 |
| | | | Ticul II | 230 | 1 | |
| | | | Ticul II | 400 | 2 | |
| Mérida | Chemax Valladolid Valladolid Valladolid Dzitnup | Cancún | Nizuc | 115 | 1 | 800 |
| | | | Tulum | 115 | 1 | |
| | | | Balam | 230 | 1 | |
| | | | Nizuc | 230 | 1 | |
| | | | Riviera Maya | 400 | 2 | |
| Mérida | Kambul Ticul II | Chetumal | Polyuc | 115 | 1 | 150 |
| | | | Xul-Ha | 230 | 1 | |
| Tijuana | La Herradura La Herradura | Mexicali | Rumorosa | 230 | 1 | 520 |
| | | | La Rosita | 230 | 1 | |
| Tijuana | Presidente Juárez Presidente Juárez Presidente Juárez Presidente Juárez | Ensenada | Popotla | 115 | 1 | 200 |
| | | | Puerto Nuevo | 115 | 1 | |
| | | | Ciprés | 230 | 1 | |
| | | | Lomas | 230 | 1 | |
| Tijuana-Mexicali (CFE-ACBC) | Tijuana I La Rosita | WECC (EUA) | Otay Imperial Valley | 230 230 | 1 1 | 408 |

| Enlace | | | | Características | | |
|--------------------|---|--------------------------|----------------------|-----------------|------------------|-----------------------------|
| Región | Subestación | Región | Subestación | Tensión kV | No. de circuitos | Capacidad máxima total (MW) |
| Mexicali | Mexicali II Cerro Prieto I Cerro Prieto II Cerro Prieto II | San Luis Río Colorado | Ruiz Cortines | 161 | 1 | 315 |
| | | | Ruiz Cortines | 161 | 1 | |
| | | | Parque Ind. San Luis | 230 | 1 | |
| | | | Chapultepec | 230 | 1 | |
| Villa Constitución | Villa Constitución | La Paz | Las Pilas | 115 | 2 | 90 |
| La Paz | Olas Altas El Triunfo | Los Cabos | El Palmar | 230 | 2 | 180 |
| | | | Santiago | 115 | 1 | |

^{1/} Operación inicial en 230 kV

REFERENCIAS PARA LA AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

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.

- Diagnóstico de las condiciones operativas reales de 2014 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, 2015 - 2029.
- Pronósticos de evolución de costos de combustibles 2015 – 2029, proporcionados por la SENER y la CFE.
- Pronósticos de consumo y demanda 2015 – 2029, 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.
- Programa de nuevas obras de la red eléctrica de acuerdo al último Programa de Obras oficial de la CFE 2014 – 2028 y con información del proceso de licitación de la nueva red proporcionada por la misma CFE.
- Pronóstico de nueva generación elaborado por la SENER en base a las solicitudes de pre factibilidad de interconexiones de centrales eléctricas y de temporadas abiertas para generación eólica, considerando la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor. Asimismo, el programa indicativo de retiros de generación emitido por la SENER.
- Nuevos centros de carga de acuerdo a solicitudes de pre factibilidad recibidos por el CENACE.
- Modernización de subestaciones y líneas de transmisión con más de 30 años de servicio.
- Incorporación de proyectos de subtransmisión del presupuesto de egresos de la federación 2016 de distribución.

CARACTERÍSTICAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIOS

Demanda máxima de verano

De acuerdo al comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo mayo – septiembre se presentan las demandas máximas anuales en las Gerencias de Control Regionales Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé. Por efecto de estos crecimientos, a nivel Sistema Interconectado Nacional, la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio – agosto de cada año alrededor de las 16:30 horas.

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 congestiones en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas, factores de uso de la red y consecuentemente requerimientos de: refuerzos en la red de transmisión, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva. En la figura 6.1 se muestra con trazo en color azul el comportamiento real de la demanda del SIN el 13 de junio de 2014, observándose que la demanda máxima ocurrió alrededor de las 16:00 horas, con un valor cercano a los 40 000 MW. Ésta demanda es mayor que el pico nocturno del mismo día.

Demanda máxima nocturna de verano en las Gerencias de Control Regionales Noroeste y Norte

En el mismo periodo mencionado del punto anterior, la demanda coincidente de las Gerencias de Control Noroeste y Norte presenta un pico nocturno con magnitud de demanda parecido al de la tarde, como se observa en la figura 6.2.

Considerando la integración gradual de generación solar, durante la tarde la generación alcanzará su magnitud máxima para iniciar el declive hasta cero MW al ocultarse el sol. Del comportamiento de la generación solar combinado con la demanda máxima nocturna, surge la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica cuando se alcanza el pico nocturno en estas 2 Gerencias para identificar los riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa al tener fuera de servicio la generación solar. Verificando las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, el control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación locales, flexibilidades operativas de las centrales eléctricas locales y posibilidades de saturación de la red de transmisión.

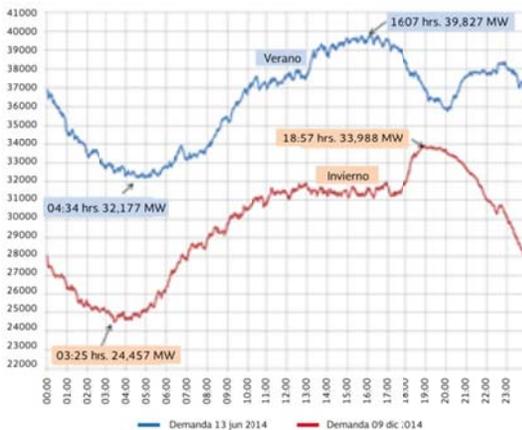
Demanda máxima de invierno

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 20 % de la demanda máxima del SIN. 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 de 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, así como, las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación. En la figura 6.1 en trazo color marrón se presenta el perfil de la demanda real del SIN el 09 de diciembre de 2014; se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:00 horas.

Demanda mínima de invierno

En el mismo periodo de diciembre – enero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN alrededor de las 04:00 horas. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y operación a bajas cargas de la generación termoeléctrica, la red eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que conducirían al sistema a problemas de control por altos voltajes; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente las necesidades de refuerzos en transmisión y requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva. En la figura 6.1, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 24 500 MW, que representan el 60 % de la demanda máxima de verano.

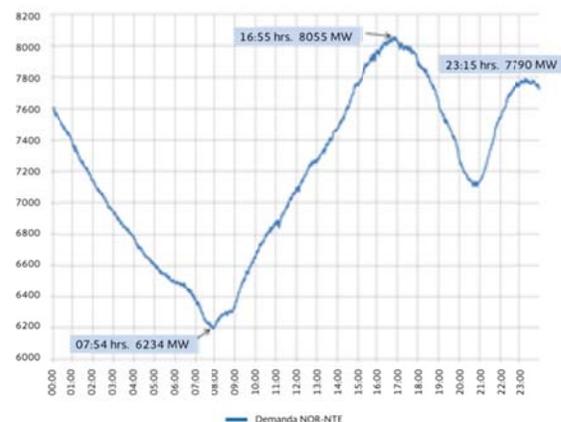
FIGURA 6.1 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO DE 2014.



Demanda media de invierno

En esta época del año las demandas de las Gerencias de Control Regionales 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 por transferencias de potencia del Norte al Sur del país. En este contexto es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la red de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva.

FIGURA 6.2 PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE + NORTE EL 12 DE JUNIO DE 2014.



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 2015 – 2029 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 2015. En 400 y 230 kV se destacan:

- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Ticul – Playa del Carmen para mayo 2015.
- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Los Mochis – Hermosillo de octubre 2016 a octubre 2017, red asociada a los proyectos de CCC Empalme I y II (Guaymas).
- Tendido tercer circuito en 400 kV de la red Higuera – Mazatlán – Tepic Dos para octubre 2019, red asociada al proyecto de CCC Mazatlán.
- Red asociada a interconexión Noroeste – Baja California para abril 2019.
- 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 operando en 230 kV, Francisco Villa – Camargo – Torreón Sur para 2020. La CFE ya no considera generación en esta zona, sin embargo, es una red importante para la integración de generación renovable.
- Líneas de Transmisión en 400 kV Champayán – Güemez – 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 Ramos Arizpe Potencia para abril 2019.
- Red asociada a la Subestación Eléctrica Lago en 230 y 400 kV para agosto 2016.
- Líneas de Transmisión en 400 kV en doble circuito de Ixtepec Potencia – Xipe – Benito Juárez – Huexca, red asociada a la 2ª temporada abierta de Oaxaca para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras – Querétaro Potencia y entronque con la línea Querétaro Potencia – Santa María para noviembre 2016.
- Opción de línea de transmisión bipolar en corriente directa de ± 500 kV, 3000 MW para la 2ª temporada abierta de Oaxaca.

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 de verano de las Gerencias de Control Regionales Noroeste y Norte por la noche cuando la generación solar es 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 de la generación de acuerdo a tablas de mérito resultantes de estudios de planeación de energía y económicos.

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs. 2016 – 2020

Disponibilidad de las fuentes de energía limpias:

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 15-20% 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 55-65% 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 20-25% 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 2016-2020.

| Año | Central | Oriental | Occidental | Noroeste | Norte | Noreste | Peninsular | SIN |
|------|---------|----------|------------|----------|-------|---------|------------|--------|
| 2016 | 7,428 | 6,704 | 9,775 | 4,465 | 4,376 | 8,654 | 1,700 | 43,102 |
| 2017 | 7,632 | 6,923 | 10,181 | 4,634 | 4,523 | 8,877 | 1,768 | 44,538 |
| 2018 | 7,765 | 7,089 | 10,578 | 4,843 | 4,746 | 9,308 | 1,842 | 46,171 |
| 2019 | 7,877 | 7,564 | 10,992 | 5,067 | 4,870 | 9,823 | 1,929 | 48,122 |
| 2020 | 8,100 | 7,913 | 11,476 | 5,296 | 5,070 | 10,288 | 2,005 | 50,148 |

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

CUADRO 7.2 GENERACIÓN POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2020.

| Año | Central | Oriental | Occidental | Noroeste | Norte | Noreste | Peninsular | SIN | IMP/EXP |
|------|---------|----------|------------|----------|-------|---------|------------|--------|---------|
| 2016 | 3,739 | 10,706 | 8,944 | 3,907 | 3,736 | 10,966 | 977 | 42,975 | 132 |
| 2017 | 3,635 | 9,920 | 9,270 | 3,832 | 3,975 | 12,423 | 1,117 | 44,172 | 366 |
| 2018 | 4,008 | 10,386 | 7,296 | 4,437 | 4,546 | 14,149 | 1,027 | 45,849 | 335 |
| 2019 | 3,805 | 11,432 | 8,859 | 5,027 | 4,210 | 13,855 | 928 | 48,116 | 335 |
| 2020 | 3,846 | 11,882 | 9,946 | 4,950 | 4,704 | 13,542 | 1,007 | 49,877 | 335 |

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 7.3 GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2020.

| Año | Solar | EO | HI | COG | GEO | CCC | TC | TG | BIO | CI | Carbón | Nuclear | Total |
|------|-------|-------|-------|-------|-----|--------|-------|-------|-----|----|--------|---------|----------------------|
| 2016 | 365 | 1,065 | 8,615 | 1,444 | 283 | 18,764 | 6,127 | 934 | 4 | 0 | 4,575 | 810 | 42,986 ^{1/} |
| 2017 | 755 | 1,580 | 7,532 | 2,471 | 299 | 19,720 | 5,287 | 1,077 | 37 | 0 | 4,613 | 810 | 44,179 ^{1/} |
| 2018 | 974 | 2,046 | 6,482 | 4,159 | 351 | 23,766 | 2,718 | 591 | 36 | 0 | 3,935 | 810 | 45,867 ^{1/} |
| 2019 | 974 | 2,696 | 6,878 | 5,038 | 376 | 26,325 | 1,208 | 721 | 36 | 0 | 3,065 | 810 | 48,125 ^{1/} |
| 2020 | 974 | 3,054 | 7,472 | 5,059 | 351 | 27,342 | 913 | 713 | 36 | 0 | 3,055 | 810 | 49,778 ^{1/} |

^{1/} Diferencia en Generación total respecto a tabla 7.2 por las unidades operando como condensadores síncronos.

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 2015-2020 con la capacidad y la fecha de operación comercial propuesta en el programa indicativo de generación, no se presenta saturación de los principales enlaces de flujo de potencia en el periodo 2016-2020. Lo que implica una operación futura confiable.

Las figuras 7.1 y 7.2 se presentan las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda máxima de verano 2016 y 2020 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste.

En la figura 7.1 se muestra que la transferencia de potencia neta por las compuertas de flujo Tepic Dos-Mazatlán Dos, Champayán – Güemez y Primero de Mayo-Cañada es de Sur ⇒ Norte con holgados márgenes de reserva en la capacidad de trasmisión.

Este sentido de flujo prevalece para el escenario de demanda máxima hasta 2020. A partir del segundo semestre de 2017, 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 neto es alrededor de 120 MW, es decir, no se visualizan problemas de saturación de la red de transmisión en las principales compuertas de flujo entre el norte y sur del país.

FIGURA 7.1 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

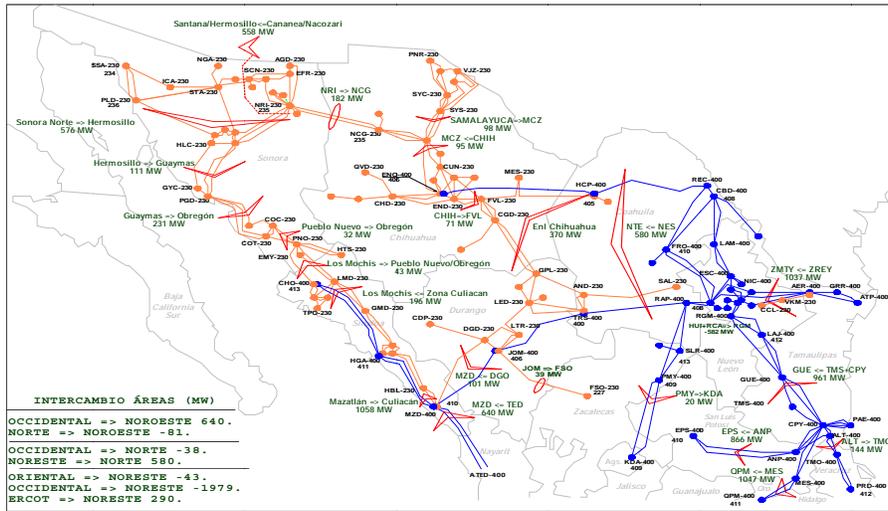
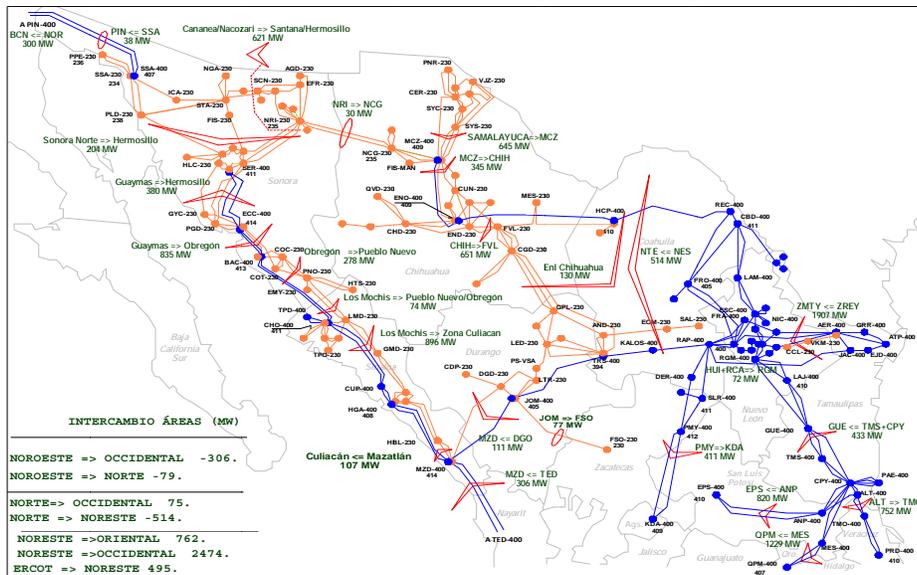


FIGURA 7.2 CONDICIONES OPERATIVAS 2020.



En las figuras 7.3 y 7.4 se muestra el flujo de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de verano 2016 y 2020 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 alto crecimiento 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.

FIGURA 7.3 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

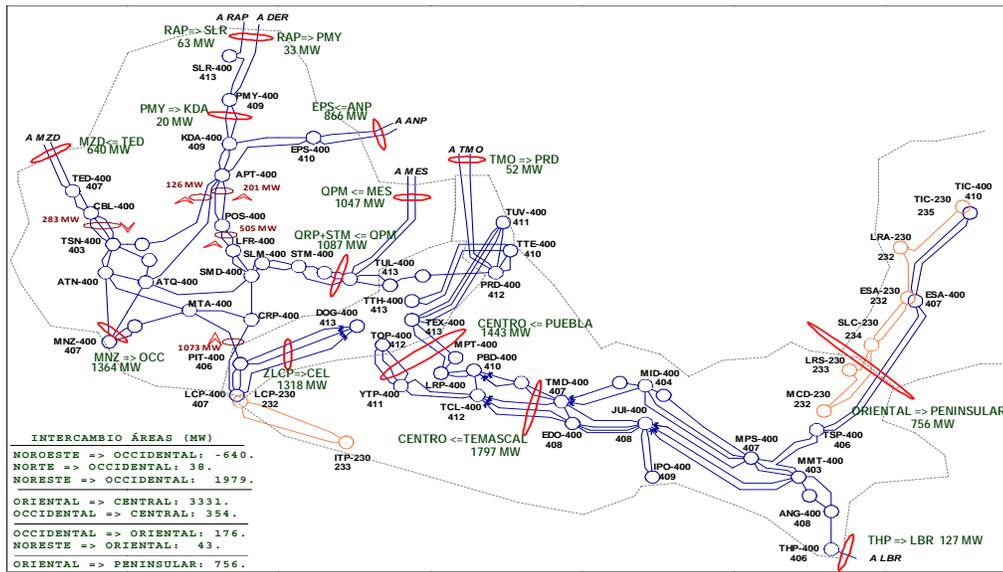
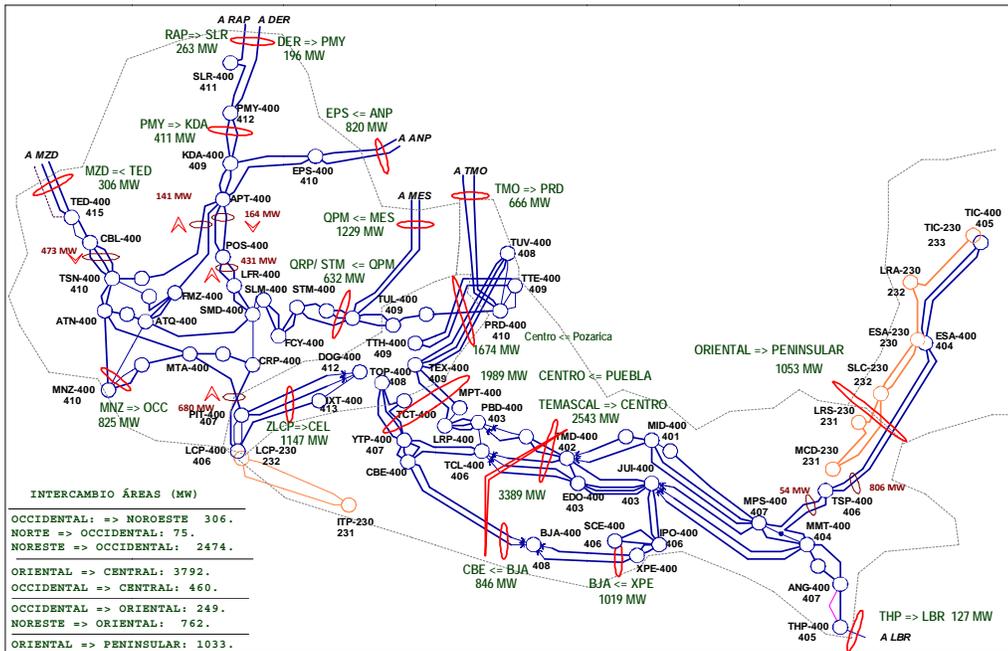


FIGURA 7.4 CONDICIONES OPERATIVAS 2020.



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

Durante el análisis de los escenarios de demanda máxima se detectó que en las regiones de alta densidad de carga, se presentan problemas para el

control de voltaje, en especial el área metropolitana de Monterrey y la región del corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí.

El área metropolitana de Monterrey y el corredor industrial del Bajío, tienen un alto crecimiento de carga industrial del ramo automotriz y siderúrgico,

observando requerimientos de control dinámico del voltaje y compensación de potencia reactiva MVar. Cargas industriales de estas características pudieran generar alteraciones en la calidad del suministro de energía por las armónicas, flicker y desbalance de voltajes.

Se estará considerando para el siguiente programa de expansión de la red de transmisión la incorporación de STATCOM para el control y soporte de voltaje en dichas regiones.

En el SIN existen otras regiones con problemas de control de voltaje debido al tipo de carga, principalmente zonas agrícolas y mineras, se está adicionando en el programa actual compensación capacitiva para mitigar en estado permanente problemáticas de regulación de tensión.

Comportamiento operativo de la demanda media de invierno 15:00 horas del 2016-2020

La evaluación del escenario de demanda media de invierno en el SIN, requiere analizar el comportamiento de la transmisión derivada por la baja demanda en las regiones del Norte del país con una alta 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 60-65% 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 35-40% 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 25-30% 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 7.4 se presenta la demanda modelada (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

CUADRO 7.4 DEMANDA MEDIA INVIERNO INSTANTÁNEA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2020.

| Año | Central | Oriental | Occidental | Noroeste | Norte | Noreste | Peninsular | SIN |
|------------|----------------|-----------------|-------------------|-----------------|--------------|----------------|-------------------|------------|
| 2016 | 7,174 | 5,867 | 8,739 | 2,286 | 2,801 | 6,283 | 1,223 | 34,373 |
| 2017 | 7,288 | 5,982 | 8,904 | 2,482 | 2,762 | 6,555 | 1,274 | 35,247 |
| 2018 | 7,597 | 6,445 | 8,684 | 2,394 | 2,937 | 6,212 | 1,454 | 35,723 |
| 2019 | 7,793 | 6,630 | 9,223 | 2,505 | 2,967 | 6,569 | 1,502 | 37,188 |
| 2020 | 8,052 | 6,890 | 9,565 | 2,687 | 3,116 | 6,884 | 1,556 | 38,750 |

En el cuadro 7.5 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 internacionales del SIN.

CUADRO 7.5 GENERACIÓN POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2020.

| Año | Central | Oriental | Occidental | Noroeste | Norte | Noreste | Peninsular | SIN | IMP/EXP |
|------|---------|----------|------------|----------|-------|---------|------------|--------|---------|
| 2016 | 2,860 | 9,917 | 5,080 | 2,846 | 2,476 | 9,998 | 862 | 34,039 | 329 |
| 2017 | 3,732 | 9,282 | 4,890 | 3,278 | 2,826 | 10,019 | 891 | 34,918 | 329 |
| 2018 | 3,389 | 11,100 | 4,871 | 3,847 | 2,521 | 8,966 | 706 | 35,400 | 328 |
| 2019 | 3,204 | 10,774 | 6,717 | 3,606 | 2,815 | 9,433 | 683 | 37,232 | 328 |
| 2020 | 3,273 | 11,603 | 6,222 | 3,941 | 2,997 | 9,827 | 561 | 38,424 | 318 |

En el cuadro 7.6 se presenta la potencia despachada en MW de las Unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología se desplace el parque de generación de Térmica Convencional y posiblemente Carbón.

CUADRO 7.6 GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN 2016-2020.

| Año | Solar | EO | HI | COG | GEO | CCC | TC | TG | BIO | CI | Carbón | Nuclear | Total |
|------|-------|-------|-------|-------|-----|--------|-------|-----|-----|----|--------|---------|----------------------|
| 2016 | 615 | 2,296 | 4,039 | 1,652 | 312 | 17,201 | 2,523 | 980 | 37 | 0 | 2,766 | 1,620 | 34,040 ^{1/} |
| 2017 | 762 | 2,825 | 4,582 | 3,132 | 302 | 17,858 | 1,962 | 650 | 36 | 0 | 2,020 | 810 | 34,939 ^{1/} |
| 2018 | 974 | 3,618 | 3,228 | 4,604 | 351 | 18,858 | 918 | 797 | 35 | 0 | 1,230 | 810 | 35,422 ^{1/} |
| 2019 | 974 | 4,280 | 3,935 | 4,961 | 376 | 18,204 | 1,458 | 684 | 36 | 0 | 1,538 | 810 | 37,256 ^{1/} |
| 2020 | 974 | 4,300 | 4,836 | 5,028 | 351 | 19,012 | 918 | 653 | 36 | 0 | 1,530 | 810 | 38,448 ^{1/} |

^{1/} Diferencia en Generación total respecto a tabla 7.5 por las unidades operando como condensadores síncronos.

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-Guemez y Primero de Mayo-Cañada. Con la entrada 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 7.5 y 7.6 presentan el flujo de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2016 y 2020 para las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste. En ambas figuras se observa que el sentido del flujo de transmisión es de NORTE ⇒ SUR.

