



**SENER**

SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL  
**SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL**

2021-2035





**Ciclo Combinado**, Sonora, México. **Biomasa**, UNAM, Ciudad de México. **Nucleoeléctrica**, Laguna Verde, Veracruz. **Líneas de transmisión**, Manzanillo, Colima. **Geotermia**, Los Humeros, Michoacán. **Fotovoltaica**. **Eólica**. **Hidroeléctrica**, La Yesca, Nayarit. Comisión Federal de Electricidad.



## ÍNDICE

<b>I.</b>	<b>Presentación</b>	<b>5</b>
<b>II.</b>	<b>Marco Legal</b>	<b>9</b>
<b>III.</b>	<b>Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional</b>	<b>17</b>
	3.1. Conformación actual del Sistema Eléctrico	19
	3.2. Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional	19
	3.3. Principales enlaces internacionales	22
	3.4. Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	24
	3.5. Evolución de la Capacidad Instalada a la red de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2021	28
	3.6. Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	29
	3.7. Evolución de la Producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional	30
<b>IV.</b>	<b>Demanda y consumo 2020-2034 y 2050</b>	<b>33</b>
	4.1. Industria eléctrica	37
	4.2. Consumo bruto 2020	38
	4.2.1. Consumo final y usuarios 2020	40
	4.2.2. Eficiencia energética	41
	4.2.3. Movilidad y transporte eléctrico	42
	4.2.4. Generación Distribuida	42
	4.3. Demanda máxima 2020	45
	4.3.1. Demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional 2020	46
	4.4. Entorno económico 2019	47
	4.5. Pronóstico de demanda y de consumo 2020-2035	48
	4.6. Escenario macroeconómico 2021-2035	49
	4.7. Consumo bruto de energía eléctrica 2021-2035	50
	4.7.1. Consumo final 2021-2035	52
	4.7.2. Pérdidas de energía eléctrica 2020-2034	54
	4.7.3. Movilidad eléctrica	55
	4.7.4. Generación Distribuida 2021-2035	57
	4.8. Demanda máxima 2021-2035	59
	4.9. Análisis del Impacto de la Contingencia Sanitaria 2020	64
	4.9.1. Sectores Económico, Consumo Bruto, y Demanda máxima 2020	64
	4.10. Matriz Energética 2035-2050	68
	4.10.1. Matriz Energética Sector Residencial 2035-2050	70
	4.10.2. Matriz Energética Sector Comercial 2035-2050	73
<b>V.</b>	<b>Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)</b>	<b>79</b>
	5.1. Generación Distribuida	84
	5.2. Programa Indicativo de incorporación de centrales eléctricas	88
	5.3. Evolución de precios de combustibles	92
	5.4. Margen de reserva	93
	5.5. Emisiones de CO <sub>2</sub>	95



<b>VI.</b>	<b>Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT)</b>	<b>97</b>
6.1.	Objetivos de los proyectos de Ampliación y Modernización	99
6.2.	Proceso de Ampliación de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	100
6.3.	Proceso de Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	101
6.4.	Proyectos instruidos por la SENER de 2015 a 2021	102
6.4.1.	Proyectos instruidos por SENER en operación	102
6.4.2.	Proyectos instruidos por SENER que entrarán en operación de 2021 