Con la entrada de las cuatro Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado en la Gerencia de Control Regional Noroeste en 2017-2018, se incrementará la transmisión por las compuertas de flujo Los Mochis-Culiacán-Mazatlán-Tepic donde la compuerta Los Mochis-Culiacán desde 2018 en condiciones de invierno opera cercana a su límite de 1,750 MW. Para incrementar este límite de transmisión se ha considerado en el programa de ampliación de la RNT que se realice la conexión del segundo circuito Choacahui-Higuera en la subestación eléctrica Culiacán Poniente, ya que sin esta obra el límite sería de 1,550 MW.

En el análisis de 2020 se incorporan las obras del proyecto de la Central Eléctrica de Ciclo Combinado de la CFE en Mazatlán, considerando su operación al 2021.

En la actualización del programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que se emitirá en febrero de 2016, se evaluarán las necesidades de refuerzos en caso de la incorporación de más proyectos de generación en el Noroeste del país. Asimismo, se analizarán los refuerzos de Chihuahua a La Laguna.

Otra compuerta de flujo importante es Nacozaari – Nuevo Casas Grandes, en los escenarios de invierno opera cercana a su límite de transmisión, en caso de que se presenten otros proyectos de Centrales Eléctricas en la región Norte del estado de Sonora y junto con el proyecto de interconexión entre las redes eléctricas de las Gerencias de Control Regional Baja California y Noroeste, se evaluará la operación de la red en 400 kV en el siguiente programa de Ampliación y Modernización.

FIGURA 7.5 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

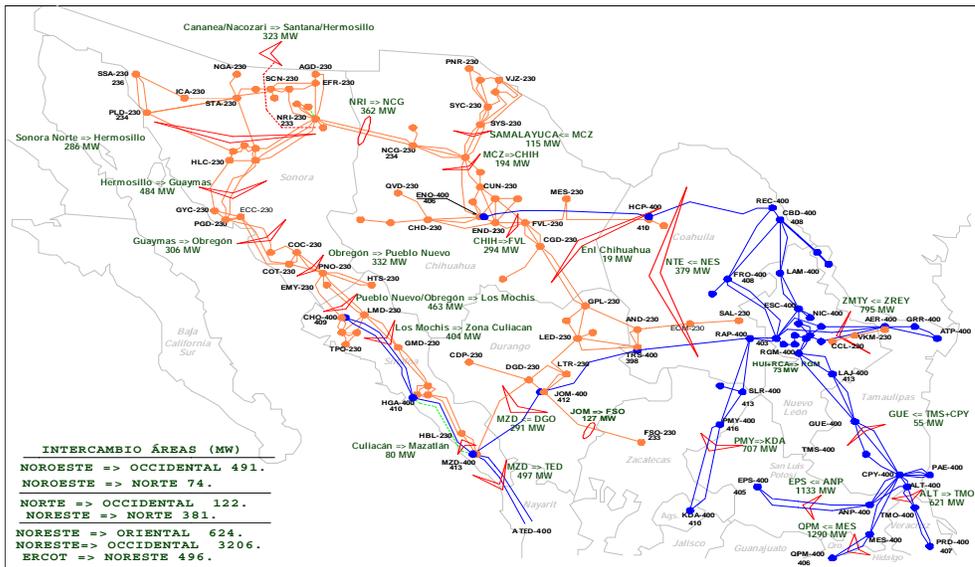
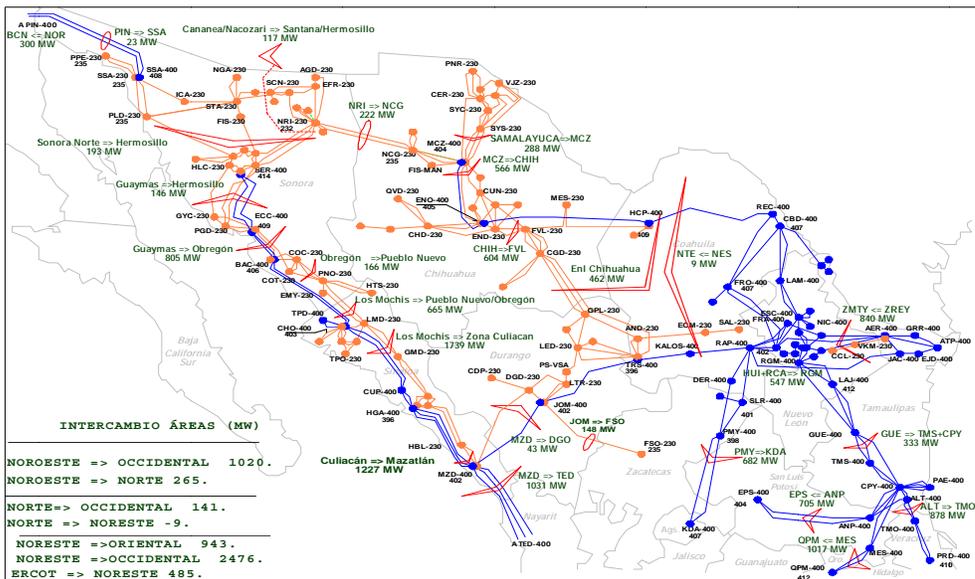


FIGURA 7.6 CONDICIONES OPERATIVAS 2020.



Las figuras 7.7 y 7.8 presentan el flujo de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2016 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 2016-2019. A partir de 2020 sin la entrada de los proyectos de las Centrales Eléctricas de Mazatlán y Norte IV se observa un mayor requerimiento de las Centrales Eléctricas del Sureste del país. Este mayor uso del agua y una alta disponibilidad del viento en Oaxaca en el periodo de invierno, así como la incorporación de los proyectos de Cogeneración en la región, pudiera provocar que las compuertas de flujo Temascal-

Centro + Benito Juárez – Huexca y Puebla-Centro alcancen su límite operativo; como se muestra en la figura 7.8 donde se tendría un margen de 200 MW. Por lo anterior, será necesario realizar estudios de la coordinación de la producción de energía hidráulica y eólica del sureste para minimizar eventualidades de saturación de la red de transmisión con esta alternativa de transmisión de la 2a temporada abierta de Oaxaca. Asimismo, en el siguiente programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se le estará dando seguimiento a los proyectos de Centrales Eléctricas de la CFE y otros proyectos de Centrales Eléctricas en el marco de la Ley de Industria Eléctrica, para evaluar la incorporación de red de transmisión en el siguiente programa de Ampliación y Modernización, evaluando tecnologías de Corriente Directa.

FIGURA 7.7 CONDICIONES OPERATIVAS 2016.

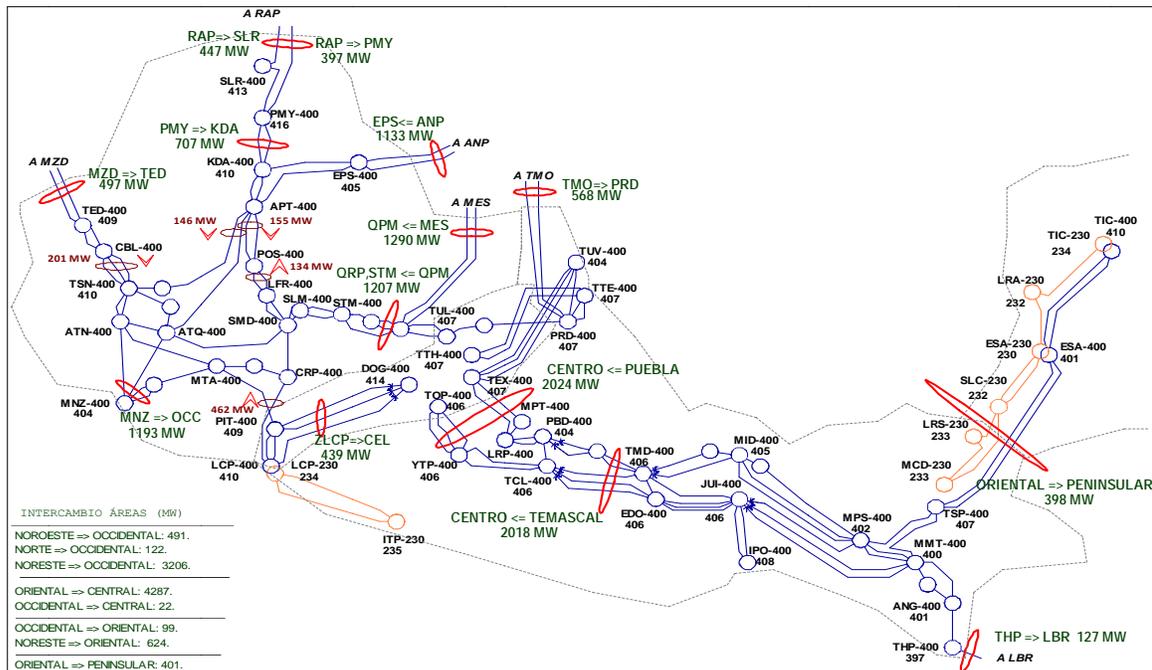
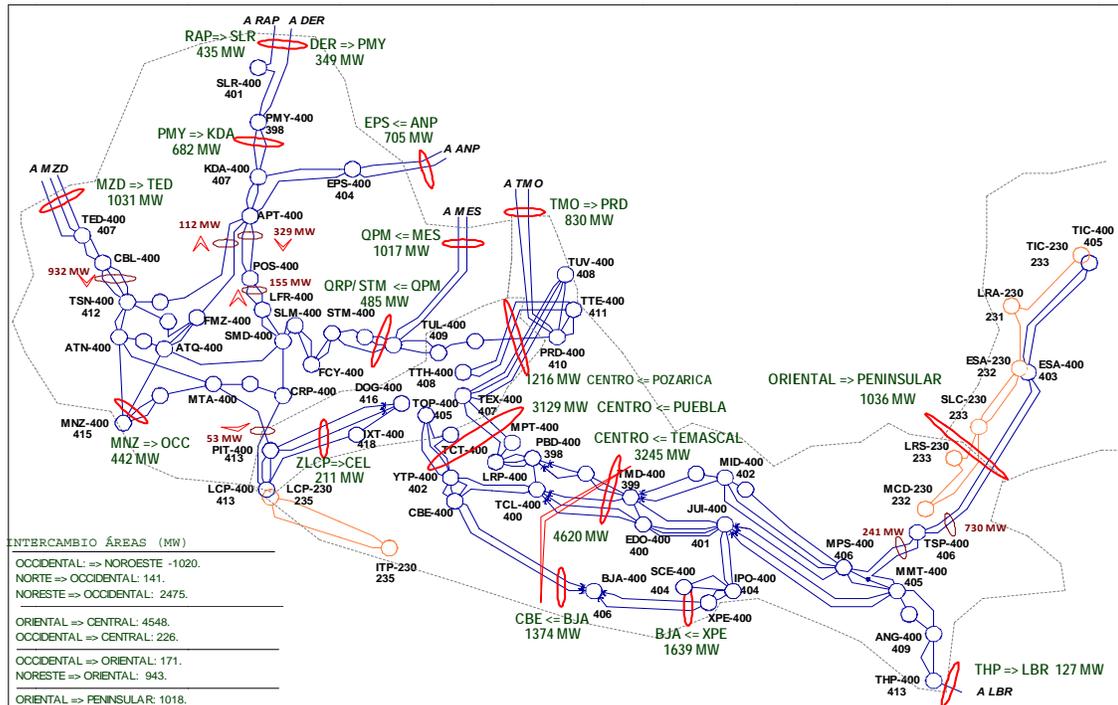


FIGURA 7.8 CONDICIONES OPERATIVAS 2020.



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

Durante el análisis de los escenarios de demanda de invierno se detectó que en la Gerencia de Control Regional Central en Donato Guerra se presentan altos voltajes, esto debido a los despachos de generación. Por lo que es necesaria la adición de elementos de compensación inductiva en la región.

En la región Sur de Hermosillo se presentan problemáticas de alto voltaje, debido a que el flujo de transmisión tiene dirección NORTE ⇒ SUR desde Guaymas, lo que provoca que las líneas de transmisión entre Guaymas y Hermosillo operen en invierno con flujos muy bajos. En el siguiente programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD cuando se evalúe el proyecto de interconexión entre las redes eléctricas de las Gerencias de Control Regional Baja California y Noroeste, se evaluarán los elementos adicionales de control de voltaje en la región.

Límites de transmisión 2015 y 2020.

Las figuras 7.9 y 7.10 se presentan los límites de transmisión para 2015 y 2020 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 2015-2020.

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

- Oriental–Peninsular
- Champayán–Güemez
- Los Mochis–Culiacán
- Culiacán–Mazatlán
- Mazatlán–Tepic
- Moctezuma–Chihuahua

- Chihuahua–La Laguna + Chihuahua–Río Escondido
- Temascal–Centro + Benito Juárez–Huesca
- Interconexión México–Guatemala

Actualmente, la red de transmisión de las compuertas de Culiacán–Mazatlán–Tepic se encuentra asociada al proyecto de la Central Eléctrica de la CFE CC Mazatlán.

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.

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.

FIGURA 7.9 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MW) 2015.

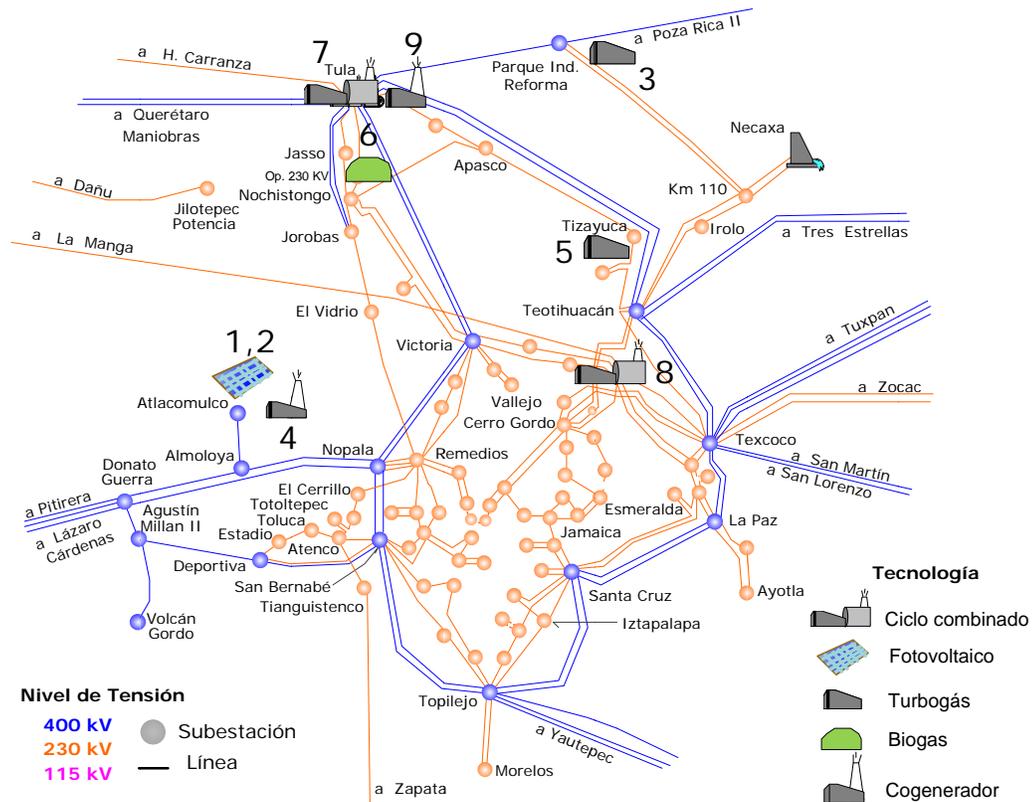


INTEGRACIÓN TOTAL DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD

Diagramas de interconexiones de centrales por Gerencia de Control Regional.

En la figura 8.1 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Central; en el cuadro 8.1 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.1 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL.



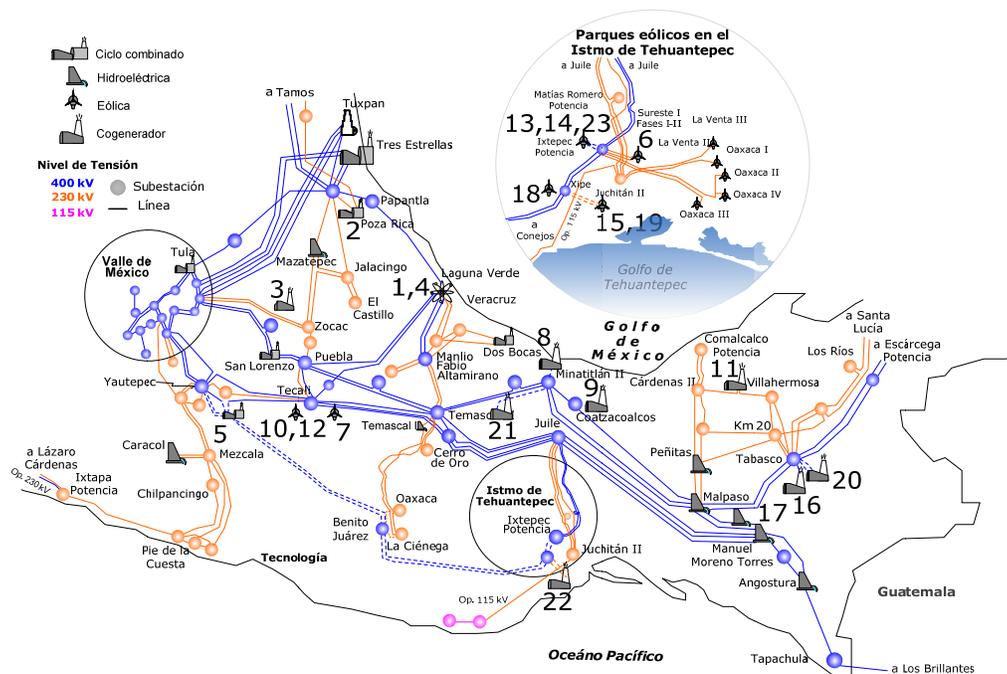
CUADRO 8.1 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---------------------------|-------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica AUTO 5 | FV | AUTO | 1.0 | jun-15 |
| 2 | Central Eléctrica AUTO 14 | FV | AUTO | 18.3 | dic-15 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 42 | TG | AUTO | 48.0 | jul-16 |
| 4 | Central Eléctrica AUTO 43 | COGEF | AUTO | 20.3 | jul-16 |
| 5 | Central Eléctrica AUTO 44 | TG | AUTO | 50.0 | jul-16 |
| 6 | Central Eléctrica AUTO 54 | BG | AUTO | 32.6 | oct-16 |
| 7 | RM Tula | CCC | CFE | 130.0 | sep-17 |
| 8 | Valle de México II | CCC | CFE | 543.0 | oct-17 |
| 9 | Cog. Tula PEMEX | COG | AUTO | 638.0 | ene-18 |
| Total | | | | 1,481.2 | |

CCC Central de Ciclo Combinado
 FV Central Fotovoltaica
 TG Central de Turbogás
 COGEF Cogenerador Eficiente
 AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
 CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
 BG Central de Biogás

En la figura 8.2 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Oriental; en el cuadro 8.2 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.2 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL.



CUADRO 8.2 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2015-2020.

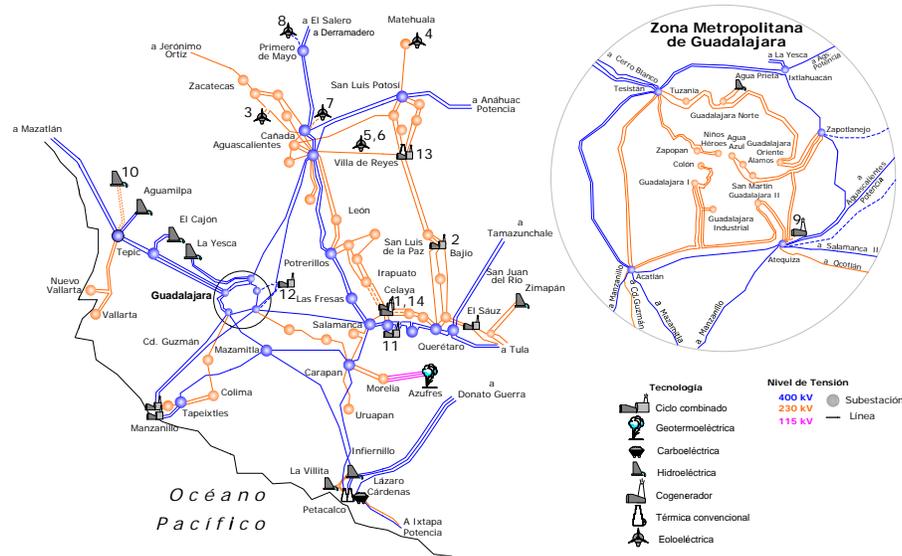
| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---|-------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | RM Laguna Verde | NUC | CFE | 110.0 | feb-15 |
| 2 | RM Poza Rica | CCC | CFE | 246.0 | mar-15 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 2 | COGEF | AUTO | 60.0 | abr-15 |
| 4 | RM Laguna Verde | NUC | CFE | 110.0 | jul-15 |
| 5 | Centro I | CCC | CFE | 658.0 | ago-15 |
| 6 | Sureste I Fase II | EO | CFE | 102.0 | oct-15 |
| 7 | Central Eléctrica AUTO 16 | EO | AUTO | 66.0 | dic-15 |
| 8 | Central Eléctrica AUTO 15 | COGEF | AUTO | 175.6 | dic-15 |
| 9 | Central Eléctrica AUTO 47 | COGEF | AUTO | 145.0 | ago-16 |
| 10 | Central Eléctrica AUTO 60 | EO | AUTO | 150.0 | dic-16 |
| 11 | Central Eléctrica AUTO 65 | COGEF | AUTO | 275.0 | ene-17 |
| 12 | Central Eléctrica AUTO 75 | EO | AUTO | 150.0 | jul-17 |
| 13 | Central Eléctrica AUTO 79 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 150.0 | nov-17 |
| 14 | Central Eléctrica AUTO 82 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 200.0 | ene-18 |
| 14 | Central Eléctrica AUTO 83 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 70.0 | ene-18 |
| 14 | Central Eléctrica AUTO 84 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 100.0 | ene-18 |
| 14 | Central Eléctrica AUTO 85 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 300.0 | ene-18 |
| 15 | Sureste II (2a. Temp. Abierta) | EO | CFE | 285.0 | ene-18 |
| 15 | Sureste III (2a. Temp. Abierta) | EO | CFE | 300.0 | ene-18 |
| 16 | Cog. Cactus PEMEX | COGEF | AUTO | 650.0 | jun-18 |
| 17 | Chicoasen II | H | CFE | 240.0 | jul-18 |
| 18 | Central Eléctrica AUTO 90 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 150.0 | jul-18 |
| 18 | Central Eléctrica AUTO 91 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 10.0 | jul-18 |
| 19 | Sureste IV (2a. Temp. Abierta) | EO | CFE | 100.0 | oct-18 |
| 20 | Central Eléctrica LIE 8 | CCC | LIE | 680.0 | dic-18 |
| 21 | Cog. Minatitlán PEMEX | COGEF | AUTO | 450.0 | dic-18 |
| 22 | Cog. Salina Cruz PEMEX | COGEF | AUTO | 515.0 | dic-18 |
| 23 | Central Eléctrica AUTO 97 (2a. Temp. Abierta) | EO | AUTO | 150.0 | ene-19 |
| Total | | | | 6,597.6 | |

CCC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
COGEF Cogenerador Eficiente
NUC Nuclear
H Hidroeléctrica

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica

En la figura 8.3 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Occidental; en el cuadro 8.3 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.3 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL.



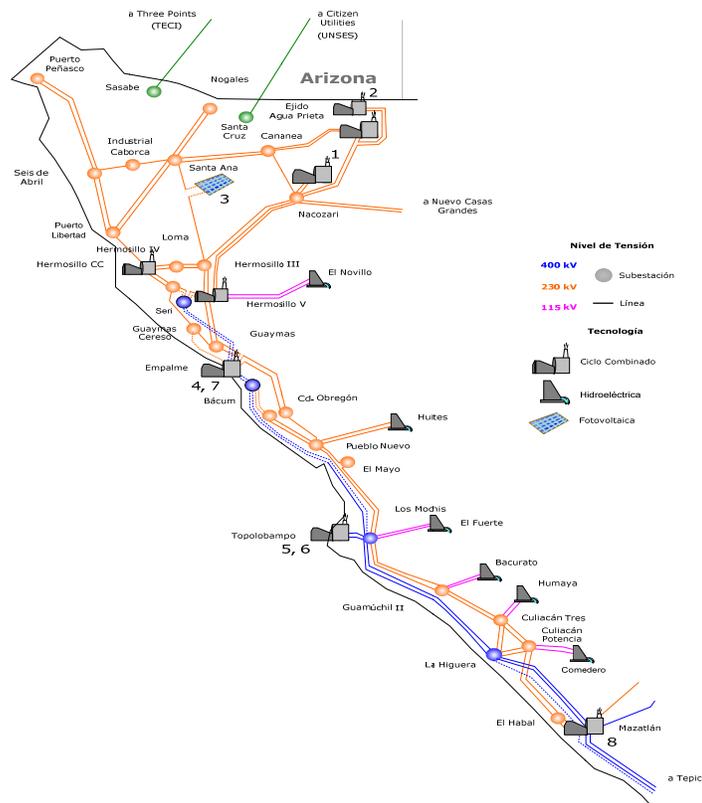
CUADRO 8.3 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---------------------------|-------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Salamanca Fase I | COGEF | CFE | 382.0 | ene-15 |
| 2 | Central Eléctrica AUTO 6 | CCC | AUTO | 220.0 | jun-15 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 20 | EO | AUTO | 180.0 | ene-16 |
| 4 | Central Eléctrica AUTO 32 | EO | AUTO | 100.0 | jun-16 |
| 5 | Central Eléctrica AUTO 33 | EO | AUTO | 94.0 | jun-16 |
| 6 | Central Eléctrica AUTO 56 | EO | AUTO | 94.0 | oct-16 |
| 7 | Central Eléctrica AUTO 66 | EO | AUTO | 200.0 | ene-17 |
| 8 | Central Eléctrica AUTO 67 | EO | AUTO | 140.0 | ene-17 |
| 9 | Central Eléctrica AUTO 74 | COGEF | AUTO | 300.0 | jun-17 |
| 10 | Las Cruces | H | CFE | 240.0 | oct-18 |
| 11 | Central Eléctrica LIE 6 | CCC | LIE | 1,200.0 | nov-18 |
| 12 | Central Eléctrica LIE 7 | CCC | LIE | 795.0 | nov-18 |
| 13 | San Luis Potosí I | CCC | CFE | 835.0 | abr-19 |
| 14 | Salamanca CC | CCC | CFE | 850.0 | nov-19 |
| Total | | | | 5,630.0 | |

CCC Central de Ciclo Combinado
 EO Central Eólica
 COGEF Cogenerador Eficiente
 H Hidroeléctrica
 AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
 CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
 LIE Proyecto de la Ley de la Industria Eléctrica

En la figura 8.4 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Noroeste; en el cuadro 8.4 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.4 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE.



CUADRO 8.4 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---------------------------|------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica AUTO 10 | CCC | AUTO | 250.0 | ago-15 |
| 2 | Aguaprieta II | CCC | CFE | 390.0 | dic-15 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 72 | FV | AUTO | 125.0 | feb-17 |
| 4 | Empalme I Guaymas | CCC | CFE | 770.0 | nov-17 |
| 5 | Topolobampo II | CCC | CFE | 778.0 | jun-18 |
| 6 | Topolobampo III | CCC | CFE | 686.0 | jun-18 |
| 7 | Empalme II Guaymas | CCC | CFE | 683.0 | jul-18 |
| 8 | Mazatlán | CCC | CFE | 900.0 | abr-20 |
| Total | | | | 4,582.0 | |

CCC Central de Ciclo Combinado

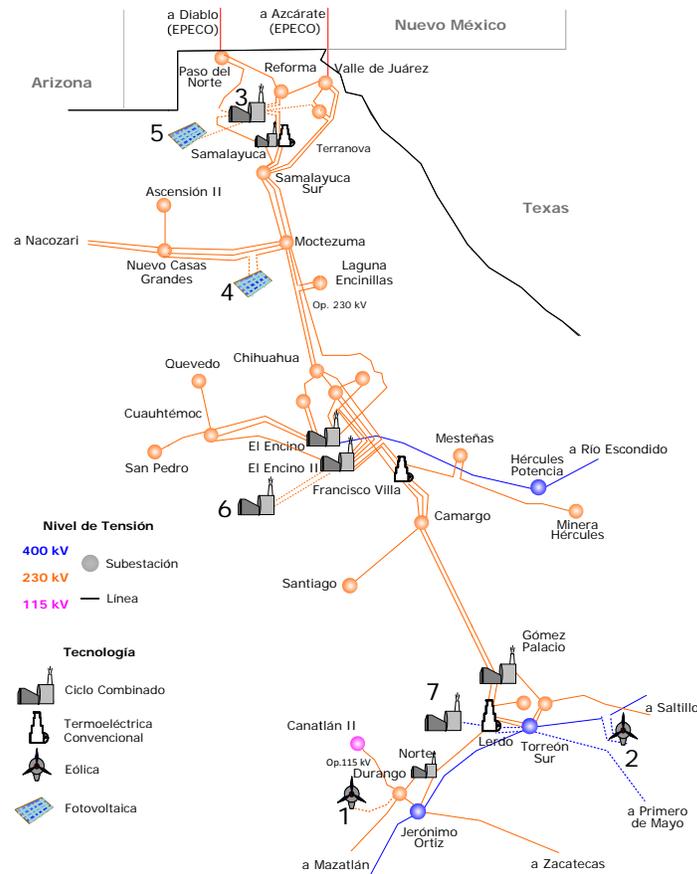
FV Central Fotovoltaica

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento

CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad

En la figura 8.5 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Norte; en el cuadro 8.5 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.5 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE.



CUADRO 8.5 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---------------------------|------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica AUTO 50 | EO | AUTO | 120.0 | ago-16 |
| 2 | Central Eléctrica AUTO 68 | EO | AUTO | 200.0 | ene-17 |
| 3 | Norte III | CCC | CFE | 906.0 | nov-17 |
| 4 | Central Eléctrica AUTO 86 | FV | AUTO | 166.0 | feb-18 |
| 5 | Central Eléctrica LIE 3 | FV | LIE | 100.0 | abr-18 |
| 6 | Central Eléctrica LIE 11 | CCC | LIE | 450.0 | jul-19 |
| 7 | Norte IV (Lerdo) | CCC | CFE | 950.0 | nov-20 |
| Total | | | | 2,892.0 | |

CCC 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

CUADRO 8.6 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2015-2020.

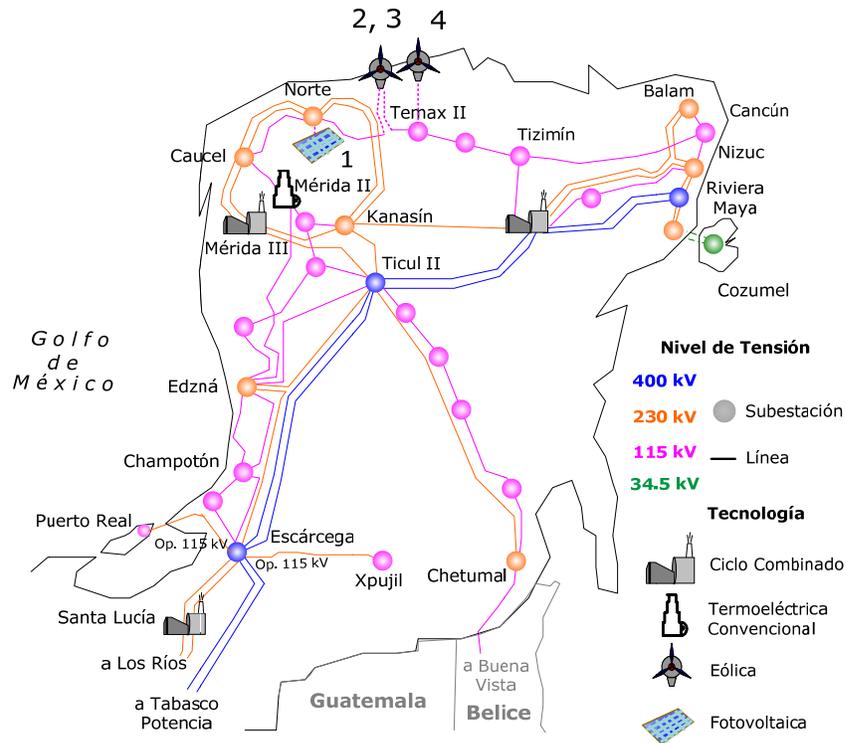
| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|--|-------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica AUTO 9 | CCC | AUTO | 180.0 | jun-15 |
| 2 | Central Eléctrica AUTO 12 | CCC | AUTO | 105.0 | nov-15 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 22 | EO | AUTO | 132.0 | feb-16 |
| 4 | Central Eléctrica AUTO 27 | CCC | AUTO | 303.0 | abr-16 |
| 5 | Generadora Eléctrica de Huinalá | CCC | EXP | 137.0 | may-16 |
| 6 | Central Eléctrica AUTO 35 | EO | AUTO | 62.7 | jun-16 |
| 7 | Central Eléctrica AUTO 36 | EO | AUTO | 126.0 | jun-16 |
| 8 | Central Eléctrica AUTO 37 | EO | AUTO | 126.0 | jun-16 |
| 9 | Central Eléctrica AUTO 51 | EO | AUTO | 117.0 | ago-16 |
| 10 | Central Eléctrica AUTO 58 | EO | AUTO | 85.2 | oct-16 |
| 11 | Central Eléctrica AUTO 57 | CCC | AUTO | 949.0 | oct-16 |
| 12 | Central Eléctrica AUTO 59 | CCC | AUTO | 360.0 | nov-16 |
| 13 | Central Eléctrica AUTO 63 | EO | AUTO | 200.0 | dic-16 |
| 14 | Central Eléctrica AUTO 70 | EO | AUTO | 200.0 | ene-17 |
| 15 | Central Eléctrica AUTO 73 | COGEF | AUTO | 300.0 | abr-17 |
| 16 | Central Eléctrica AUTO 78 | EO | AUTO | 49.5 | jul-17 |
| 17 | RM Altamira 1 y 2 | TV | CFE | 330.0 | jul-17 |
| 18 | Central Eléctrica AUTO 81 | CCC | AUTO | 330.0 | dic-17 |
| 19 | Cog. Cadereyta PEMEX | COGEF | AUTO | 380.0 | jun-18 |
| 20 | Central Eléctrica AUTO 92 - 96 (Temp. Abierta Tamaulipas) | EO | AUTO | 389.0 | oct-18 |
| 21 | Noreste (Escobedo) | CCC | CFE | 889.0 | dic-18 |
| 22 | Central Eléctrica AUTO 98 -101 (Temp. Abierta Tamaulipas) | EO | AUTO | 637.8 | mar-19 |
| 23 | RM José López Portillo | CAR | CFE | 120.0 | mar-19 |
| 24 | Central Eléctrica AUTO 102 - 108 (Temp. Abierta Tamaulipas) | EO | AUTO | 499.5 | oct-19 |
| Total | | | | 7,007.7 | |

CCC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
COGEF Cogenerador Eficiente
TV Termoeléctrica Convencional
CAR Carboeléctrica

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento
CFE Proyecto de Comisión Federal de Electricidad
EXP Exportación

En la figura 8.7 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Peninsular; en el cuadro 8.7 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.7 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR.



CUADRO 8.7 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|---------------------------|------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica PP 1 | FV | PP | 18.0 | ago-15 |
| 2 | Central Eléctrica PP 3 | EO | PP | 30.0 | sep-15 |
| 3 | Central Eléctrica PP 4 | EO | PP | 30.0 | sep-15 |
| 4 | Central Eléctrica AUTO 71 | EO | AUTO | 40.0 | ene-17 |
| Total | | | | 118.0 | |

FV Central Fotovoltaica

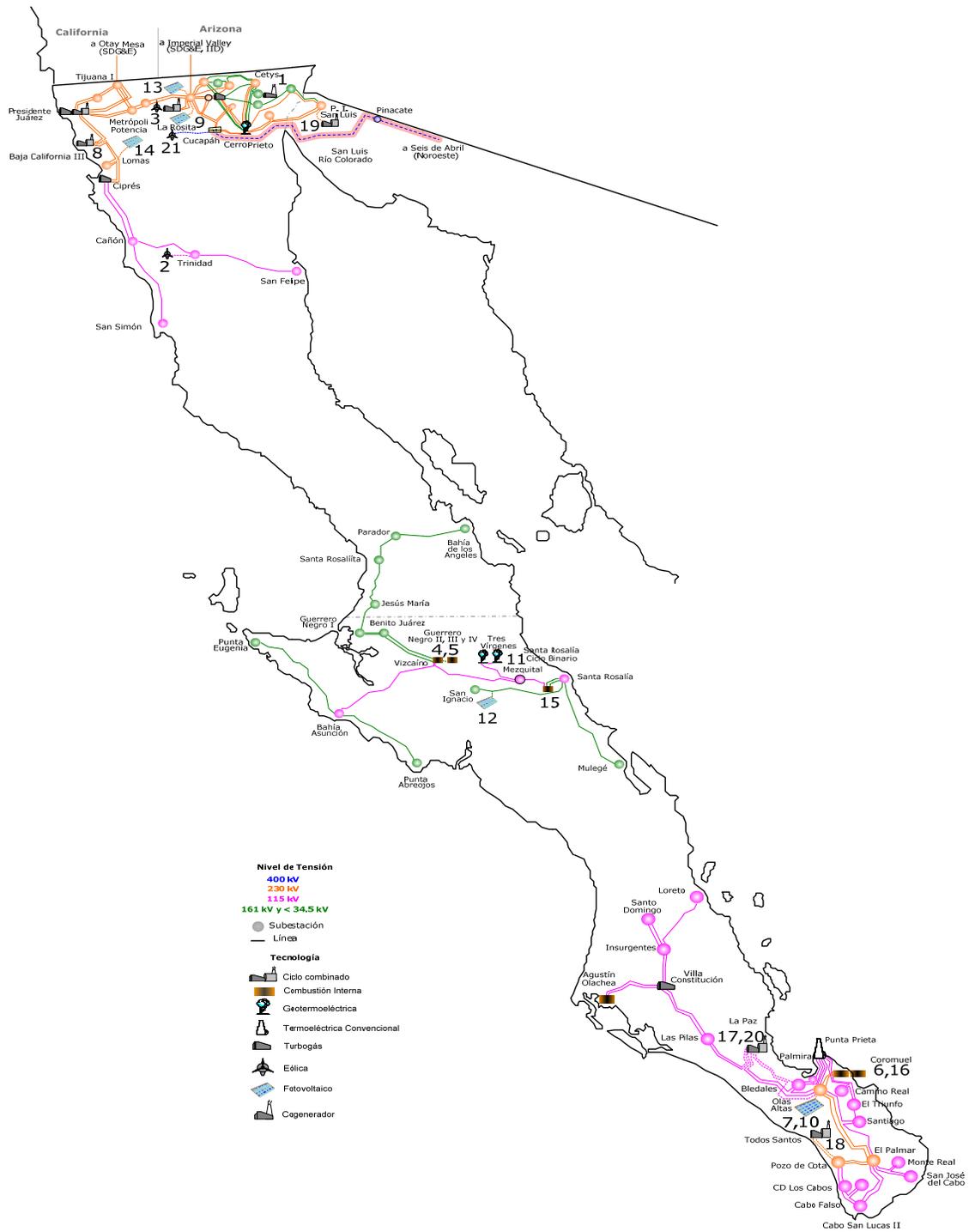
EO Central Eólica

AUTO Proyecto de Autoabastecimiento

PP Proyecto de Pequeño Productor de Energía

En la figura 8.8 se muestra la interconexión de proyectos de generación en la red de la Gerencia de Control Regional Baja California, Sistema Mulegú y Sistema Baja California Sur; en el cuadro 8.8 las características distintivas de los mismos en el periodo 2015 – 2020.

FIGURA 8.8 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA Y SISTEMAS BAJA CALIFORNIA SUR Y MULEGÚ.



CUADRO 8.8 PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA Y LOS SISTEMAS DE BAJA CALIFORNIA SUR Y MULEGÉ 2015-2020.

| Num. | Nombre | Tipo | Contrato | Capacidad Bruta MW | Fecha de entrada |
|--------------|-----------------------------|-------|----------|--------------------|------------------|
| 1 | Central Eléctrica AUTO 3 | COGEF | AUTO | 22.5 | abr-15 |
| 2 | Central Eléctrica AUTO 21 | EO | AUTO | 30.0 | ene-16 |
| 3 | Central Eléctrica AUTO 24 | EO | AUTO | 72.0 | mar-16 |
| 4 | Guerrero Negro III | CI | CFE | 11.0 | abr-16 |
| 5 | Guerrero Negro IV | CI | CFE | 8.0 | abr-16 |
| 6 | Baja California Sur V | CI | CFE | 49.0 | jun-16 |
| 7 | Central Eléctrica PP 16 | FV | PP | 25.0 | jul-16 |
| 8 | Baja California III | CCC | CFE | 294.0 | ago-16 |
| 9 | Central Eléctrica PP 20 | FV | PP | 25.0 | oct-16 |
| 10 | Central Eléctrica PP 21 | FV | PP | 5.0 | oct-16 |
| 11 | Santa Rosalía Ciclo Binario | GEO | CFE | 1.7 | nov-16 |
| 12 | Santa Rosalía II | FV | CFE | 4.0 | ene-17 |
| 13 | Central Eléctrica PP 32 | FV | PP | 30.0 | ene-17 |
| 14 | Central Eléctrica LIE 4 | FV | LIE | 30.0 | abr-18 |
| 15 | CCI Santa Rosalía II | CI | CFE | 13.0 | ago-18 |
| 16 | Baja California Sur VI | CI | CFE | 43.0 | oct-18 |
| 17 | La Paz | CCC | CFE | 114.0 | ene-19 |
| 18 | Todos Santos | CCC | CFE | 137.0 | abr-19 |
| 19 | Central Eléctrica LIE 9 | CCC | LIE | 276.0 | abr-19 |
| 20 | Central Eléctrica LIE 10 | CCC | LIE | 117.0 | abr-19 |
| 21 | Temporada Abierta Rumorosa | EO | LIE | 921.0 | abr-20 |
| Total | | | | 2,228.2 | |

CCC Central de Ciclo Combinado
EO Central Eólica
GEO Geotermoelectrica
FV Central Fotovoltaica
CI Unidad de Combustión Interna

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

CUADRO 8.9 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Chalco Banco 5 | 4 | T | 133 | 230/85 | jun-15 |
| Lago Bancos 1 y 2 | 2 | AT | 660 | 400/230 | ago-16 |
| Chimalpa II Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | ago-16 |
| Tecomitl Potencia Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | nov-19 |
| Ixtapantongo Potencia Banco 1 | 4 | T | 500 | 400/115 | may-20 |
| Coyotepec Banco 1 | 1 | T | 100 | 230/85 | dic-20 |
| Total | | | 2,393 | | |

T. Transformador

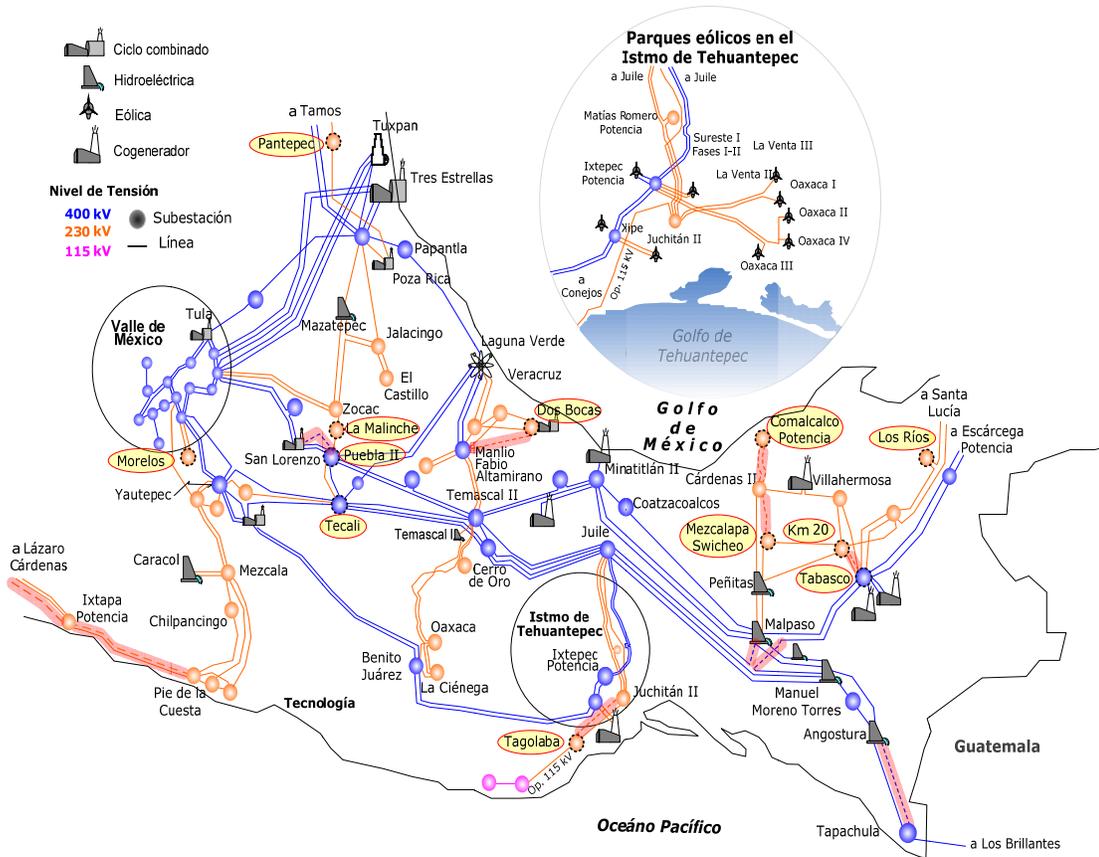
AT. Autotransformador

CUADRO 8.9 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|------------------------|---------|------------|----------------|------------------|
| Donato Guerra MVar | Reactor | 400 | 100.0 | dic-18 |
| Total | | | 100.0 | |
| Obra del PRODESEN 2015 | | | | |

En la figura 8.10 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Oriental; en los cuadros 8.10, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.10 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL.



CUADRO 8.10 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|--|------------|-------------------|----------------|------------------|
| Cárdenas II entronque Cárdenas II - Comalcalco Oriente | 230 | 2 | 3.4 | may-15 |
| Comalcalco Potencia entronque Cárdenas II - Comalcalco Oriente | 230 | 2 | 2.0 | may-15 |
| Mezcalapa Switchco - Cárdenas II | 230 | 1 | 44.9 | may-15 |
| Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta ² | 400 | 2 | 207.7 | jul-15 |
| La Malinche entronque Puebla II - Zocac | 230 | 2 | 4.8 | ago-15 |
| Chilpancingo Potencia - Tlapa | 115 | 1 | 107.1 | oct-15 |
| Tlacotepec - Pinotepa Nacional | 115 | 1 | 77.0 | abr-16 |
| Manuel Moreno Torres - Tabasco Potencia | 400 | 2 | 2.0 | jun-16 |
| Angostura - Tapachula Potencia ² | 400 | 2 | 193.5 | oct-17 |
| Xipe - Benito Juárez | 400 | 2 | 437.4 | nov-17 |
| Xipe - Ixtepec Potencia | 400 | 2 | 50.4 | nov-17 |
| Benito Juárez - Oaxaca Potencia | 230 | 1 | 25.0 | nov-17 |
| Benito Juárez - La Ciénega | 230 | 1 | 8.0 | nov-17 |
| Huexca entronque Tecali - Yautepec Potencia | 400 | 2 | 3.8 | nov-17 |
| Benito Juárez - Huexca | 400 | 2 | 653.2 | nov-17 |
| Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso Dos | 400 | 2 | 8.0 | nov-17 |
| Puebla Dos - Lorenzo Potencia ¹ | 400 | 2 | 13.0 | abr-19 |
| Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas ¹ | 230 | 2 | 17.0 | may-19 |
| Lázaro Cárdenas Potencia - Ixtapa Potencia ² | 400 | 2 | 74.8 | sep-19 |
| Tagolaba - Juchitán II ² | 230 | 2 | 44.0 | abr-20 |
| Tenosique - Los Ríos | 400 | 2 | 52.0 | dic-22 |
| Tehuacán Potencia entronque Temascal II - Tecali | 400 | 2 | 36.0 | jul-23 |
| Barra Vieja entronque Pie de la Cuesta - Los Amates | 230 | 2 | 68.0 | oct-23 |
| Mezcala - Zapata | 230 | 1 | 125.0 | oct-23 |
| Omitlán entronque Mezcala - Los Amates | 230 | 2 | 34.0 | oct-23 |
| Paso de la Reina - Benito Juárez | 230 | 2 | 220.0 | oct-23 |
| Nuevo Guerrero entronque Pie de la Cuesta - Los Amates | 230 | 2 | 34.0 | oct-23 |
| Omitlán - Guerrero | 230 | 1 | 60.0 | oct-24 |
| Total | | | 2,606.0 | |

^{1/} Tendido del primer circuito ^{2/} Tendido del segundo circuito

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.10 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-----------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Comalcalco Potencia Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | may-15 |
| La Malinche Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | ago-15 |
| Pantepec Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | sep-15 |
| Kilómetro Veinte Banco 2 | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-16 |
| Tecali Banco 3 | 3 | AT | 225 | 400/230 | jun-16 |
| Puebla Dos Banco 4 | 4 | AT | 300 | 400/230 | jun-16 |
| Xipe Bancos 1, 2 y 3 | 10 | AT | 1250 | 400/230 | nov-17 |
| Xipe Bancos 4 y 5 | 7 | T | 875 | 400/115 | nov-17 |
| Benito Juárez Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | nov-17 |
| Morelos Banco 3 | 4 | AT | 300 | 230/115 | jun-18 |
| Dos Bocas Banco 7 | 4 | AT | 300 | 230/115 | may-19 |
| Los Ríos Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | feb-20 |
| Tagolaba Bancos 1 y 2 | 7 | AT | 233 | 230/115 | abr-20 |
| Mezcalapa Switchero Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | feb-21 |
| Ixtapa Potencia Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | sep-21 |
| Angostura Banco 7 | 3 | T | 225 | 400/115 | dic-21 |
| Tehuacán Potencia Banco 1 | 4 | T | 500 | 400/115 | jul-23 |
| Barra Vieja Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | oct-23 |
| Paso de la Reina Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | oct-23 |
| Nuevo Guerrero Banco 2 | 4 | AT | 300 | 230/115 | oct-23 |
| Guerrero Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | oct-24 |
| Total | | | 7,000 | | |

T. Transformador
AT. Autotransformador

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.10 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|------------------------|-----------|------------|----------------|------------------|
| Fortín MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | mar-15 |
| Córdoba I MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | mar-15 |
| Esfuerzo MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-15 |
| Villahermosa II MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | may-15 |
| Ciudad Industrial MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | may-15 |
| Teapa MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | may-15 |
| Atlapexco MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | sep-15 |
| Molango MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | sep-15 |
| Tlapa MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | oct-15 |
| Malpaso Dos MVar | Reactor | 400 | 100.0 | jun-16 |
| Ometepec MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | jun-16 |
| Las Trancas MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | oct-16 |
| Xipe MVar | Reactor | 400 | 316.6 | nov-17 |

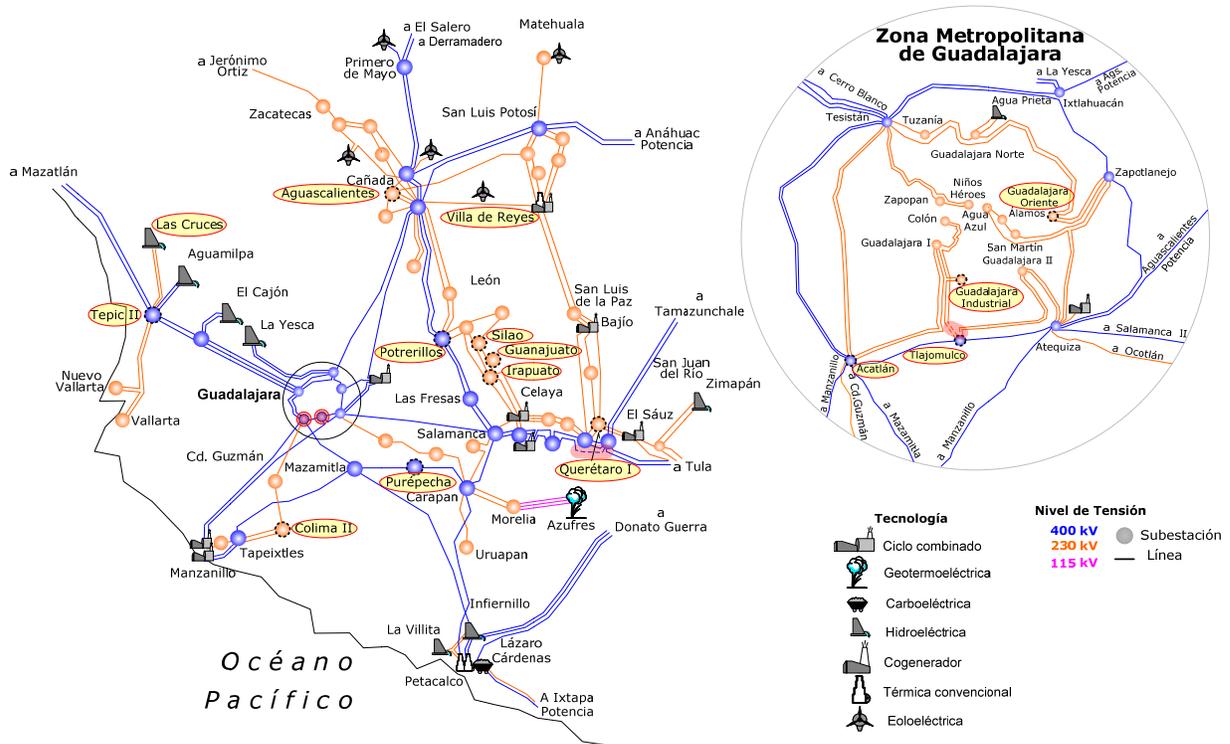
| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|-------------------------------|------------------|------------|-------------------|------------------|
| Benito Juárez MVar | Capacitor Serie | 400 | 1,474.6 | nov-17 |
| Benito Juárez MVar | CEV | 400 | 300/300 Ind./Cap. | nov-17 |
| Benito Juárez MVar | Reactor | 400 | 383.3 | nov-17 |
| Martínez de la Torre III MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | dic-17 |
| Huimanguillo MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | feb-19 |
| Esperanza MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | feb-19 |
| Paraíso MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-19 |
| Tlaxiaco MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | dic-20 |
| Tabasquillo MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | feb-21 |
| Tapachula Potencia MVar | Reactor | 400 | 100.0 | dic-21 |
| Tihuatlán II MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-23 |
| Ixhuatlán MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-23 |
| Tuxpan II MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-23 |
| Total | | | 3,244.5 | |

Ind. Inductivo
 Cap. Capacitivo
 CEV. Compensador estático de VAR

Obra del PRODESEN 2015

En la figura 8.11 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Occidental; en los cuadros 8.11, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.11 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL.



CUADRO 8.11 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2015-2024.

| Línea 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 - Querétaro Potencia ¹ | 400 | 2 | 26.9 | nov-16 |
| Tlajomulco entronque Acatlán - Atequiza | 400 | 2 | 2.0 | feb-17 |
| Tlajomulco entronque Colón - Guadalajara II | 230 | 2 | 5.0 | feb-17 |
| Tlajomulco entronque Guadalajara Industrial - Guadalajara II | 230 | 2 | 5.0 | feb-17 |
| Las Cruces - Tepic II | 230 | 2 | 118.0 | may-18 |
| Guanajuato Potencia entronque Silao Potencia - Irapuato II | 230 | 2 | 46.3 | dic-19 |
| Santa Fe entronque Las Delicias - Querétaro Potencia | 230 | 2 | 10.0 | mar-21 |
| Cerro Blanco - Nuevo Vallarta ¹ | 230 | 2 | 100.0 | may-21 |
| Niños Héroes entronque Tesislán - Niños Héroes | 230 | 2 | 0.2 | jun-21 |
| Cajititlán entronque Atequiza - Ocotlán | 230 | 2 | 4.0 | mar-22 |
| Tesislán - Zapopan | 230 | 2 | 47.2 | mar-22 |
| Niños Héroes - Tesislán | 230 | 2 | 9.4 | mar-22 |
| San José el Alto entronque Querétaro I - Conín | 230 | 2 | 8.0 | abr-22 |
| San José el Alto entronque Conín - El Sauz | 230 | 2 | 8.0 | abr-22 |
| San José el Alto - Querétaro Potencia Maniobras | 400 | 1 | 72.0 | abr-22 |
| Moctezuma Potencia entronque Charcas Potencia - El Potosí | 230 | 2 | 1.0 | feb-23 |
| El Potosí - San Luis II | 230 | 1 | 18.0 | feb-23 |
| Tarímbaro entronque Carapan - Morelia | 230 | 2 | 32.0 | mar-23 |
| Uruapan Potencia - Pátzcuaro Potencia ¹ | 230 | 2 | 60.0 | mar-23 |
| Tapeixtles Potencia - Tecomán ² | 230 | 2 | 46.6 | sep-23 |
| Guzmán Potencia entronque Colima II - Ciudad Guzmán | 230 | 2 | 20.0 | oct-23 |
| Guzmán Potencia entronque Tapeixtles - Mazamitla | 400 | 2 | 2.0 | oct-23 |
| Soyatal entronque Cañada - Zacatecas II | 230 | 2 | 2.0 | may-24 |
| Coinán Potencia entronque Atequiza - Salamanca II | 400 | 2 | 6.0 | oct-24 |
| Total | | | 650.6 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

^{2/} Tendido del segundo circuito

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.11 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|----------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Acatlán Banco 5 Sustitución | 1 | AT | 100 | 230/115 | sep-15 |
| Tepic II Banco 5 | 3 | AT | 100 | 230/115 | oct-15 |
| Purépecha | 4 | T | 500 | 400/115 | sep-16 |
| Tlajomulco Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | feb-17 |
| Sílao Potencia Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-18 |
| Querétaro I Banco 1 Sustitución | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-18 |
| Las Cruces Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | abr-18 |
| Villa de Reyes Banco 2 | 4 | AT | 300 | 230/115 | oct-18 |
| Irapuato II Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | dic-18 |
| Potreros Banco 4 | 4 | T | 500 | 400/115 | abr-19 |
| Guadalajara Industrial Banco 2 | 4 | T | 300 | 230/69 | abr-19 |
| Aguascalientes Oriente Banco 2 | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-19 |
| Colima II Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | dic-19 |
| Guanajuato Potencia Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | dic-19 |
| Zapotlanejo Banco 2 | 3 | AT | 375 | 400/230 | abr-21 |
| Cerro Blanco Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | may-21 |
| Niños Héroes Banco 3 | 1 | T | 100 | 230/69 | jun-21 |
| Ciudad Guzmán Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | oct-21 |
| Salamanca II Banco 2 Sustitución | 4 | T | 500 | 400/115 | nov-21 |
| Cajititlán Banco 2 | 4 | T | 133 | 230/69 | mar-22 |
| San José el Alto Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | abr-22 |
| Valle de Tecomán Banco 1 | 3 | AT | 100 | 230/115 | sep-22 |
| Aguascalientes Potencia Banco 4 | 3 | T | 375 | 400/115 | feb-23 |
| Moctezuma Potencia Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | feb-23 |
| Tarímbaro Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | mar-23 |
| Pátzcuaro Potencia Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | mar-23 |
| Calera II Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | mar-23 |
| Colomo Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | sep-23 |
| Valle de Tecomán Banco 2 | 4 | AT | 133 | 230/115 | sep-23 |
| Guzmán Potencia Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | oct-23 |
| Soyatal Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | may-24 |
| Coinán Potencia Banco 1 | 4 | T | 500 | 400/115 | oct-24 |
| Total | | | 8,032 | | |

AT. Autotransformador

T. Transformador

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.11 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVAR | Fecha de entrada |
|-------------------------------|-----------|------------|------------------|------------------|
| Abasolo I MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | feb-15 |
| Peñitas MVAR | Capacitor | 115 | 7.5 | oct-15 |
| 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 Ampliación | Capacitor | 69 | 10.0 | mar-16 |
| Penal MVAR Ampliación | Capacitor | 69 | 12.2 | mar-16 |
| Aeroespacial MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | mar-16 |
| Salamanca II MVAR Traslado | Reactor | 400 | 50.0 | oct-16 |
| Salamanca II MVAR | Reactor | 400 | 50.0 | oct-16 |
| Lagos MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 |
| Río Grande MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 |
| Santa Fe II MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 |
| Guanajuato MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 |
| Querétaro Oriente MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| Cerro Huevo MVAR | Capacitor | 69 | 5.0 | abr-18 |
| Buenavista MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| La Fragua MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| Dolores Hidalgo MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| La Griega MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| Flamingos MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | may-18 |
| San Luis Industrias MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | oct-18 |
| La Pila MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | oct-18 |
| Zapotiltic MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-19 |
| Colima II MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-19 |
| Fresnillo Norte MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-19 |
| Zacatecas II MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-19 |
| Tlaltenango MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-19 |
| Arandas MVAR | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-19 |
| Ciudad Hidalgo MVAR | Capacitor | 115 | 12.5 | abr-19 |
| Crucero MVAR | Capacitor | 115 | 9.0 | abr-19 |
| San Juan de los Lagos II MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | oct-19 |
| Tecolapa (Maniobras) MVAR | Capacitor | 115 | 7.5 | ene-20 |
| Pénjamo MVAR | Capacitor | 115 | 30.0 | mar-20 |
| Pátzcuaro Norte MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | mar-20 |
| México MVAR | Capacitor | 69 | 24.3 | abr-20 |
| Puerto Interior MVAR | Capacitor | 115 | 20.0 | abr-20 |
| Guanajuato Sur MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-20 |
| Bolaños MVAR | Capacitor | 115 | 5.0 | abr-20 |
| Loreto MVAR | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-20 |
| San Idelfonso MVAR | Capacitor | 115 | 25.0 | abr-20 |

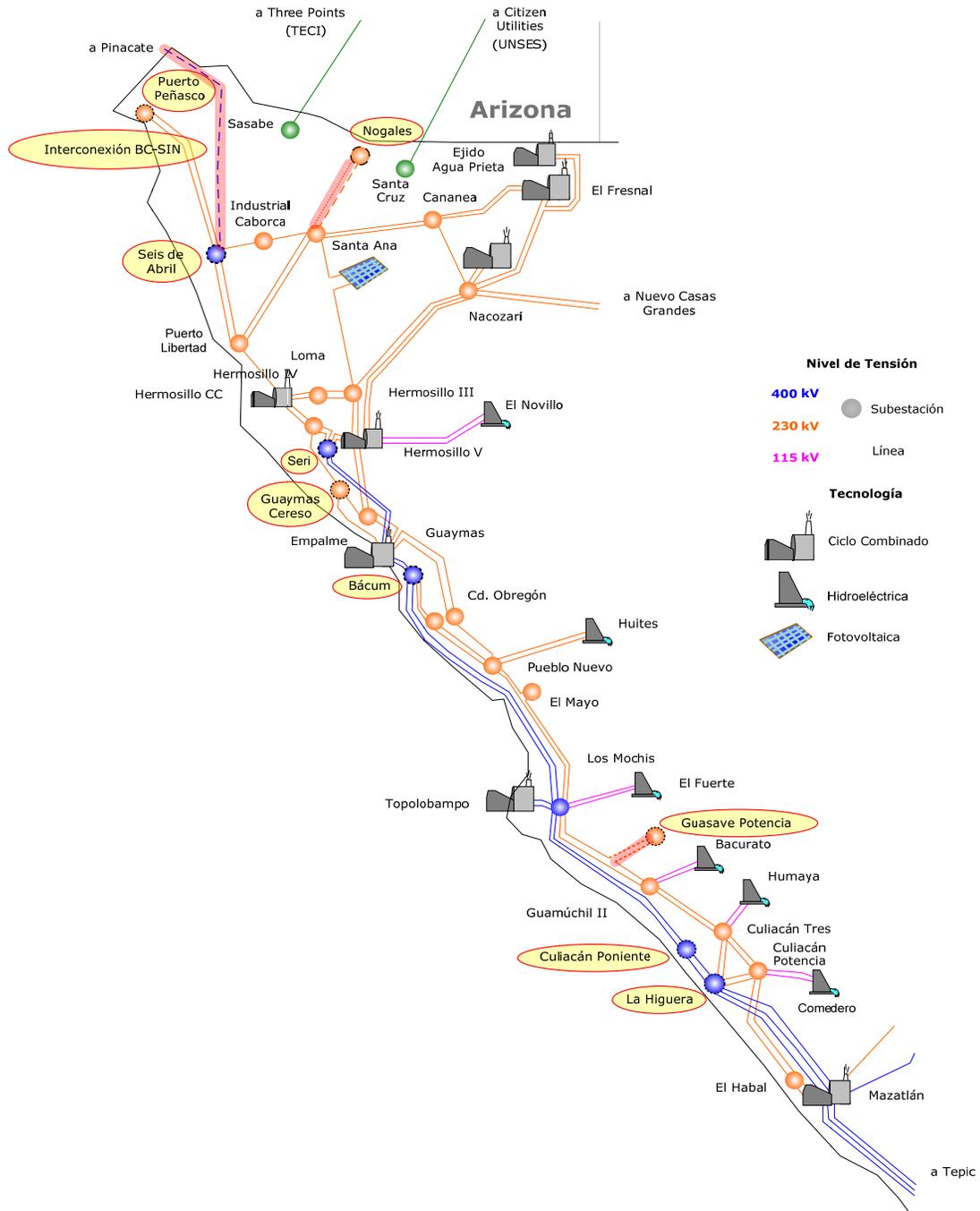
| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|-------------------------------|-----------|---------------|-------------------|---------------------|
| San Juan del Río Oriente MVar | Capacitor | 115 | 20.0 | abr-20 |
| Tequisquiapan MVar | Capacitor | 115 | 20.0 | abr-20 |
| Celaya III MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | may-20 |
| Potrerrillos MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | may-20 |
| San Clemente MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | jul-20 |
| Sayula MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | dic-20 |
| La Estrella MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | dic-20 |
| Laguna Seca MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | mar-21 |
| Tarímbaro MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | mar-22 |
| El Sauz MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | mar-22 |
| Bañón MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-22 |
| Fresno 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 |
| Morelia Potencia MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | sep-24 |
| Total | | | 1,312.6 | |

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo
CEV. Compensador estático de VAr

Obra del PRODESEN 2015

En la figura 8.12 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Noroeste; en los cuadros 8.12, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.12 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE.



CUADRO 8.12 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|--|------------|-------------------|----------------|------------------|
| Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L1 | 400 | 2 | 0.2 | mar-17 |
| Bácum - Obregón Cuatro | 230 | 2 | 60.0 | abr-17 |
| Bácum entronque Guaymas CC - Obregón Tres | 230 | 2 | 20.0 | abr-17 |
| Santa Ana - Nogales Aeropuerto ³ | 230 | 2 | 100.0 | abr-17 |
| Seri - Guaymas Cereso | 400 | 2 | 234.4 | may-17 |
| Bácum - Guaymas Cereso ^{1, 3} | 400 | 2 | 92.5 | may-17 |
| Empalme CC - Guaymas Cereso ² | 230 | 2 | 22.3 | may-17 |
| Hermosillo Cuatro - Hermosillo Cinco ³ | 230 | 2 | 35.9 | may-17 |
| Empalme CC entronque Planta Guaymas - Obregón Tres L1 | 230 | 2 | 17.0 | may-17 |
| Empalme CC entronque Planta Guaymas - Obregón Tres L2 | 230 | 2 | 15.6 | may-17 |
| Seri entronque Hermosillo Cuatro - Hermosillo Cinco | 230 | 4 | 18.8 | may-17 |
| Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis Dos | 230 | 2 | 30.0 | dic-17 |
| Choacahui - Bácum ³ | 400 | 2 | 241.0 | dic-17 |
| Empalme CC entronque Bácum - Seri L1 | 400 | 2 | 15.2 | ene-18 |
| Empalme CC entronque Bácum - Seri L2 | 400 | 2 | 16.0 | ene-18 |
| Pueblo Nuevo - Obregón Cuatro ² | 400 | 2 | 90.4 | ene-18 |
| Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 | 400 | 2 | 0.2 | abr-18 |
| Hermosillo Aeropuerto - Esperanza ³ | 230 | 2 | 58.1 | abr-18 |
| Seis de Abril - Pinacate ² | 400 | 2 | 205.0 | abr-19 |
| Mazatlán Dos - Tepic II ² | 400 | 2 | 255.0 | may-20 |
| La Higuera - Mazatlán Dos ² | 400 | 2 | 210.0 | may-20 |
| Santa Ana - Loma ² | 230 | 2 | 150.0 | abr-21 |
| Guasave Potencia entronque Los Mochis Dos - Guamúchil Dos | 230 | 2 | 40.0 | abr-21 |
| Nogales Aeropuerto - Nogales Norte ⁴ | 230 | 2 | 48.2 | abr-21 |
| Industrial Caborca - Santa Ana | 230 | 1 | 109.0 | abr-24 |
| Industrial Caborca - Seis de Abril | 230 | 1 | 48.0 | abr-24 |
| Total | | | 2,132.8 | |

^{1/} Operación inicial 230 kV

^{2/} Tendido del primer circuito

^{3/} Tendido del segundo circuito

^{4/} Operación inicial 115 kV

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.12 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| La Higuera Banco 4 | 3 | AT | 225 | 230/115 | jun-15 |
| El Fresnal Banco 1 | 1 | T | 100 | 230/115 | jun-15 |
| Louisiana Banco 2 | 3 | AT | 225 | 230/115 | jul-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 |
| Seri Bancos 1 y 2 | 7 | AT | 875 | 400/230 | ene-18 |
| Bácum Bancos 3 y 4 | 7 | AT | 875 | 400/230 | ene-18 |
| Esperanza Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-18 |
| Guaymas Cereso Banco 2 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-18 |
| Seis de Abril Banco 3 | 4 | AT | 500 | 400/230 | abr-19 |
| Peñasco Potencia Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-21 |
| Guasave Potencia Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-21 |
| Hermosillo Aeropuerto Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-24 |
| Industrial Caborca Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-24 |
| Total | | | 5,225 | | |

AT. Autotransformador
T. Transformador

CUADRO 8.12 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|-----------------------|-----------|------------|-------------------|------------------|
| La Higuera MVar | CEV | 230 | 300/300 Ind./Cap. | jun-16 |
| San Rafael MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jul-16 |
| Los Mochis Tres MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jul-16 |
| Los Mochis Uno MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jul-16 |
| Bácum MVar | Reactor | 400 | 75.0 | dic-17 |
| Bácum MVar | Reactor | 400 | 100.0 | ene-18 |
| Guamúchil Dos MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 |
| Esperanza MVar | Reactor | 13.8 | 21.0 | oct-18 |
| Seis de Abril MVar | CEV | 400 | 300/300 Ind./Cap. | abr-19 |
| Seis de Abril MVar | Reactor | 400 | 100.0 | abr-19 |
| Pinacate MVar | Reactor | 400 | 100.0 | abr-19 |
| Mazatlán Dos MVar | Reactor | 400 | 75.0 | may-20 |
| La Higuera MVar | Reactor | 400 | 75.0 | may-20 |
| Obregón Dos MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | mar-21 |
| Hornillos MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-21 |
| Guasave Potencia MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-21 |
| Seri MVar | CEV | 400 | 300/300 Ind./Cap. | abr-22 |

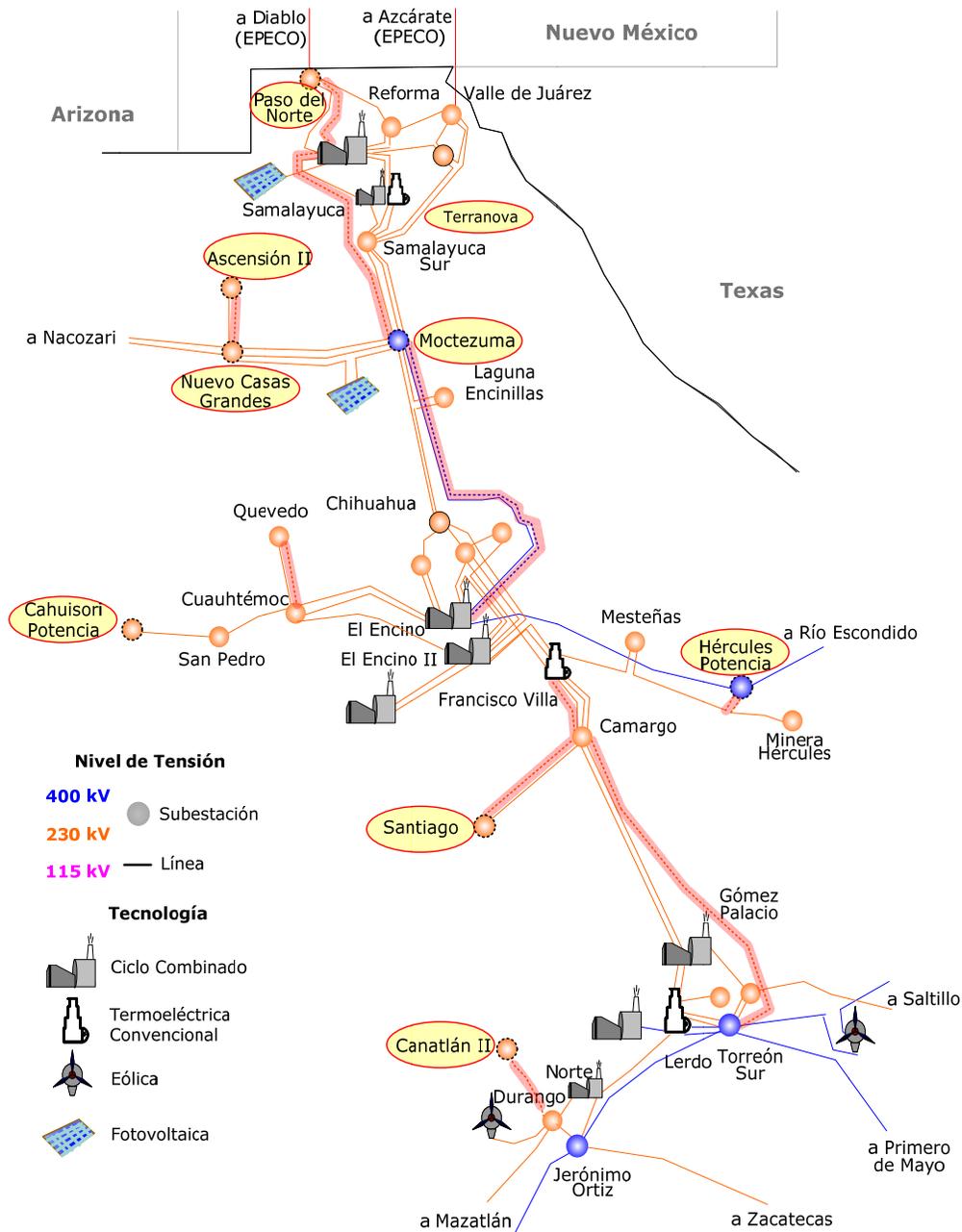
| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|----------------------------|-----------|---------------|-------------------|------------------|
| Industrial Caborca MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | jun-22 |
| Subestación Seis MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jun-22 |
| Empalme MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jun-22 |
| Caborca MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jun-23 |
| Industrial San Carlos MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | jun-23 |
| Hermosillo Ocho MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jun-24 |
| Total | | | 2,646.0 | |

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo
CEV. Compensador estático de VAr

Obra del PRODESEN 2015

En la figura 8.13 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Norte; en los cuadros 8.13, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.13 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE.



CUADRO 8.13 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|--|------------|-------------------|----------------|------------------|
| Durango II - Canatlán II Potencia ¹ | 230 | 2 | 1.8 | dic-15 |
| Hércules Potencia entronque Mesteñas - Minera Hércules | 230 | 2 | 2.0 | mar-16 |
| Cauhtémoc II - Quevedo ² | 230 | 2 | 92.7 | abr-17 |
| Cereso - Terranova ¹ | 230 | 2 | 13.1 | may-17 |
| Cereso entronque Samalayuca II - Paso del Norte | 230 | 2 | 3.6 | may-17 |
| Cereso entronque Samalayuca - Reforma L1 | 230 | 2 | 2.0 | may-17 |
| Cereso entronque Samalayuca - Reforma L2 | 230 | 2 | 2.0 | may-17 |
| Cereso - Moctezuma ^{1,3} | 400 | 2 | 158.7 | nov-17 |
| Moctezuma - El Encino ² | 400 | 2 | 207.0 | sep-18 |
| Camargo II - Santiago II ¹ | 230 | 2 | 120.0 | abr-19 |
| Nuevo Casas Grandes II - Ascensión II | 230 | 1 | 62.9 | jun-19 |
| Lerdo - Torreón Sur | 400 | 2 | 70.0 | abr-20 |
| Torreón Sur - Primero de Mayo ¹ | 400 | 2 | 250.0 | abr-20 |
| Paso del Norte - Cereso ¹ | 230 | 2 | 35.0 | jun-20 |
| Camargo II - Torreón Sur ^{1,3} | 400 | 2 | 330.0 | oct-20 |
| Francisco Villa - Camargo II ^{2,3} | 400 | 2 | 70.5 | oct-20 |
| Total | | | 1,421.3 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

^{2/} Tendido del segundo circuito

^{3/} Operación inicial 230 kV

CUADRO 8.13 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|----------------------------------|----------|-----------|---------------|----------------------------|------------------|
| Santiago II Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | dic-15 |
| Cahuisori Potencia Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | dic-15 |
| Canatlán II Potencia Banco 1 | 4 | AT | 133 | 230/115 | dic-15 |
| Hércules Potencia Banco 1 | 4 | AT | 300 | 400/230 | mar-16 |
| Moctezuma Banco 4 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-16 |
| Quevedo Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-17 |
| Cauhtémoc II Banco 3 | 1 | AT | 100 | 230/115 | abr-17 |
| Moctezuma Bancos 5 y 6 | 7 | AT | 875 | 400/230 | sep-18 |
| Chihuahua Norte Banco 5 | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-19 |
| Terranova Banco 2 | 3 | AT | 300 | 230/115 | abr-19 |
| Ascensión II Banco 2 | 3 | AT | 100 | 230/115 | jun-19 |
| Francisco Villa Banco 3 | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-20 |
| Torreón Sur Banco 5 ¹ | 3 | T | 375 | 400/115 | abr-20 |
| Paso del Norte Banco 2 | 3 | AT | 300 | 230/115 | jun-20 |
| Total | | | 3,317 | | |

T. Transformador

AT. Autotransformador

^{1/} Entrada con Proyecto de Generación de Norte IV

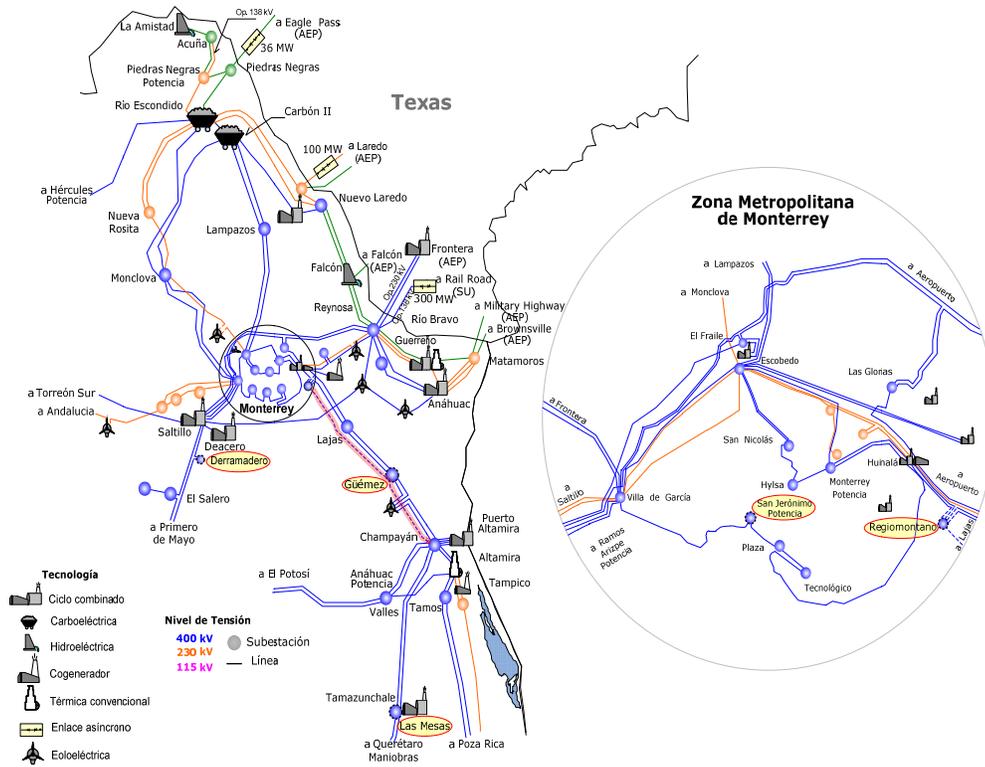
Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.13 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|-------------------------|-----------|------------|----------------|------------------|
| Nueva Holanda MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | mar-15 |
| Sombrerete MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-15 |
| Divisadero MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-16 |
| Terranova MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jun-18 |
| Moctezuma MVar | Reactor | 400 | 100.0 | sep-18 |
| Industrial MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | may-19 |
| Patria MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | may-19 |
| Namiquipa MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | jun-19 |
| Tres Manantiales MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-20 |
| División del Norte MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-20 |
| Boquilla MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-20 |
| Paso del Norte MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-20 |
| Chihuahua Planta MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-20 |
| Torreón Sur MVar | Reactor | 400 | 100.0 | abr-20 |
| La Cuesta MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jun-20 |
| Zaragoza MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jun-20 |
| San Ignacio MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | jun-20 |
| Torres MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | jun-20 |
| Carolinas MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | jun-20 |
| Camargo II MVar | Reactor | 230 | 133.3 | oct-20 |
| Torreón Sur MVar | Reactor | 230 | 133.3 | oct-20 |
| Madera MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | jun-21 |
| Total | | | 826.6 | |

En la figura 8.14 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Noreste; en los cuadros 8.14, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.14 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE.



CUADRO 8.14 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|---|------------|-------------------|---------------|------------------|
| Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L1 | 400 | 2 | 27.4 | mar-16 |
| Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L2 | 400 | 2 | 28.6 | abr-16 |
| Guémez - Regiomontano ¹ | 400 | 2 | 231.5 | abr-16 |
| Champayán - Guémez ¹ | 400 | 2 | 178.8 | abr-16 |
| Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo | 400 | 2 | 10.4 | mar-17 |
| El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L1 y L2 | 400 | 2 | 109.0 | jun-18 |
| El Fraile entronque Las Glorias - Villa de García | 400 | 2 | 4.0 | jun-18 |
| Total | | | 589.7 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

CUADRO 8.14 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Regiomontano Banco 1 | 4 | T | 500 | 400/115 | mar-16 |
| Güémez Banco 1 Sustitución | 3 | T | 225 | 400/115 | may-16 |
| Derramadero Banco 1 | 4 | T | 500 | 400/115 | mar-17 |
| Las Mesas Banco 1 | 4 | T | 133 | 400/115 | may-17 |
| Nava Bancos 1 y 2 Sustitución | 4 | AT | 300 | 230/138 | jul-19 |
| San Jerónimo Potencia Banco 2 | 3 | T | 375 | 400/115 | abr-20 |
| Las Glorias Banco 2 | 3 | T | 375 | 400/115 | may-21 |
| Regiomontano Banco 2 | 3 | T | 375 | 400/115 | may-23 |
| Puerto Altamira Banco 2 | 3 | T | 375 | 400/115 | may-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 |
| Total | | | 4,133 | | |

AT. Autotransformador
T. Transformador

CUADRO 8.14 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE 2015-2024.

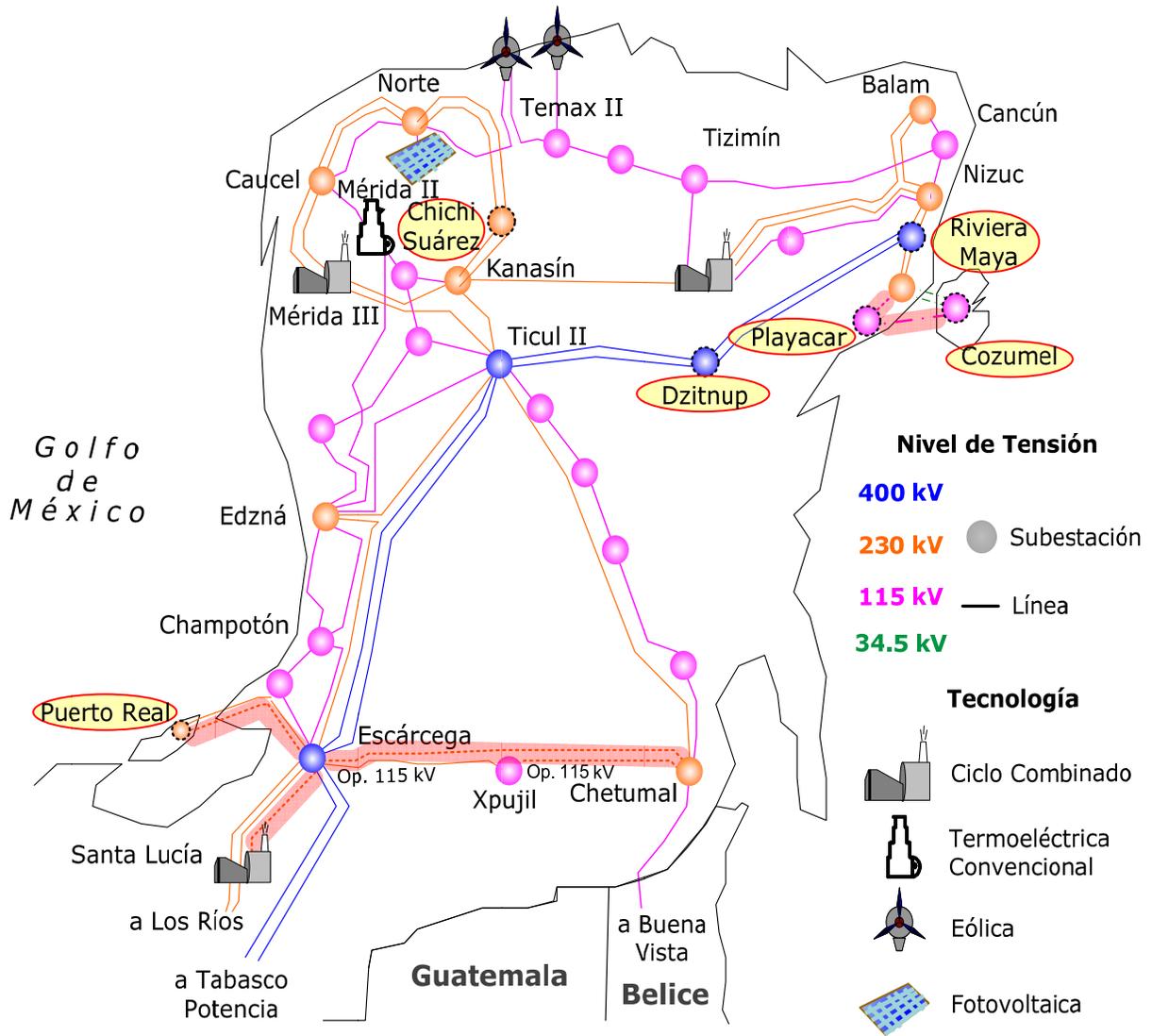
| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|--------------------------|------------------|------------|-----------------|------------------|
| Champayán MVar | Reactor | 400 | 62.0 | abr-16 |
| Güémez MVar | Reactor | 400 | 100.0 | abr-16 |
| Libertad MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-16 |
| Regidores MVar | Capacitor | 115 | 22.5 | jun-16 |
| Tamazunchale MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | oct-16 |
| Campestre | Capacitor | 138 | 30.0 | ene-17 |
| Derramadero MVar | Reactor | 400 | 75.0 | mar-17 |
| Tancoil MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-17 |
| Acuña Dos MVar | Capacitor | 138 | 27.0 | jun-17 |
| Jiménez MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-18 |
| San Fernando MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | may-19 |
| Arroyo del Coyote MVar | CEV | 138 | 0/200 Ind./Cap. | may-19 |
| Total | | | 561.5 | |

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo
CEV. Compensador estático de VAr

Obra del PRODESEN 2015

En la figura 8.15 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Peninsular; en los cuadros 8.15, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.15 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR.



CUADRO 8.15 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2015-2024.

| Líneas de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|---|------------|-------------------|----------------|------------------|
| Dzitnup entronque Ticul II - Valladolid | 400 | 2 | 1.2 | ene-15 |
| Ticul II - Dzitnup | 400 | 2 | 1.4 | ene-15 |
| Riviera Maya entronque Valladolid - Nizuc y Valladolid - Playa del Carmen | 400 | 2 | 1.0 | ene-15 |
| Dzitnup entronque Valladolid - Nizuc y Valladolid - Playa del Carmen | 400 | 2 | 2.4 | ene-15 |
| Riviera Maya entronque Valladolid - Nizuc | 230 | 2 | 2.6 | ene-15 |
| Riviera Maya entronque Valladolid - Playa del Carmen | 230 | 2 | 0.8 | ene-15 |
| Puerto Real - Carmen | 115 | 2 | 38.8 | ene-16 |
| Puerto Real - Carmen (Línea Provisional) | 115 | 2 | 26.8 | ene-16 |
| Xpujil - Xul Ha ⁴ | 230 | 2 | 208.0 | feb-17 |
| Escárcega Potencia - Xpujil ² | 230 | 2 | 159.0 | feb-17 |
| Escárcega Potencia - Sabancuy II ² | 230 | 2 | 63.0 | mar-18 |
| Playacar - Chankanaab II | 115 | 1 | 25.0 | abr-18 |
| Playa del Carmen - Playacar | 115 | 1 | 2.5 | abr-18 |
| Chichi Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia | 230 | 4 | 6.0 | abr-20 |
| Santa Lucía - Escárcega Potencia ¹ | 230 | 2 | 160.0 | abr-20 |
| Valladolid - Tulum ³ | 400 | 2 | 210.0 | may-22 |
| Tulum - Playa del Carmen | 230 | 2 | 126.0 | may-22 |
| Total | | | 1,034.5 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

^{2/} Tendido del segundo circuito

^{3/} Operación inicial 230 kV

^{4/} Operación inicial 115 kV

Obra del PRODESEN 2015

CUADRO 8.15 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|----------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Riviera Maya Banco 1 | 4 | AT | 500 | 400/230 | ene-15 |
| Riviera Maya Banco 2 | 4 | T | 500 | 400/115 | ene-15 |
| Sabancuy II Banco 2 | 4 | AT | 300 | 230/115 | mar-18 |
| Chankanaab II Bancos 3 y 4 | 2 | T | 120 | 115/34.5 | abr-18 |
| Chichi Suárez Banco 1 | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-20 |
| Tulum Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | may-22 |
| Total | | | 1,945 | | |

AT. Autotransformador

T. Transformador

Obra del PRODESEN 2015

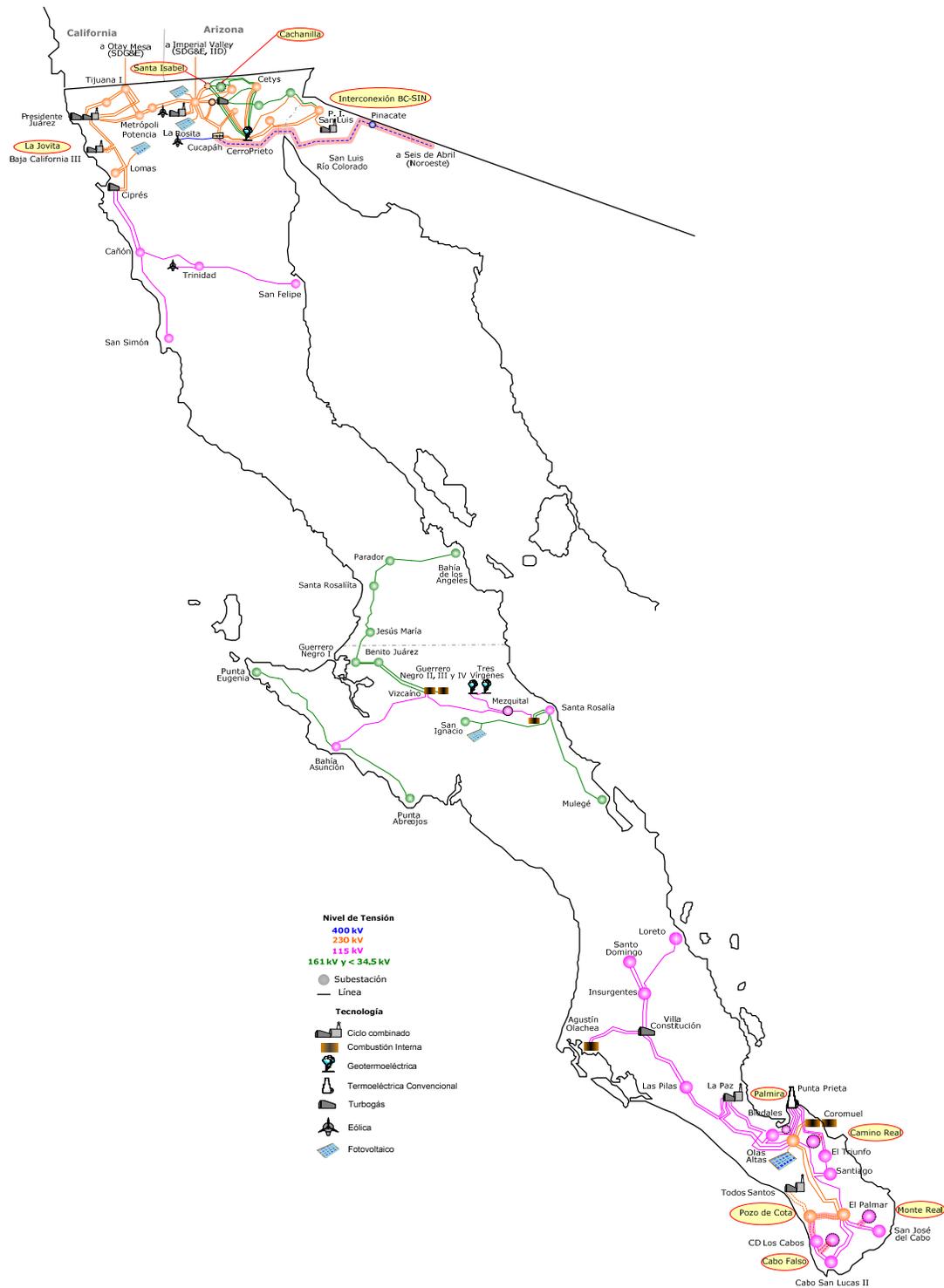
CUADRO 8.15 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|-------------------------|---------------|-------------------|-----------------------|-------------------------|
| Dzitnup MVar | Reactor | 400 | 144.6 | ene-15 |
| Riviera Maya MVar | Reactor | 400 | 116.6 | ene-15 |
| Carmen MVar | CEV | 115 | 15/50 Ind./Cap. | dic-15 |
| Escárcega Potencia MVar | Reactor | 230 | 24.0 | feb-17 |
| Xul Ha MVar | Reactor | 230 | 24.0 | feb-17 |
| Yalku MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | jun-17 |
| Tulum MVar | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 |
| Riviera Maya MVar | CEV | 400 | 90/300 Ind./Cap. | abr-20 |
| Valladolid MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | may-21 |
| Xul Ha MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | mar-24 |
| Chetumal Norte MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | mar-24 |
| Lerma MVar | Capacitor | 115 | 30.0 | sep-24 |
| Total | | | 869.2 | |

Ind. Inductivo
Cap. Capacitivo
CEV. Compensador estático de VAR

En la figura 8.16 se muestra la interconexión de proyectos de transmisión en la red de la Gerencia de Control Regional Baja California, Sistema Baja California Sur y Mulegé ; en los cuadros 8.16, 8.17 y 8.18, las características distintivas de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva en el periodo 2015 – 2024.

FIGURA 8.16 GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA Y SISTEMAS BAJA CALIFORNIA SUR Y MULEGÉ.



CUADRO 8.16 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|--|------------|-------------------|---------------|------------------|
| Cachanilla entronque Santa Isabel - Río Nuevo | 161 | 2 | 3.0 | jun-15 |
| Santa Isabel entronque La Rosita - Wisteria | 230 | 2 | 16.0 | jun-15 |
| Santa Isabel - Mexicali II ¹ | 161 | 2 | 13.6 | jun-15 |
| La Jovita entronque Presidente Juárez - Ciprés ^{1, 2} | 230 | 4 | 18.6 | feb-16 |
| Santa Isabel - Mexicali II ² | 161 | 2 | 13.5 | abr-16 |
| Mexicali II - Tecnológico | 230 | 2 | 20.0 | abr-17 |
| González Ortega entronque Mexicali II - Ruiz Cortines | 161 | 2 | 12.0 | abr-17 |
| Ejido San Luis entronque Chapultepec - Parque Industrial ^{1, 2} | 230 | 4 | 6.4 | oct-18 |
| Ejido San Luis entronque San Luis Rey - Parque Industrial ³ | 230 | 4 | 6.4 | oct-18 |
| Cerro Prieto III entronque La Rosita - Cerro Prieto II | 230 | 2 | 2.0 | abr-19 |
| Sánchez Taboada entronque La Rosita - Cerro Prieto II ² | 230 | 2 | 9.0 | abr-19 |
| Cucapah - Cerro Prieto II ² | 230 | 2 | 20.0 | abr-19 |
| Cucapah entronque La Rosita - Cerro Prieto II | 230 | 4 | 4.0 | abr-19 |
| Pinacate - Cucapah ¹ | 400 | 2 | 200.0 | abr-19 |
| La Jovita entronque Presidente Juárez - Lomas ³ | 230 | 4 | 18.4 | abr-19 |
| Chapultepec - Kilómetro Cuarenta y Tres ¹ | 230 | 2 | 11.0 | jun-21 |
| Kilómetro Cuarenta y Tres - El Arrajal ¹ | 230 | 2 | 120.0 | jun-21 |
| Ejido San Luis entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial | 230 | 2 | 6.4 | oct-22 |
| Ruiz Cortines entronque Ejido San Luis - Hidalgo | 230 | 2 | 6.0 | oct-22 |
| Cerro Prieto I - Cerro Prieto IV | 161 | 1 | 6.0 | abr-23 |
| Cucapah - Sánchez Taboada ² | 230 | 2 | 9.0 | abr-23 |
| Total | | | 521.3 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

^{2/} Tendido del segundo circuito

^{3/} Tendido del tercer y cuarto circuito

CUADRO 8.16 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-----------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Cachanilla Banco 1 | 1 | T | 40 | 161/13.8 | jun-15 |
| Santa Isabel Banco 3 | 4 | AT | 300 | 230/161 | jun-15 |
| Santa Isabel Banco 4 | 4 | AT | 300 | 230/161 | abr-16 |
| Cucapah | 1 | EA | 300 | 400/230 | abr-19 |
| Cachanilla Banco 2 | 1 | T | 40 | 161/13.8 | abr-20 |
| Centenario Banco 2 | 1 | T | 40 | 230/13.8 | abr-21 |
| Mexicali Oriente Banco 3 | 1 | T | 40 | 161/13.8 | abr-21 |
| Kilómetro Cuarenta y Tres Banco 1 | 1 | T | 40 | 230/13.8 | abr-21 |
| El Arrajal Banco 1 | 1 | AT | 133 | 230/115 | abr-21 |
| Carranza Banco 2 | 1 | T | 40 | 161/13.8 | abr-21 |

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Ruiz Cortines Banco 3 | 4 | AT | 300 | 230 /161 | oct-22 |
| González Ortega Banco 3 | 4 | T | 40 | 161/13.8 | abr-23 |
| San Luis Rey Banco 2 | 1 | T | 40 | 230/13.8 | abr-23 |
| Valle de Puebla Banco 2 | 1 | T | 40 | 230/13.8 | abr-23 |
| Total | | | 1,693 | | |

AT. Autotransformador
T. Transformador
EA. Estación Asíncrona

CUADRO 8.16 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVar | Fecha de entrada |
|------------------------|-----------|------------|----------------|------------------|
| San Simón MVar | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-17 |
| Centro MVar | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 |
| Mexicali II MVar | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 |
| González Ortega MVar | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 |
| Hidalgo MVar | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 |
| Packard MVar | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 |
| Guerrero MVar | Capacitor | 69 | 16.0 | abr-17 |
| México MVar | Capacitor | 69 | 16.0 | abr-17 |
| Ojos Negros MVar | Capacitor | 69 | 8.1 | abr-19 |
| 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 |
| Total | | | 209.6 | |
| Obra del PRODESEN 2015 | | | | |

CUADRO 8.17 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|---|------------|-------------------|---------------|------------------|
| Cabo Falso entronque Central Diesel Los Cabos - Cabo San Lucas II | 115 | 2 | 0.2 | jun-15 |
| Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo | 115 | 2 | 4.6 | abr-16 |
| Camino Real entronque Punta Prieta II - El Triunfo | 115 | 2 | 2.0 | abr-16 |
| Pozo de Cota - El Palmar | 230 | 2 | 54.0 | abr-18 |
| Pozo de Cota - Central Diesel Los Cabos | 115 | 2 | 14.0 | abr-18 |
| Datilito (San Juan de la Costa) - Derivación Olas Altas | 115 | 2 | 70.0 | jul-18 |
| Derivación Olas Altas - Olas Altas ¹ | 115 | 2 | 0.1 | jul-18 |
| Derivación Olas Altas - Bledales ¹ | 115 | 2 | 6.0 | jul-18 |
| Datilito (San Juan de la Costa) - Derivación Olas Altas | 115 | 2 | 70.0 | jul-18 |
| Todos Santos - Olas Altas | 230 | 2 | 120.0 | oct-18 |
| Aeropuerto Los Cabos entronque Cabo San Lucas II - El Palmar | 115 | 2 | 10.0 | jun-20 |
| Aeropuerto Los Cabos - Los Cabos ¹ | 115 | 2 | 18.0 | jun-20 |
| Aeropuerto Los Cabos - Pozo de Cota ¹ | 115 | 2 | 23.0 | jun-20 |
| Libramiento San José entronque El Palmar - Olas Altas | 230 | 2 | 2.0 | jun-21 |
| Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo | 115 | 2 | 20.0 | jun-21 |
| Libramiento San José - Monte Real ¹ | 115 | 2 | 3.0 | jun-21 |
| Total | | | 416.9 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

CUADRO 8.17 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|------------------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Cabo Falso Banco 1 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | jun-15 |
| Monte Real Banco 1 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | abr-16 |
| Camino Real Banco 1 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | abr-16 |
| Pozo de Cota Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-18 |
| Palmira Banco 2 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | jun-19 |
| Aeropuerto Los Cabos Banco 1 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | jun-20 |
| Monte Real Banco 2 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | jun-20 |
| Libramiento San José Banco 1 | 4 | AT | 300 | 230/115 | abr-21 |
| Cabo Falso Banco 2 | 1 | T | 30 | 115/13.8 | jun-21 |
| Total | | | 810 | | |

AT. Autotransformador
T. Transformador

CUADRO 8.17 PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS PARA EL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVA | Fecha de entrada |
|------------------------|-----------|------------|---------------|------------------|
| Bledales MVA | Capacitor | 115 | 12.5 | oct-17 |
| Santiago MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | oct-17 |
| Cabo Real MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-19 |
| Palmilla MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-19 |
| San José del Cabo MVA | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-19 |
| Villa Constitución MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-19 |
| Monte Real MVA | Capacitor | 115 | 12.5 | abr-19 |
| Insurgentes MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-19 |
| Loreto MVA | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-19 |
| El Palmar MVA | Capacitor | 115 | 30.0 | abr-20 |
| Total | | | 115.0 | |
| Obra del PRODESEN 2015 | | | | |

CUADRO 8.18 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS PARA EL SISTEMA MULEGÉ 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada |
|--|------------|-------------------|---------------|------------------|
| Guerrero Negro II (Vizcaíno) - Benito Juárez Maniobras | 34.5 | 2 | 42.2 | oct-15 |
| Mina - Santa Rosalía | 34.5 | 2 | 3.6 | feb-18 |
| Mezquital - San Lucas ¹ | 115 | 2 | 17.0 | jun-23 |
| Total | | | 62.8 | |

^{1/} Tendido del primer circuito

CUADRO 8.18 PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS PARA EL SISTEMA MULEGÉ 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada |
|-----------------------|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|
| Santa Rosalía Banco 2 | 1 | T | 20 | 34.5/13.8 | feb-18 |
| Mezquital Banco 1 | 1 | T | 20 | 115/34.5 | jun-23 |
| San Lucas Banco 1 | 1 | T | 20 | 115/34.5 | jun-23 |
| Total | | | 60 | | |

T. Transformador

Costos de inversiones 2015 – 2029.

El monto total necesario de infraestructura de transmisión para atender el servicio de energía eléctrica estimado por el CENACE considerando la Obra Pública Financiada y Obra de Recurso Propio, para el período 2015-2029, asciende a casi 138,054 millones de pesos de 2014, con la siguiente composición: 48.8% en obras de transmisión, 45.6% para transformación y 5.6% para compensación.

CUADRO 8.19 RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN.

| Líneas | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 38 | 344 | 1,172 | 1,123 | 371 | 0 | 0 |
| Obra de Recurso Propio | 810 | 722 | 1,625 | 2,646 | 5,044 | 3,368 | 2,721 | 2,303 |
| Obra Pública Financiada | 3,465 | 6,220 | 6,126 | 2,156 | 1,107 | 532 | 10 | 62 |
| Total | 4,276 | 6,979 | 8,095 | 5,974 | 7,274 | 4,271 | 2,731 | 2,364 |

| Líneas | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,048 |
| Obra de Recurso Propio | 1,913 | 9,534 | 8,887 | 1,931 | 1,044 | 594 | 1,190 | 44,333 |
| Obra Pública Financiada | 27 | 0 | 0 | 0 | 28 | 184 | 71 | 19,988 |
| Total | 1,940 | 9,534 | 8,887 | 1,931 | 1,073 | 778 | 1,261 | 67,368 |

| Líneas | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 400 kV | 2,101 | 4,492 | 4,138 | 2,324 | 3,833 | 2,035 | 919 | 434 |
| 230 kV | 422 | 1,453 | 1,293 | 975 | 882 | 1,092 | 754 | 1,088 |
| 161 - 69 kV | 1,753 | 1,035 | 2,662 | 2,675 | 2,559 | 1,144 | 1,058 | 843 |
| Total | 4,276 | 6,980 | 8,093 | 5,974 | 7,274 | 4,271 | 2,731 | 2,365 |

| Líneas | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|
| 400 kV | 508 | 8,076 | 7,690 | 1,513 | 466 | 354 | 777 | 39,660 |
| 230 kV | 904 | 707 | 570 | 225 | 520 | 306 | 350 | 11,541 |
| 161 - 69 kV | 528 | 750 | 627 | 194 | 87 | 119 | 133 | 16,167 |
| Total | 1,940 | 9,534 | 8,887 | 1,931 | 1,073 | 778 | 1,261 | 67,368 |

| Transformación | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 176 | 456 | 768 | 325 | 31 | 0 | 0 |
| Obra de Recurso Propio | 2,607 | 2,152 | 2,670 | 4,078 | 5,679 | 5,399 | 3,637 | 3,787 |
| Obra Pública Financiada | 4,644 | 4,061 | 5,153 | 1,276 | 419 | 220 | 0 | 0 |
| Total | 7,251 | 6,389 | 8,279 | 6,123 | 6,424 | 5,650 | 3,637 | 3,787 |

| Transformación | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,757 |
| Obra de Recurso Propio | 2,963 | 3,785 | 3,428 | 1,785 | 950 | 910 | 1,215 | 45,044 |
| Obra Pública Financiada | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 153 | 81 | 16,097 |
| Total | 2,963 | 3,785 | 3,428 | 1,785 | 1,040 | 1,063 | 1,296 | 62,899 |

| Transformación | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 400 kV | 1,286 | 1,953 | 2,561 | 1,021 | 1,017 | 1,263 | 589 | 1,177 |
| 230 kV | 1,726 | 1,374 | 2,523 | 1,743 | 1,417 | 1,535 | 1,230 | 1,315 |
| 161 - 69 kV | 4,239 | 3,062 | 3,195 | 3,359 | 3,989 | 2,852 | 1,818 | 1,295 |
| Total | 7,251 | 6,389 | 8,279 | 6,123 | 6,423 | 5,650 | 3,637 | 3,787 |

| Transformación | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 400 kV | 945 | 1,413 | 1,586 | 797 | 495 | 529 | 607 | 17,239 |
| 230 kV | 1,036 | 1,075 | 669 | 286 | 386 | 342 | 338 | 16,995 |
| 161-69 kV | 982 | 1,297 | 1,173 | 702 | 159 | 191 | 351 | 28,664 |
| Total | 2,963 | 3,785 | 3,428 | 1,785 | 1,040 | 1,063 | 1,296 | 62,899 |

| Compensación | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 98 | 249 | 115 | 6 | 0 | 0 | 0 |
| Obra de Recurso Propio | 109 | 127 | 116 | 463 | 644 | 457 | 249 | 163 |
| Obra Pública Financiada | 624 | 694 | 1,105 | 307 | 81 | 31 | 0 | 0 |
| Total | 733 | 919 | 1,470 | 885 | 730 | 487 | 249 | 163 |

| Compensación | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Obra PRODESEN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 468 |
| Obra de Recurso Propio | 241 | 627 | 710 | 141 | 138 | 86 | 122 | 4,392 |
| Obra Pública Financiada | 0 | 0 | 0 | 8 | 30 | 27 | 22 | 2,928 |
| Total | 241 | 627 | 710 | 150 | 167 | 114 | 144 | 7,787 |

| Compensación | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 400 kV | 224 | 608 | 1,145 | 422 | 268 | 184 | 160 | 32 |
| 230 kV | 267 | 117 | 8 | 19 | 67 | 62 | 0 | 0 |
| 161 - 69 kV | 241 | 195 | 317 | 444 | 395 | 242 | 89 | 131 |
| Total | 733 | 919 | 1,469 | 885 | 730 | 488 | 249 | 163 |

| Compensación | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Total |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| 400 kV | 41 | 443 | 615 | 121 | 152 | 80 | 117 | 4,612 |
| 230 kV | 4 | 15 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 579 |
| 161-69 kV | 196 | 169 | 75 | 29 | 16 | 34 | 26 | 2,597 |
| Total | 241 | 627 | 710 | 150 | 167 | 114 | 144 | 7,787 |

Costos de Inversión.

Se planifica de manera coordinada la expansión 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.

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

El cuadro 8.20 considera la construcción de 24,599 kilómetros-circuito (km-c) de líneas, 64,352 MVA de transformación y 12,090 MVA_r tomando en cuenta la Obra Pública Financiada y Obra de Recurso Propio para el período 2015—2029.

CUADRO 8.20 RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2015-2029.

| Líneas km-c | | | | | |
|-------------|--------|--------|--------------------------|-------------|-------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 266 | 94 | 359 | 1,463 | 1,823 |
| 2016 | 552 | 70 | 622 | 986 | 1,608 |
| 2017 | 2,006 | 1,082 | 3,088 | 1,056 | 4,144 |
| 2018 | 328 | 489 | 817 | 1,536 | 2,352 |
| 2019 | 494 | 437 | 931 | 544 | 1,475 |
| 2020 | 1,242 | 422 | 1,663 | 996 | 2,659 |
| 2021 | 0 | 466 | 466 | 518 | 984 |
| 2022 | 388 | 262 | 650 | 358 | 1,008 |
| 2023 | 38 | 675 | 713 | 614 | 1,327 |

| Líneas km-c | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------|--------------|---------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2024 | 6 | 401 | 407 | 259 | 666 |
| 2025 | 2,726 | 239 | 2,965 | 562 | 3,527 |
| 2026 | 1,000 | 108 | 1,108 | 183 | 1,291 |
| 2027 | 0 | 122 | 122 | 11 | 133 |
| 2028 | 390 | 380 | 770 | 112 | 882 |
| 2029 | 0 | 13 | 13 | 35 | 48 |
| Total | 9,435 | 5,259 | 14,694 | 9,233 | 23,927 |

| Líneas km-c | | | | | |
|--------------|------------|-----------|--------------------------|-------------|------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 |
| 2018 | 194 | 8 | 201 | 91 | 292 |
| 2019 | 13 | 64 | 77 | 270 | 347 |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 27 | 27 |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 207 | 72 | 278 | 394 | 672 |

| Subestaciones MVA | | | | | |
|-------------------|---------------|---------------|--------------------------|---------------|---------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 1,000 | 2,492 | 3,492 | 2,383 | 5,874 |
| 2016 | 3,210 | 1,230 | 4,440 | 2,131 | 6,571 |
| 2017 | 6,008 | 1,605 | 7,613 | 1,647 | 9,260 |
| 2018 | 875 | 2,093 | 2,968 | 1,497 | 4,465 |
| 2019 | 1,675 | 1,480 | 3,155 | 2,021 | 5,176 |
| 2020 | 875 | 1,358 | 2,233 | 2,708 | 4,941 |
| 2021 | 1,975 | 1,580 | 3,555 | 1,393 | 4,947 |
| 2022 | 500 | 1,173 | 1,673 | 419 | 2,093 |
| 2023 | 2,125 | 2,058 | 4,183 | 795 | 4,978 |
| 2024 | 1,450 | 1,298 | 2,748 | 330 | 3,078 |
| 2025 | 3,000 | 2,242 | 5,242 | 1,099 | 6,340 |
| 2026 | 375 | 300 | 675 | 300 | 975 |
| 2027 | 875 | 320 | 1,195 | 90 | 1,285 |
| 2028 | 1,000 | 708 | 1,708 | 45 | 1,753 |
| 2029 | 0 | 300 | 300 | 103 | 403 |
| Total | 24,943 | 20,238 | 45,181 | 16,960 | 62,141 |

| Subestaciones MVA | | | | | |
|-------------------|------------|--------------|--------------------------|-------------|--------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2018 | 0 | 625 | 625 | 8 | 633 |
| 2019 | 500 | 858 | 1,358 | 100 | 1,458 |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 120 | 120 |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 500 | 1,483 | 1,983 | 228 | 2,211 |

CUADRO 8.20 RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE COMPENSACIÓN
2015-2029.

| Compensación MVAr | | | | | |
|-------------------|--------------|--------------|--------------------------|--------------|---------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 261 | 0 | 261 | 253 | 514 |
| 2016 | 362 | 800 | 1,162 | 264 | 1,426 |
| 2017 | 3,025 | 48 | 3,073 | 102 | 3,175 |
| 2018 | 100 | 0 | 100 | 120 | 220 |
| 2019 | 800 | 0 | 800 | 612 | 1,412 |
| 2020 | 640 | 267 | 907 | 519 | 1,426 |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 181 | 181 |
| 2022 | 600 | 0 | 600 | 128 | 728 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 164 | 164 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 376 | 376 |
| 2025 | 283 | 18 | 301 | 135 | 436 |
| 2026 | 75 | 0 | 75 | 31 | 106 |
| 2027 | 1,075 | 0 | 1,075 | 38 | 1,113 |
| 2028 | 225 | 0 | 225 | 23 | 247 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 7,446 | 1,133 | 8,578 | 2,944 | 11,522 |

| Compensación MVar | | | | | |
|--------------------------|---------------|---------------|----------------------------------|--------------------|--------------|
| Año | 400 kV | 230 kV | Subtotal 400 y 230 kV | 161 - 69 kV | Total |
| 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 86 | 86 |
| 2018 | 200 | 0 | 200 | 259 | 459 |
| 2019 | 0 | 0 | 0 | 23 | 23 |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 200 | 0 | 200 | 367 | 567 |

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

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

En los cuadros 9.1, 9.2 y 9.3 se muestran los requerimientos de reforzamientos del primer ejercicio de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD 2015 – 2024.

CUADRO 9.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Núm. de circuitos | Longitud km-c | Fecha de entrada | Gerencia de Control |
|---|------------|-------------------|---------------|------------------|---------------------|
| La Palma entronque Moctezuma - Valle Esperanza ¹ | 115 | 1 | 0.2 | dic-16 | Norte |
| Hermosillo Cinco - Dynatech ¹ | 115 | 1 | 0.5 | dic-16 | Noroeste |
| Hermosillo Uno entronque Hermosillo Nueve - Rolando García Urrea ¹ | 115 | 1 | 0.3 | dic-16 | Noroeste |
| Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortiz ¹ | 115 | 1 | 1.0 | dic-16 | Norte |
| Maneadero entronque Ciprés - Cañón ² | 115 | 2 | 6.0 | abr-17 | Baja California |
| Angostura - Tapachula Potencia ^{2,5} | 400 | 2 | 193.5 | oct-17 | Oriental |
| Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 ² | 400 | 2 | 0.2 | abr-18 | Noroeste |
| Red asociada a la subestación Évora Banco 1 ³ | 115 | 1 | 1.5 | abr-18 | Noroeste |
| Red asociada a la subestación Portales Banco 1 ³ | 115 | 2 | 1.2 | abr-18 | Noroeste |
| Antea - Júpiter - Buena Vista Refuerzo y Modernización ³ | 115 | 1 | 8.0 | abr-18 | Occidental |
| Playacar - Chankanaab II ² | 115 | 1 | 25.0 | abr-18 | Peninsular |
| Playa del Carmen - Playacar ² | 115 | 1 | 2.5 | abr-18 | Peninsular |
| Red asociada a la subestación Morales SF6 Bancos 1 y 2 ³ | 230 | 1 | 11.0 | oct-18 | Central |
| Red asociada a la subestación Fisisa SF6 Bancos 1 y 2 ³ | 230 | 2 | 8.0 | oct-18 | Central |
| Aguascalientes Oriente - Cañada ² | 115 | 1 | 12.0 | abr-19 | Occidental |
| Puebla Dos - Lorenzo Potencia ^{2,4} | 400 | 2 | 13.0 | abr-19 | Oriental |
| Veracruz Dos - Tamarindo Dos ² | 115 | 1 | 36.0 | abr-19 | Oriental |
| Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas ^{1,4} | 230 | 2 | 17.0 | may-19 | Oriental |
| Guanajuato Potencia entronque Silao Potencia - Irapuato II ² | 230 | 2 | 46.3 | dic-19 | Occidental |
| Guanajuato Potencia entronque Guanajuato - Las Fresas ² | 115 | 2 | 22.0 | dic-19 | Occidental |
| Guanajuato Potencia entronque Guanajuato Sur - Castro del Río ² | 115 | 2 | 5.0 | dic-19 | Occidental |
| Total | | | 410.1 | | |

^{1/} Obra propuesta por Distribución

^{2/} Obra propuesta por Gerencia de Control Regional

^{3/} SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución

^{4/} Tendido del primer circuito

^{5/} Tendido del segundo circuito

SF6. Hexafluoruro de Azufre

CUADRO 9.2 OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024.

| Subestación | Cantidad | Equipo | Capacidad MVA | Relación de transformación | Fecha de entrada | Gerencia de Control |
|--|----------|--------|---------------|----------------------------|------------------|---------------------|
| El Habal Banco 1 ¹ | 1 | T | 10.5 | 115/13.8 | dic-16 | Noroeste |
| Lázaro Cárdenas Banco 1 Sustitución ¹ | 1 | T | 20 | 115/34.5 | dic-16 | Peninsular |
| Felipe Pescador Banco 1 ¹ | 1 | T | 30 | 115/13.8 | dic-16 | Norte |
| La Palma Banco 1 ¹ | 1 | T | 30 | 115/34.5 | dic-16 | Norte |
| Conejos Banco 1 Sustitución ¹ | 1 | T | 20 | 115/13.8 | dic-16 | Norte |
| Arenales Banco 2 ¹ | 1 | T | 20 | 115/34.5 | dic-16 | Norte |
| El Porvenir Banco 1 ¹ | 1 | T | 20 | 115/13.8 | dic-16 | Oriental |
| Acajete Banco 1 ¹ | 1 | T | 9.4 | 115/13.8 | dic-16 | Oriental |
| Portales Banco 1 ² | 1 | T | 40 | 115/13.8 | abr-18 | Noroeste |
| Évora Banco 1 ² | 1 | T | 30 | 115/13.8 | abr-18 | Noroeste |
| Mochis Centro Banco 2 ² | 1 | T | 30 | 115/13.8 | abr-18 | Noroeste |
| Querétaro I Banco 1 Sustitución ³ | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-18 | Occidental |
| Chankanaab II Bancos 3 y 4 ³ | 2 | T | 120 | 115/34.5 | abr-18 | Peninsular |
| Ahkimpech Banco 2 ² | 1 | T | 30 | 115/13.8 | abr-18 | Peninsular |
| Morelos Banco 3 ³ | 4 | AT | 300 | 230/115 | jun-18 | Oriental |
| Morales SF6 Bancos 1 y 2 ² | 2 | T | 120 | 230/23 | oct-18 | Central |
| Fisisa SF6 Bancos 1 y 2 ² | 2 | T | 120 | 230/23 | oct-18 | Central |
| Irapuato II Banco 3 ³ | 3 | AT | 100 | 230/115 | dic-18 | Occidental |
| Herradura Banco 2 ³ | 1 | AT | 40 | 115/69 | abr-19 | Baja California |
| Valle de las Palmas Banco 1 ³ | 1 | T | 20 | 115/13.8 | abr-19 | Baja California |
| Vallecitos Banco 1 ³ | 1 | T | 20 | 115/13.8 | abr-19 | Baja California |
| Valle de Guadalupe Banco 1 ³ | 1 | T | 20 | 115/13.8 | abr-19 | Baja California |
| Potrerillos Banco 4 ³ | 4 | T | 500 | 400/115 | abr-19 | Occidental |
| Aguascalientes Oriente Banco 2 ³ | 3 | AT | 225 | 230/115 | abr-19 | Occidental |
| Chihuahua Norte Banco 5 ³ | 3 | AT | 100 | 230/115 | abr-19 | Norte |
| Dos Bocas Banco 7 ³ | 4 | AT | 300 | 230/115 | may-19 | Oriental |
| Guanajuato Potencia Banco 1 ³ | 4 | AT | 133 | 230/115 | dic-19 | Occidental |
| Colima II Banco 3 ³ | 3 | AT | 100 | 230/115 | dic-19 | Occidental |
| Total | | | 2,733 | | | |

1/ Obra propuesta por Distribución

2/ SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución

3/ Obra propuesta por Gerencia de Control Regional

4/ Tendido del primer circuito

5/ Tendido del segundo circuito

SF6. Hexafluoruro de Azufre

CUADRO 9.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024.

| Compensación | Equipo | Tensión kV | Capacidad MVAR | Fecha de entrada | Gerencia de Control |
|--------------------------------------|-----------|------------|----------------|------------------|---------------------|
| Tamazunchale MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 7.5 | oct-16 | Noreste |
| La Palma MVAR ² | Capacitor | 13.8 | 1.8 | dic-16 | Norte |
| Hidalgo MVAR ¹ | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 | Baja California |
| González Ortega MVAR ¹ | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 | Baja California |
| Packard MVAR ¹ | Capacitor | 161 | 21.0 | abr-17 | Baja California |
| San Simón MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-17 | Baja California |
| Guerrero MVAR ¹ | Capacitor | 69 | 16.0 | abr-17 | Baja California |
| México MVAR ¹ | Capacitor | 69 | 16.0 | abr-17 | Baja California |
| Tecate Dos MVAR ¹ | Capacitor | 13.8 | 1.8 | abr-17 | Baja California |
| Tecate MVAR ¹ | Capacitor | 13.8 | 3.6 | abr-17 | Baja California |
| Santiago MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 7.5 | abr-17 | Baja California Sur |
| Bledales MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 12.5 | oct-17 | Baja California Sur |
| Cementos Fortaleza MVAR ¹ | Capacitor | 85 | 7.5 | abr-18 | Central |
| Pachuca MVAR ^{1,4} | Capacitor | 85 | 30.0 | abr-18 | Central |
| Guamúchil Dos MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Noroeste |
| Évora MVAR ³ | Capacitor | 13.8 | 1.8 | abr-18 | Noroeste |
| Mochis Centro MVAR ³ | Capacitor | 13.8 | 1.8 | abr-18 | Noroeste |
| Portales MVAR ³ | Capacitor | 13.8 | 2.4 | abr-18 | Noroeste |
| Santa Fe II MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 | Occidental |
| Guanajuato MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 | Occidental |
| Lagos MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 | Occidental |
| Río Grande MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-18 | Occidental |
| Querétaro Oriente MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Occidental |
| Buenavista MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Occidental |
| La Fragua MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Occidental |
| Dolores Hidalgo MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Occidental |
| La Griega MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 22.5 | abr-18 | Occidental |
| Cerro Hueco MVAR ¹ | Capacitor | 69 | 5.0 | abr-18 | Occidental |
| Ahkimpech MVAR ³ | Capacitor | 13.8 | 1.2 | abr-18 | Peninsular |
| Morales MVAR ³ | Capacitor | 23 | 18.0 | oct-18 | Central |
| Fisisa MVAR ³ | Capacitor | 23 | 18.0 | oct-18 | Central |
| Esperanza MVAR ¹ | Reactor | 13.8 | 21.0 | oct-18 | Noroeste |
| Donato Guerra MVAR ¹ | Reactor | 400 | 100.0 | dic-18 | Central |
| Ojos Negros MVAR ¹ | Capacitor | 69 | 8.1 | abr-19 | Baja California |
| Paraíso MVAR ¹ | Capacitor | 115 | 15.0 | abr-19 | Oriental |
| Total | | | 562.0 | | |

1/ Obra propuesta por Gerencia de Control Regional

2/ Obra propuesta por Distribución

3/ SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución

4/ Proviene de Apasco

Tablas con listado de elementos para modernización.

En los cuadros 9.4 y 9.5, se muestran los requerimientos de modernización del primer ejercicio de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD 2015 – 2024.

CUADRO 9.4 OBRAS DE MODERNIZACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024.

| 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 Ortiz - 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 |
| 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 Dos | 400 | 1,350 | dic-17 | Occidental |
| L1 Agustín Millán Dos - 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 |

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Capacidad MW | Fecha de entrada | Gerencia de Control |
|-------------------------------|------------|--------------|------------------|---------------------|
| 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 9.5 OBRAS DE MODERNIZACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024.

| Línea de Transmisión | Tensión kV | Cambio de equipo | Longitud km-c | Fecha de entrada | Gerencia de Control |
|---|------------|------------------|---------------|------------------|---------------------|
| Museo - Río Verde ¹ | 115 | sí | - | abr-16 | Noreste |
| El Fresnal - Subestación Cananea ¹ | 230 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Subestación Cananea - Observatorio ¹ | 230 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Santa Ana - Industrial Caborca ¹ | 230 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Puerto Libertad - Hermosillo Aeropuerto ¹ | 230 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis ¹ | 115 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Louisiana - Mochis Las Villas ¹ | 115 | sí | - | abr-16 | Noroeste |
| Recalibración de la LT San Francisco - San Roque ² | 115 | sí | 6.5 | dic-16 | Occidental |
| Recalibración de la LT Silao Potencia - Silao ² | 115 | sí | 4.6 | dic-16 | Occidental |
| Retiro de la LT Acatlán - Mezquitán ² | 69 | no | 96.5 | dic-16 | Occidental |
| Recalibración de la LT Potrerillos - San Francisco ² | 115 | sí | 6.1 | dic-16 | Occidental |
| Cárdenas ^{1,3} | 69 | - | - | abr-17 | Baja California |
| Torreón Sur - Ramos Arizpe Potencia ¹ | 400 | sí | - | abr-17 | Norte |
| Palizada - Yebucibi ¹ | 115 | sí | 8.4 | abr-18 | Central |
| Atacomulco Potencia - Yebucibi ¹ | 115 | sí | 15.1 | abr-18 | Central |
| Pachuca - Actopan ^{1,5} | 85 | sí | 15.9 | abr-18 | Central |
| Vito - Juando ¹ | 85 | sí | 19.0 | abr-18 | Central |
| Samalayuca - Samalayuca Sur L1 ¹ | 230 | - | 3.8 | abr-18 | Norte |
| Samalayuca - Samalayuca Sur L2 ¹ | 230 | - | 4.0 | abr-18 | Norte |
| Fresnillo - Río Grande ¹ | 115 | - | 65.0 | abr-18 | Occidental |
| Herradura - Valle de Guadalupe ¹ | 115 | - | 63.0 | abr-19 | Baja California |
| Valle de Guadalupe - Lomas ¹ | 115 | - | 38.0 | abr-19 | Baja California |
| Valle de Guadalupe entronque Herradura - Valle de las Palmas ¹ | 115 | - | 5.4 | abr-19 | Baja California |
| Matamoros Potencia - RIMIR ¹ | 138 | sí | - | abr-19 | Noreste |
| Plaza - Valle Oriente ¹ | 115 | - | 0.5 | abr-19 | Noreste |
| Tecnológico - Valle Oriente ¹ | 115 | - | 0.5 | abr-19 | Noreste |
| Plaza - San Agustín ¹ | 115 | - | 3.2 | abr-19 | Noreste |
| Loma Larga - San Agustín ¹ | 115 | - | 3.2 | abr-19 | Noreste |
| Cárdenas - Comalcalco ¹ | 115 | sí | 34.9 | abr-19 | Oriental |
| Comalcalco - Comalcalco Oriente ¹ | 115 | sí | 6.3 | abr-19 | Oriental |
| Veracruz Uno - Sacrificios ^{1,4} | 115 | sí | 5.4 | abr-19 | Oriental |
| Villa de García - Parque Industrial Kalos ¹ | 115 | sí | - | abr-20 | Noreste |
| Pemex - La Fe ¹ | 115 | sí | - | abr-20 | Noreste |
| Total | | | 405.3 | | |

1/ Obra propuesta por Gerencia de Control Regional

2/ Obra propuesta por Distribución

3/ Cambio de conductor en bus

4/ Cable Subterráneo

5/ Tendido del primer circuito

Tablas con listado de elementos para modernización de la subdirección de transmisión.

En los cuadros 9.6, 9.7, 9.8 y 9.9 se muestran los requerimientos de modernización de instalaciones mayores de 30 años de servicio en el periodo 2016 - 2021.

CUADRO 9.6 METAS FÍSICAS (SUBESTACIONES > 30 AÑOS) MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN.¹

| Componentes | Unidad | Unidades | | | | | | Total |
|---|--------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | |
| Apartarrayos para LT | pza | 802 | 938 | 881 | 832 | 738 | 698 | 4,889 |
| Sistemas de tierras | torre | 1,138 | 1,182 | 1,001 | 923 | 1,086 | 751 | 6,081 |
| Ángulo de blindaje | torre | 649 | 592 | 532 | 488 | 452 | 446 | 3,159 |
| Distancias dieléctricas | torre | 84 | 306 | 81 | 288 | 94 | 295 | 1,148 |
| Hilo de guarda | km | 511 | 1,612 | 749 | 490 | 614 | 1,325 | 5,301 |
| Cable Conductor | km | 294 | 350 | 350 | 370 | 494 | 580 | 2,438 |
| Protección catódica | torre | 34 | 122 | 152 | 351 | 141 | 123 | 923 |
| Cimentaciones | torre | 818 | 753 | 724 | 660 | 662 | 728 | 4,345 |
| Estructuras Intermedias/Rompetramos | pza | 106 | 99 | 136 | 117 | 81 | 69 | 608 |
| Aislamiento convencional/sintético | torre | 2,253 | 2,647 | 2,868 | 2,489 | 3,424 | 1,334 | 15,015 |
| Sistema antiaves | torre | 801 | 887 | 881 | 821 | 802 | 906 | 5,098 |
| Sistema antirobo | torre | 208 | 195 | 187 | 185 | 165 | 165 | 1,105 |
| Obra Civil Asociada (Deslaves, Obras de arte) | torre | 461 | 457 | 531 | 479 | 476 | 416 | 2,820 |

^{1/} Fuente: Subdirección de Transmisión

CUADRO 9.7 MONTO DEL PROYECTO (MILLONES DE PESOS) MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (> 30 AÑOS) DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN.¹

| Componentes | Monto por año | | | | | | Total |
|---|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | |
| Apartarrayos para LT | 47 | 55 | 52 | 49 | 44 | 41 | 288 |
| Sistemas de tierras | 68 | 71 | 60 | 55 | 65 | 45 | 365 |
| Ángulo de blindaje | 36 | 33 | 29 | 27 | 25 | 25 | 174 |
| Distancias dieléctricas | 4 | 15 | 4 | 14 | 5 | 15 | 57 |
| Hilo de guarda | 26 | 81 | 37 | 25 | 31 | 66 | 265 |
| Cable Conductor | 56 | 67 | 67 | 70 | 94 | 110 | 463 |
| Protección catódica | 1 | 2 | 3 | 7 | 3 | 2 | 18 |
| Cimentaciones | 126 | 116 | 111 | 102 | 103 | 112 | 671 |
| Estructuras Intermedias/Rompetramos | 310 | 287 | 400 | 345 | 235 | 199 | 1,775 |
| Aislamiento convencional/sintético | 43 | 51 | 55 | 48 | 60 | 26 | 282 |
| Sistema antiaves | 16 | 18 | 18 | 16 | 16 | 18 | 102 |
| Sistema antirobo | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 55 |
| Obra Civil Asociada (Deslaves, Obras de arte) | 9 | 9 | 11 | 10 | 10 | 8 | 56 |
| Subtotal en equipamiento | 752 | 814 | 857 | 778 | 696 | 676 | 4,573 |
| Puesta en Servicio | 23 | 49 | 51 | 47 | 42 | 54 | 265 |
| Monto Total del Proyecto | 775 | 863 | 908 | 825 | 738 | 730 | 4,838 |

^{1/} Fuente: Subdirección de Transmisión

CUADRO 9.8 METAS FÍSICAS (SUBESTACIONES > 30 AÑOS) MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN.¹

| Componentes | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|
| Subestaciones (Equipo Primario) | | | | | | | |
| Interruptores 400 kV | 22 | 10 | 9 | 10 | 21 | 3 | 75 |
| Interruptores 230 kV | 134 | 125 | 73 | 69 | 47 | 58 | 506 |
| Interruptores 115 kV | 53 | 68 | 82 | 34 | 24 | 51 | 312 |
| Interruptores < 115 kV | 364 | 145 | 105 | 55 | 22 | 16 | 707 |
| Cuchillas 400 kV | 104 | 92 | 67 | 60 | 67 | 35 | 425 |
| Cuchillas 230 kV | 476 | 235 | 176 | 229 | 221 | 169 | 1,506 |
| Cuchillas 115 kV | 231 | 224 | 237 | 230 | 152 | 183 | 1,257 |
| Cuchillas < 115 kV | 651 | 203 | 272 | 106 | 23 | 65 | 1,320 |
| DP's o DPI's 400 kV | 49 | 36 | 23 | 12 | 22 | 6 | 148 |
| DP's o DPI's 230 kV | 75 | 101 | 58 | 43 | 61 | 39 | 377 |
| DP's o DPI's 115 kV | 67 | 55 | 64 | 55 | 38 | 42 | 321 |
| DP's o DPI's < 115 kV | 112 | 89 | 51 | 12 | 0 | 3 | 267 |
| TC's 400 kV | 71 | 27 | 49 | 30 | 49 | 28 | 254 |
| TC's 230 kV | 272 | 144 | 181 | 211 | 183 | 159 | 1,150 |
| TC's 115 kV | 97 | 116 | 68 | 54 | 54 | 46 | 435 |
| TC's < 115 kV | 59 | 3 | 138 | 0 | 9 | 3 | 212 |
| AP's 400 kV | 83 | 73 | 69 | 39 | 48 | 33 | 345 |
| AP's 230 kV | 207 | 161 | 124 | 138 | 117 | 147 | 894 |
| AP's 115 kV | 54 | 140 | 82 | 130 | 96 | 65 | 567 |
| AP's < 115 kV | 351 | 216 | 140 | 42 | 43 | 40 | 832 |
| Barras 400 kV | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 0 | 7 |
| Barras 230 kV | 10 | 4 | 3 | 5 | 4 | 5 | 31 |
| Barras 115 kV | 8 | 6 | 11 | 3 | 2 | 0 | 30 |
| Barras < 115 kV | 32 | 17 | 14 | 30 | 24 | 26 | 143 |
| Transformadores (Sustitución) | 14 | 15 | 20 | 21 | 20 | 10 | 100 |
| Transformadores (Modernización Sistemas) | 121 | 112 | 72 | 52 | 54 | 18 | 429 |
| Reactores | 28 | 4 | 6 | 0 | 7 | 1 | 46 |
| Capacitores | 103 | 59 | 62 | 21 | 14 | 23 | 282 |
| Plantas de Emergencia | 19 | 12 | 15 | 4 | 8 | 3 | 61 |
| Tableros de Transferencia Automática | 25 | 12 | 7 | 2 | 14 | 3 | 63 |
| Bancos de Baterías | 48 | 43 | 37 | 10 | 33 | 24 | 195 |
| Cargadores | 36 | 29 | 44 | 27 | 10 | 8 | 154 |
| Tableros de Servicios Propios CD y CA | 380 | 261 | 212 | 310 | 210 | 226 | 1,599 |
| Protección y Medición | | | | | | | |
| Esquemas de Protección 400 kV | 11 | 10 | 6 | 2 | 3 | 2 | 34 |
| Esquemas de Protección 230 kV | 12 | 5 | 22 | 6 | 6 | 30 | 81 |
| Esquemas de Protección 115 kV | 39 | 14 | 25 | 0 | 1 | 0 | 79 |
| Esquemas de Protección < 115 kV | 4 | 16 | 8 | 0 | 6 | 0 | 34 |
| Esquemas de Medición | 391 | 195 | 115 | 42 | 42 | 25 | 810 |

| Componentes | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Protección y Medición | | | | | | | |
| Tableros Integrales 400 kV | 21 | 36 | 17 | 14 | 16 | 8 | 112 |
| Tableros Integrales 230 kV | 79 | 84 | 70 | 53 | 57 | 58 | 401 |
| Tableros Integrales 115 kV | 52 | 19 | 21 | 43 | 26 | 42 | 203 |
| Tableros Integrales < 115 kV | 5 | 14 | 20 | 3 | 52 | 26 | 120 |
| Casetas de Control Prefabricadas | 37 | 9 | 25 | 27 | 21 | 12 | 131 |
| Esquemas Discretos | 29 | 1 | 5 | 3 | 8 | 0 | 46 |
| Esquemas Integradores de Información | 23 | 9 | 12 | 24 | 16 | 4 | 88 |
| Registadores de Disturbio | 186 | 124 | 122 | 97 | 45 | 140 | 714 |
| PMU | 31 | 10 | 11 | 17 | 2 | 0 | 71 |
| Cable de Control | 2,157,661 | 2,063,155 | 1,900,800 | 1,527,268 | 874,643 | 930,848 | 9,454,374 |
| Control | | | | | | | |
| SICLE | 22 | 9 | 4 | 11 | 14 | 13 | 73 |
| Subsistema Remoto SSR | 164 | 206 | 68 | 17 | 22 | 9 | 486 |
| Simulador | 47 | 49 | 25 | 28 | 51 | 2 | 202 |
| Subsistema Local | 125 | 111 | 49 | 53 | 42 | 19 | 399 |
| Aplicaciones SICLE | 18 | 26 | 5 | 2 | 6 | 6 | 63 |
| SIME | 2 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 5 |
| Concentrador de Información de Instalación | 24 | 17 | 6 | 13 | 9 | 17 | 86 |
| Nodo Secundario | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 2 | 6 |
| Aplicaciones SIME | 6 | 15 | 14 | 13 | 5 | 2 | 55 |
| IMEEP | 437 | 290 | 452 | 393 | 355 | 394 | 2,321 |
| MM SCADA | 105 | 72 | 87 | 7 | 34 | 46 | 351 |
| SINALPT | 28 | 31 | 10 | 14 | 6 | 6 | 95 |
| IMARP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Control del CEV | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 3 |
| Sistema de Control y Protección | 5 | 9 | 2 | 1 | 0 | 6 | 23 |
| Válvula de Tiristores | 3 | 2 | 4 | 1 | 0 | 6 | 16 |
| Sistema de Enfriamiento | 1 | 2 | 4 | 1 | 0 | 2 | 10 |
| Sistema Auxiliares para CEV | 5 | 1 | 5 | 4 | 1 | 2 | 18 |
| Sistema de Monitoreo y Control | 2 | 5 | 5 | 0 | 2 | 6 | 20 |
| Comunicaciones | | | | | | | |
| Equipo Digital de Teleprotección (EDT) | 86 | 92 | 100 | 96 | 54 | 46 | 474 |
| Ondas Portadoras por Líneas de Alta Tensión (OPLAT) (Conmutador Datos) | 57 | 56 | 56 | 44 | 33 | 34 | 280 |
| Multiplex. PDH, Switch Capa 3, Access Point | 167 | 177 | 163 | 148 | 134 | 152 | 941 |
| Conmutadores de Voz | 69 | 54 | 60 | 127 | 29 | 56 | 395 |
| Radio Portátil (VHF - FM) | 418 | 225 | 228 | 293 | 58 | 312 | 1,534 |
| Radio Móvil (VHF - FM) | 276 | 183 | 155 | 171 | 70 | 176 | 1,031 |
| Radio Repetidores Digitales (VHF - FM) | 31 | 25 | 16 | 12 | 10 | 21 | 115 |

| Componentes | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|
| Subestaciones (Equipo Primario) | | | | | | | |
| Radio Bases Digitales (VHF - FM) | 90 | 61 | 22 | 22 | 21 | 87 | 303 |
| Consola de Control Remoto | 28 | 23 | 3 | 8 | 2 | 6 | 70 |
| Sistema Troncalizado | 15 | 34 | 20 | 31 | 33 | 26 | 159 |
| Microondas | 58 | 68 | 63 | 80 | 68 | 82 | 419 |

^{1/} Fuente: Subdirección de Transmisión

CUADRO 9.9 MONTO DEL PROYECTO (MILLONES DE PESOS) MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES (> 30 AÑOS) DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN.¹

| Especialidad | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Subestaciones (Equipo Primario) | 2,270 | 1,364 | 1,374 | 1,106 | 1,126 | 717 | 7,957 |
| Protección y Medición | 405 | 316 | 292 | 272 | 223 | 211 | 1,719 |
| Control | 459 | 417 | 332 | 246 | 190 | 379 | 2,024 |
| Comunicaciones | 239 | 235 | 212 | 211 | 154 | 191 | 1,242 |
| Puesta en Servicio | 101 | 70 | 66 | 55 | 51 | 45 | 388 |
| Obra Civil Asociada | 202 | 140 | 133 | 110 | 102 | 90 | 777 |
| Total | 3,677 | 2,542 | 2,409 | 2,001 | 1,845 | 1,633 | 14,107 |

^{1/} Fuente: Subdirección de Transmisión

Resumen de inversiones para modernización por nivel de tensión de la subdirección de transmisión.

En el cuadro 9.10 se muestra un resumen de los requerimientos de modernización de instalaciones mayores de 30 años de servicio en el periodo 2016 – 2021.

CUADRO 9.10 MONTO DEL PROYECTO (MILLONES DE PESOS) MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES (> 30 AÑOS) DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN.¹

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Modernización Transmisión | | | | | | | |
| Líneas | 775 | 863 | 908 | 825 | 738 | 730 | 4,838 |
| 400 kV | 209 | 233 | 335 | 330 | 190 | 217 | 1,513 |
| 230 kV | 449 | 504 | 463 | 408 | 421 | 408 | 2,654 |
| 161 - 69 kV | 116 | 125 | 110 | 87 | 127 | 106 | 671 |
| Subestaciones | 3,677 | 2,542 | 2,409 | 2,001 | 1,845 | 1,633 | 14,107 |
| 400 kV | 642 | 390 | 273 | 184 | 255 | 146 | 1,890 |
| 230 kV | 1,795 | 1,349 | 1,288 | 1,191 | 1,066 | 933 | 7,621 |
| 161 - 69 kV | 1,239 | 804 | 848 | 626 | 525 | 554 | 4,596 |
| Total | 4,451 | 3,405 | 3,317 | 2,825 | 2,583 | 2,363 | 18,945 |

^{1/} Fuente: Subdirección de Transmisión

OBRAS DE TRANSMISIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Se presentan 3 proyectos relevantes derivados del primer documento de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista. Los costos de inversión tentativos se obtuvieron del COPAR 2013 y de información técnica de proveedores. Será necesario consultar a expertos para una evaluación más confiable de los costos de inversión.

Enlace San Lorenzo – Puebla Dos.

Se presentan los beneficios obtenidos al incrementar la capacidad de transmisión en el enlace San Lorenzo – Puebla Dos en 500 MW, ante el escenario de falta de gas en la zona Centro Occidente del país, para el año 2019.

En esta situación, como se ha descrito en secciones previas, se saturarían varios enlaces de transmisión.

Para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico en la región Centro, se requiere contar con este refuerzo que incrementará de 4,300 a 4,800 MW el límite de transmisión entre las regiones Temascal – Centro.

El cuadro 10.1 muestra:

- El costo de inversión de la línea de transmisión con 3 conductores por fase en 400 kV, con una longitud de 13 km y sus alimentadores en la SE San Lorenzo y la SE Puebla II.
- El ahorro de costos de producción por concepto de combustibles, operación y mantenimiento.
- El beneficio neto y la relación beneficio – costo.

CUADRO 10.1 ENLACE SAN LORENZO – PUEBLA DOS.

| Beneficio - Costo (millones de USA \$) VP₂₀₁₇ | | | |
|---|---|-----------------------------|---------------------------------|
| Costo de inversión | Ahorro en combustibles + operación y mantenimiento | Beneficio neto total | Relación beneficio-costo |
| 6.77 | 9.65 | 2.88 | 1.43 |

Se concluye que el incremento en la capacidad de transmisión de este enlace, permite obtener un beneficio de 2.88 millones de USA \$ de 2015, así como una mayor confiabilidad en el sistema eléctrico ante el escenario descrito.

Enlace Angostura – Tapachula Potencia.

El proyecto para incrementar la capacidad de transmisión de Angostura a Tapachula Potencia, consiste en el tendido del segundo circuito de la línea existente que fue construida con torres de doble

circuito y tendido del primero, con un total de 193.5 km de longitud, con conductor calibre 1113 MCM de tipo ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced) y doble conductor por fase aislado y operado en el nivel de tensión de 400 kV.

Adicionalmente, se requiere para su conexión al sistema eléctrico la construcción de un alimentador en la subestación Angostura y otro alimentador en la subestación Tapachula, ambos en 400 kV, así como, la instalación de un reactor de línea de 75 MVar con fase de reserva (incluye reactor de neutro).

El flujo de inversiones del proyecto para la realización de este proyecto, se muestra en el cuadro 10.2.

**CUADRO 10.2 ENLACE
ANGOSTURA – TAPACHULA
POTENCIA.**

| Flujo de inversiones (millones de USA \$ de 2015) | |
|--|------------------|
| Periodo | Inversión |
| 2015 | 0.9 |
| 2016 | 19.2 |
| 2017 | 19.2 |
| Total | 39.3 |

Los beneficios anuales esperados se determinaron con base en el promedio de las ganancias anuales obtenidas, por las transacciones de energía hacia

Guatemala realizadas en los últimos años, las cuales se indican en el cuadro 10.3. El promedio anual es de 13.2 millones de USA \$.

CUADRO 10.3 GANANCIAS POR TRANSACCIONES DE ENERGÍA A TRAVÉS DEL ENLACE ANGOSTURA – TAPACHULA POTENCIA.

| Año | Total facturado (millones de USA \$ de 2015) | Ganancia (millones de USA \$ de 2015) |
|------------|---|--|
| 2010 | 41.6 | 13.1 |
| 2011 | 67.6 | 4.4 |
| 2012 | 40.2 | 9.5 |
| 2013 | 24.9 | 12.4 |
| 2014 | 58.7 | 26.7 |

El cuadro 10.4, muestra los beneficios que se obtienen al llevar a cabo este proyecto, indicando:

- El costo total de inversión del proyecto.
- La ganancia total por venta de energía.
- El beneficio neto total y la relación beneficio – costo.

CUADRO 10.4 ENLACE ANGOSTURA – TAPACHULA POTENCIA.

| Indicadores Económicos (millones de USA \$) en VP₂₀₁₅ | | | |
|---|--|-----------------------------|---------------------------------|
| Costo total de inversión | Ganancia total por venta de energía | Beneficio neto total | Relación beneficio-costo |
| 34.2 | 114.0 | 79.7 | 3.3 |

Se concluye que al construir un nuevo circuito entre Angostura – Tapachula Potencia, se obtiene un beneficio neto de 79.7 millones de USA \$ en valor presente de 2015, considerando un horizonte de 30 años de vida del proyecto, así como, una mayor confiabilidad en la exportación de energía hacia Guatemala.

Cable submarino de 115 kV Playa del Carmen – Cozumel.

Para garantizar en el mediano y largo plazo el suministro de energía eléctrica hacia la Isla de Cozumel, tanto en estado normal como ante contingencia sencilla, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, se plantea el proyecto de cable submarino/subterráneo, de playa del Carmen hacia la Isla Cozumel.

Mercado eléctrico. La actividad principal en la Isla de Cozumel es el turismo, por lo que el tipo de carga es predominantemente hotelera. Los pronósticos de carga estiman un crecimiento promedio anual de 4.3 % para los próximos 14 años, ver cuadro 10.5.

CUADRO 10.5 DEMANDA DE LA ZONA DE INFLUENCIA.

| Subestaciones | Cozumel | Chankanaab | Chankanaab II | Demanda Coincidente de Zona |
|----------------------|------------------|-------------------|----------------------|------------------------------------|
| Nodo | COZ-34.5 | CHB-34.5 | CHS-34.5 | |
| v1 / v2 | 34.5/13.8 | 34.5/13.8 | 34.5/13.8 | |
| 2010 | 12 | 9 | 14 | 36 |
| 2011 | 16 | 11 | 12 | 39 |
| 2012 | 14 | 10 | 13 | 37 |
| 2013 | 15 | 11 | 15 | 40 |
| 2014 | 13 | 13 | 15 | 42 |
| 2015 | 14 | 14 | 15 | 43 |
| 2016 | 14 | 14 | 16 | 45 |
| 2017 | 15 | 15 | 17 | 46 |
| 2018 | 16 | 15 | 17 | 48 |
| 2019 | 16 | 16 | 18 | 50 |
| 2020 | 17 | 17 | 19 | 53 |
| 2021 | 18 | 18 | 20 | 55 |
| 2022 | 18 | 18 | 21 | 57 |
| 2023 | 19 | 19 | 21 | 60 |
| 2024 | 20 | 20 | 23 | 63 |
| 2025 | 21 | 21 | 24 | 66 |
| 2026 | 22 | 22 | 25 | 69 |
| 2027 | 23 | 23 | 26 | 72 |
| 2028 | 24 | 24 | 27 | 75 |
| 2029 | 25 | 25 | 28 | 79 |
| tmca % ^{1/} | | | | |
| (2015-2029) | 4.3 | 4.3 | 4.3 | 4.3 |

^{1/} tmca referida a 2014

Infraestructura eléctrica. Actualmente se cuenta con dos enlaces subterráneo/submarino en 34.5 kV, para el suministro de la demanda a la isla Cozumel, desde la SE Playa de Carmen (PCN) 34.5 kV. El enlace entró en operación en el primer semestre de 1999 y esta infraestructura tiene un tiempo de vida de 25 años, es decir que estos conductores terminarían su vida útil para el año 2024.

A su vez, dentro de la isla se tienen 3 subestaciones conectadas en anillo en 34.5 kV, una Central de Generación turbogas (opera con diésel) con una capacidad instalada de 53 MW (1 máquina de 25 MW y 2 de 14 MW).

Problemática de operación. Debido a la condición operativa en la isla Cozumel desde antes del año 2008, no es posible soportar la primera contingencia sencilla, debido a que el flujo máximo de transmisión hacia la isla está restringido a 42 MW, debido a problemas de bajo voltaje sin contingencia en las subestaciones: Chankanaab (CHB), Chankanaab II (CHS) y Cozumel (COZ).

El costo de inversión total del proyecto es de 136.6 millones de USA \$ de 2015. En el cuadro 10.6 se indica el perfil de inversiones.

Proyecto propuesto. Para garantizar el suministro de energía eléctrica futuro hacia la isla de Cozumel, se propone incrementar la capacidad de transmisión mediante un enlace de 115 kV subterráneo/submarino hacia la isla de Cozumel y transformación 115/34.5 kV.

El proyecto consiste en el tendido de un enlace subterráneo/submarino de 115 kV, conformado por un cable con aislamiento XLPE de calibre 1,000 mm²/500 mm², con una capacidad de transmisión de 140 MW, que conecta las SE Playacar y Chankanaab II en 115 kV, con una longitud de dicho enlace de aproximadamente 24 km, compensación capacitiva de 18 MVar en la red de 34.5 kV de la isla de Cozumel, 3 transformadores de 115/34.5 kV, 40 MVA cada uno y 10 alimentadores en 34.5 kV. Asociado a esta obra un cable subterráneo en 115 kV de subestación Playa del Carmen a subestación Playacar.

CUADRO 10.6 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO DE CABLE SUBTERRÁNEO/SUBMARINO PLAYA DEL CARMEN – COZUMEL.

| Flujo de inversiones (millones USA \$ 2015) | |
|--|------------------|
| Periodo | Inversión |
| 2016 | 36.9 |
| 2017 | 71.8 |
| 2018 | 28.0 |
| Total | 136.6 |

Se simuló la operación futura del proyecto, considerando que los cables actuales en 34.5 kV continúan operando hasta el 2029. Para el caso sin proyecto, las unidades turbogas instaladas en la Isla de Cozumel no se retirarían de operación para continuar atendiendo la demanda en la Isla.

Los resultados de los casos con y sin el proyecto indican que de no realizarse la instalación de éste, se tendrían sobrecostos de producción considerables, debido a que gran parte de la demanda tendría que suministrarse a partir de la generación turbogas de la

Isla, asimismo, saturación del transporte marítimo para llevar el diésel a Cozumel, riesgos potenciales de contaminación ante derrame de combustible, incremento en la emisiones de gases contaminantes por un mayor uso de la generación turbogas y degradación de la confiabilidad de suministro de energía eléctrica. En el cuadro 10.7 se presenta el resumen de indicadores económicos.

CUADRO 10.7 INDICADORES ECONÓMICOS DEL PROYECTO DE CABLE SUBTERRÁNEO/SUBMARINO PLAYA DEL CARMEN – COZUMEL.

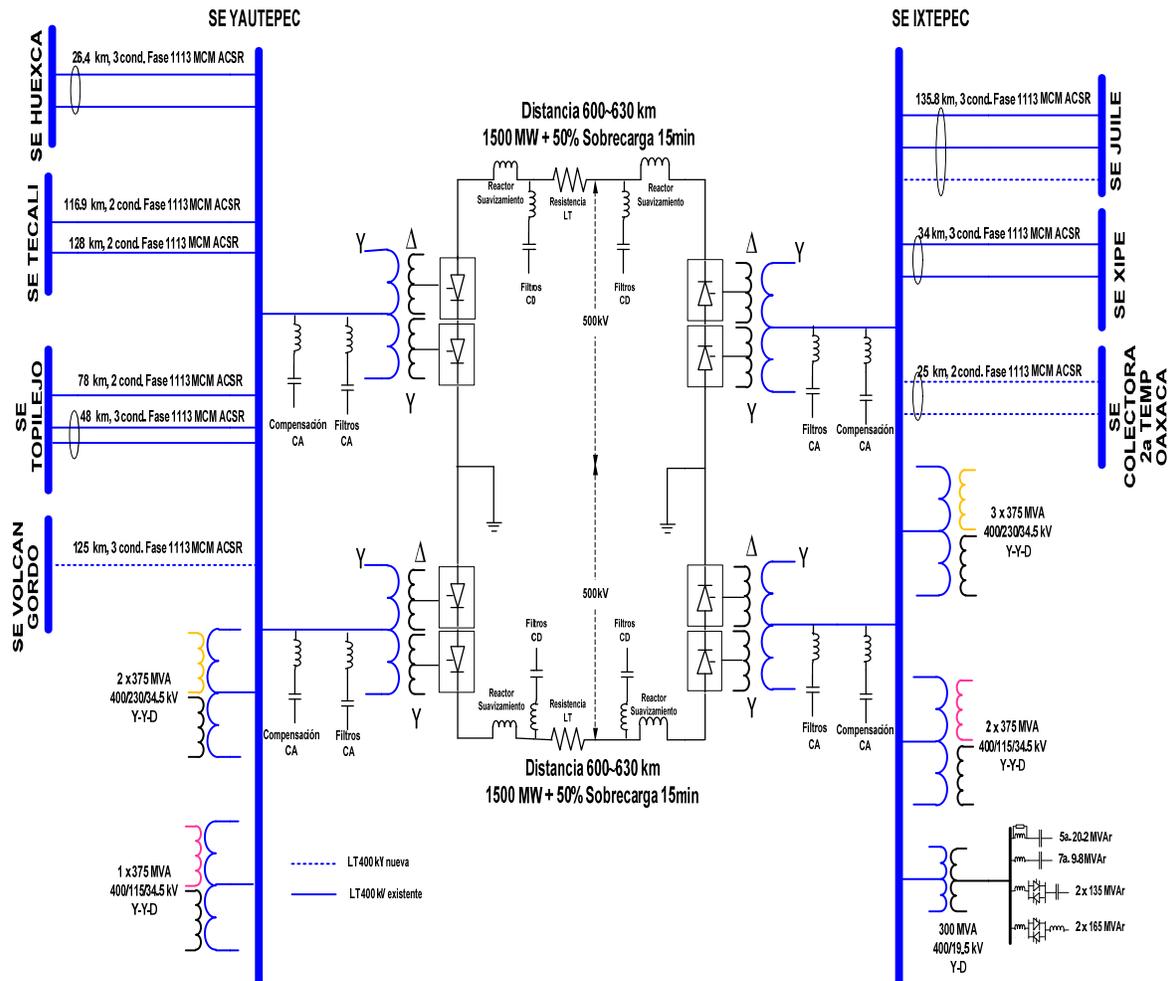
| Indicadores Económicos (millones de USA \$) en VP₂₀₁₆ | | | |
|---|---------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Costo total de inversión | Ahorro en costos de producción | Beneficio neto total | Relación beneficio-costo |
| 125.3 | 394.6 | 269.4 | 3.15 |

Los ahorros en costos de producción serían de 394.6 millones de USA \$ en valor presente de 2016 (año de inicio de las erogaciones), un beneficio neto total de 269.4 millones de USA \$ y relación beneficio-costo de 3.15.

ALTERNATIVA DE RED 2ª. TEMPORADA ABIERTA DE OAXACA. LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA BIPOLAR DE ± 500 kV, 3,000 MW

Está en proceso de análisis y documentación integral un proyecto de transmisión de una línea bipolar de corriente directa de ± 500 kV, 3,000 MW, en lugar de la red de transmisión en corriente alterna programada para la segunda temporada abierta de generación eólica del estado de Oaxaca. En la figura 11.1 se ilustra de manera esquemática con información preliminar la línea de transmisión en corriente directa entre las estaciones convertidoras de Ixtepec Potencia y Yautepec Potencia.

FIGURA 11.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA ENTRE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS DE IXTEPEC POTENCIA Y YAUTEPEC POTENCIA.



Los avances del estudio técnico y económico muestran beneficios notables con el proyecto de corriente directa. En el cuadro 11.1 se muestra un resumen de indicadores de evaluación para el proyecto en corriente alterna tal como fue diseñado originalmente para la 2ª. Temporada Abierta de Oaxaca y, el propuesto para corriente directa haciendo uso del derecho de vía previsto para el proyecto original.

Costos de inversión. Para la determinación de los costos de la alternativa en corriente directa, se utilizó la información disponible en el COPAR 2013, aunque se tuvo información de otras referencias resultaba incierta la misma por lo que se tomó la decisión de utilizar la del documento oficial de la CFE del 2013. En el costo de inversión no se está cuantificando el costo adicional que representaría diseñar la infraestructura en corriente directa para soportar el 50% o un porcentaje menor de sobrecarga por 15 minutos ante la falla de uno de los polos. Algunas referencias consideran conveniente contemplar desviaciones de hasta un 50% en los costos de inversión estimados. Asimismo, en la opción de corriente directa, se incluyen los costos de inversión de 2 líneas de 400 kV, ellas son: 3ª línea Juile – Ixtepec Potencia y línea Yautepec Potencia – Volcán Gordo. Recalibración del 3º circuito de 400 kV Yautepec Potencia – Topilejo y tendido del 2º circuito de 400 kV Volcán Gordo – Agustín Millán. Para el proyecto original en corriente alterna, el costo de inversión se obtuvo de una actualización de costos realizada por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la CFE en abril de 2015.

Estudios eléctricos en corriente directa. Para la realización de los estudios de confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional en estado permanente y dinámico, se utilizaron modelos de librería del simulador PSS/E. La resistencia de la línea de transmisión se calculó con valores típicos de conductores ACSR; los controles dinámicos de la potencia activa en corriente directa, con datos típicos. Están pendientes estudios eléctricos adicionales de resonancia subsíncrona, componentes armónicas, sobretensiones y otros que resulten necesarios. Para los escenarios de la demanda, se analizó el comportamiento de la red eléctrica en la estación de verano e invierno del. De estos escenarios se determinó el límite operativo de transmisión en las 2 alternativas de red eléctrica, resultando de 4800 MW en corriente alterna y 6000 MW en corriente directa.

Contingencia de un polo con 1500 MW. Para mantener el comportamiento estable del Sistema Eléctrico ante la pérdida de un polo, operando la red de transmisión a su límite máximo de 6,000 MW de flujo de potencia del Sureste al Centro, se simuló una sobrecarga del 50 % en el polo en operación con los ajustes típicos del control dinámico; en estas condiciones, se asumió que el equipo de las estaciones convertidoras y de transmisión-transformación tendría la capacidad para operar con esta sobrecarga durante algunos minutos.

Los resultados obtenidos se clasifican como preliminares por haberse utilizado en los estudios modelos y parámetros típicos para la línea bipolar de corriente directa de \pm 500 kV, 3,000 MW.

Capacidad de integración de generación renovable. Al tener el proyecto de corriente directa una capacidad de transmisión de 1,200 MW mayor a la de corriente alterna, se consideró esta capacidad disponible para la integración futura de mayores bloques de generación renovable, pudiendo ser ésta eólica o hidráulica. En el verano se podrían adicionar 1,200 MW de generación eólica estando el despacho de la generación hidráulica al 100 %, sin embargo, para el invierno donde se presentan los mayores factores de planta en la generación eólica, se podrían integrar adicionalmente 1,200 MW de generación eólica pero se tendría que reducir el despacho de la generación hidroeléctrica a valores en el orden del 45 %. Esta condición se podría resolver en la fase de planeación operativa con estudios para una administración efectiva del despacho de la generación eólica e hidráulica.

Estudios de energía y económicos. Estos estudios se realizaron con el simulador PEGYT, dividiendo el SIN en 50 regiones, pronósticos de precios de combustibles, adiciones de generación, disponibilidad de la generación y pronósticos de la demanda entre otros. Se obtuvieron resultados relevantes de: costos de producción de energía eléctrica y energía no suministrada.

Pérdidas I²R y de energía. Para el cálculo se utilizó el simulador PSS/E para diferentes niveles de transmisión e información estadística de las transferencias de potencia del Sureste al Centro proyectadas con la adición de mayor capacidad de generación en el Sureste.

Estaría pendiente la determinación de los beneficios por las menores emisiones de CO₂ en la alternativa de corriente directa respecto a la de corriente alterna.

En el cuadro 11.1 se muestra una serie de indicadores de cada una de las alternativas. Del balance económico al considerar los beneficios de la adición de 1,000 MW de generación eólica, sin cuantificar los beneficios de la reducción de emisiones de CO₂ del proyecto de corriente directa, para el estudio a 30

años, el proyecto en corriente directa tiene un beneficio de 1,047 millones de USA \$ a valor presente de 2016 respecto al proyecto de corriente alterna. Considerando estos indicadores de evaluación, el proyecto de corriente directa sería la mejor alternativa de transmisión.

CUADRO 11.1 INDICADORES DE EVALUACIÓN.

| Indicadores de evaluación | Proyecto Sureste corriente alterna | Proyecto Sureste corriente directa | Beneficio corriente directa |
|--|---|---|------------------------------------|
| Costo de Inversión millones USA \$ VP 2016 | 564 | 996 | -432 |
| Capacidad de Transmisión Sureste – Centro en MW | 4,800 | 6,000 | 1,200 |
| Potencial de Integración de capacidad adicional de generación renovable en MW. | 2,483 | 3,683 | 1,200 ^{1/} |
| Pérdidas I ² R para un flujo al Centro de 4800 MW | 1,320 | 1,238 | 82 MW |
| Beneficio por Pérdidas de energía en GWh/año. millones USA \$ VP 2016 | Referencia | 142 | 142 ^{2/} |
| Beneficios de Costos de Producción millones USA \$ VP 2016 con la adición de 1000 MW de generación eólica en el Sureste del país | 3,143 | 4,375 | 1,232 ^{3/} |
| Beneficios por Energía no suministrada millones USA \$ VP 2016 | 487 | 592 | 105 |
| Beneficio total valor presente 2016 millones USA \$ | 3,066 | 4,113 | 1,047 ^{4/} |
| Reducción de emisiones CO ₂ | Pendiente | Pendiente | Pendiente |

^{1/} Capacidad potencial de generación factible de integrarse.

^{2/} Considera una evaluación durante 7624 hs por año con diferentes valores de pérdidas y un costo marginal de 500 \$/MWh

^{3/} Considera los beneficios de la instalación de 1000 MW de generación eólica en el Sureste del país en la alternativa de corriente directa.

^{4/} Este beneficio incluye las mejoras en costos de producción si se adicionaran 1,000 MW de generación eólica en el Sureste del país. Paridad 15.0 \$ / USA \$.

SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL “PRODESEN” 2016 - 2030

De los análisis realizados para el PRODESEN 2015 – 2029 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. Enlace asíncrono Back to Back México – Guatemala.

Las características eléctricas de una red radial interconectada al SEN favorece la presencia espontánea de oscilaciones electromecánicas entre la red eléctrica de América Central y la de México. Esta problemática se acentúa en la época de alta generación hidroeléctrica de esa región. Con la instalación de un enlace asíncrono Back to Back se resolvería el problema de oscilaciones y se aprovecharía en mayor grado la capacidad de transformación en la subestación Los Brillantes (Guatemala).

Está previsto para mayo de 2016 la puesta en operación comercial de la central generadora eléctrica Huinalá con 137 MW que serán exportados a la República de Guatemala; asimismo, en proceso la instalación de un segundo autotransformador de 400/230 kV, 225 MVA en la subestación Los Brillantes con lo que se tendría una capacidad de transformación total de 450 MVA. Actualmente la CFE exporta hasta 120 MW a Guatemala.

La instalación del enlace asíncrono permitiría la eliminación de la problemática de oscilaciones electromecánicas, la exportación del generador “Generadora Eléctrica Huinalá” y la exportación adicional de energía eléctrica de generadores del Sistema Eléctrico de México.

A la fecha no ha habido avance en el proyecto de la temporada abierta de la Rumorosa, sin embargo, de acuerdo a los objetivos de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, uno de ellos consiste en el monto de integración de generación renovable. Asimismo, por la reciente Reforma

2. Enlaces asíncronos México – USA.

Por las características topológicas de los Sistemas Eléctricos de México y Estados Unidos de América, el SEN no puede operar interconectado síncronamente al Sistema de Estados Unidos de América, debido a riesgos potenciales en la estabilidad del Sistema Mexicano.

El problema de estabilidad se resuelve con la instalación de enlaces asíncronos que provén las ventajas de: evitar propagación de disturbios entre sistemas eléctricos, no afectar capacidades de corto circuito, fuente de restablecimiento de sistemas ante colapsos y enlaces para transacciones comerciales de energía eléctrica entre ambas naciones.

Actualmente se tienen 4 enlaces asíncronos con la compañía eléctrica ERCOT en la frontera con el estado de Texas USA con una capacidad total de 436 MW.

Por confiabilidad de los sistemas eléctricos, para incrementar las fuentes de respaldo en emergencias y las transacciones comerciales de energía eléctrica, resultan ser instalaciones eléctricas atractivas técnica y comercialmente.

3. Interconexión del Sistema Baja California Norte al SIN. Esta obra está registrada en el programa de la CFE y se estudiará para su definición final.

En 2013 el CENACE y la Subdirección de Programación (ambos de la CFE en su momento) realizaron un estudio eléctrico para definir los requerimientos de infraestructura eléctrica que permitieran la interconexión permanente del Sistema Baja California Norte al SIN. El estudio contemplaba la integración de 920 MW de generación eólica de la temporada abierta de la Rumorosa.

Energética y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista se renueva la necesidad de realizar una actualización del estudio de interconexión para aprovechar las diversidades técnicas y económicas de los Mercados Eléctricos de USA y de México.

Con la interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California Norte al SIN se tendría un gran Sistema Nacional, aprovechamiento simultáneo de las fuentes de generación de todo el país en un solo Mercado Eléctrico, la integración de generación eólica de la Rumorosa y los beneficios en transacciones comerciales con USA.

4. Interconexión del Sistema Baja California Sur al SIN.

El Sistema Eléctrico de Baja California Sur tiene una demanda máxima de 454 MW y se opera aislado eléctricamente del resto de los Sistemas Eléctricos de México. El combustible para su generación es combustóleo y diésel; la combinación de eficiencias de los generadores y el combustible utilizado redundan en altos costos de producción.

Esa zona geográfica, posee un alto potencial para la instalación de generación solar, sin embargo, por la intermitencia de esta generación en días nublados, ser un pequeño sistema eléctrico, no tener la capacidad de generación instalada ni la flexibilidad operativa para remplazar dinámicamente y por predespacho la falta de la misma; la integración de generación solar está muy limitada.

El estudio de la interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California Sur al SIN tendría los beneficios de mejorar la confiabilidad de este sistema, reducir sus costos de producción, participar en el Mercado Eléctrico Mayorista y permitir mayor capacidad de integración de generación solar y eólica con beneficios al Mercado Eléctrico y a las tarifas eléctricas de los usuarios finales.

5. Corredores de transmisión internos en corriente directa.

La Península de Baja California, el Noroeste y Occidente del país principalmente poseen los mayores potenciales para la instalación de generación solar. El estado de Tamaulipas, la zona de la Rumorosa el Centro-Occidente y Sureste poseen los mayores potenciales para la integración de generación eólica. Aunque la firmeza de integración de generación solar es baja, con la liberación de los certificados de energías limpias y mayores eficiencias tecnológicas de la generación solar, es muy probable que en los siguientes años se incremente notablemente la interconexión de generación solar. La combinación de los proyectos de cogeneración, ciclos combinados de autoabastecimiento, ciclos combinados de la CFE y la integración de altos bloques de generación eólica y solar requerirán del

transporte de energía eléctrica de centros de generación muy distantes a los centros de consumo. La aplicación de tecnología de transmisión en corriente directa presentará beneficios en capacidad de transferencia de potencia, confiabilidad del sistema, reducción de congestiones en la red, menores costos de producción y de pérdidas I²R.

6. Evolución de la generación del Sistema Baja California Norte por proyectos en riesgo de ser diferidos o cancelados por la CFE.

Ante la eventualidad de cancelación o diferimiento de proyectos de generación a base de gas natural de la CFE, será necesario evaluar el comportamiento de ese Sistema.

7. Proyecto de generación de Santa Rosalía Dos y red asociada prevista para el 2018.

Para mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Mulegé, será necesario que este proyecto de generación y red asociada ya autorizado por Hacienda a la CFE mantenga la fecha programada para la puesta en operación comercial.

8. Identificación de necesidades de regulación de voltaje dinámica en zonas de alta densidad de carga como: zona Bajío, ciudad de Monterrey y ciudad de México.

Durante los estudios eléctricos se detectaron requerimientos significativos de compensación de potencia reactiva capacitiva en la época de verano para la zona Bajío y zona Monterrey e invierno para la ciudad de México. Por el crecimiento pronosticado de la demanda y generación local en cada una de estas zonas la problemática de estabilidad de voltaje se acentuará en la medida que la demanda sea cada vez mayor respecto a la generación local. En estas condiciones tiene aplicación las fuentes dinámicas de control de voltaje.

9. Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión San Bernabé – Topilejo.

De acuerdo al programa indicativo de generación, en los siguientes 5 años se instalarán ciclos combinados en el estado de Morelos, Sureste del país y la segunda temporada abierta de generación eólica en el estado de Oaxaca. Por los incrementos significativos de nueva generación aumentará la inyección de energía

eléctrica en la subestación de 400 kV de Topilejo, que a su vez incidirá en incrementos en la transmisión de la subestación Topilejo a la subestación San Bernabé.

10. Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tula – Querétaro Potencia Maniobras.

De acuerdo al programa indicativo de generación, en los siguientes 5 años se instalarán ciclos combinados en el Occidente y Norte del país con lo cual en la época invernal principalmente se incrementarán las transferencias de potencia de la subestación Querétaro Potencia Maniobras a la Subestación Tula.

11. Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tepic Dos – Cerro Blanco.

Derivado de los proyectos en proceso de gas natural en el Noroeste del país, en los siguientes 5 años se instalarán 5 ciclos combinados de la CFE, asimismo, esa región del país presenta altos potenciales para la instalación de generación solar; de acuerdo a las previsiones de nueva generación en la época invernal se tendrán notables transferencias de potencia del Noroeste al Occidente del país, por lo que resultará necesario la modernización del corredor de transmisión de la subestación Tepic Dos a la subestación Cerro Blanco.

En subsecuentes análisis, seguramente se irán detectando otras necesidades del SEN que serán propuestas a la SENER con oportunidad.

AGRADECIMIENTOS

Eduardo Meraz Ateca

Director General del CENACE

Manuel Alanis Sieres

Encargado de la Dirección de Operación

Gustavo Villa Carapia

Encargado de la Subdirección de Planeación

Sergio Romo Ramírez

Subgerente de Análisis de Redes Eléctricas

Carlos Flores Peña

Encargado de la Gerencia de Recursos de Generación

Ingenieros de Análisis del Centro Nacional de Control de Energía y Alterno

Encargado de la Subdirección de Operación

Gerentes de Control Regionales

Jefes de los Sistemas Baja California Sur y Mulegé

Ingenieros de Análisis de Redes Eléctricas de las Gerencias de Control Regionales

Central

Oriental

Occidental

Noroeste

Norte

Noreste

Peninsular

Baja California

Ingenieros de Análisis de Redes Eléctricas de los Sistemas eléctricos aislados

Baja California Sur

Mulegé



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

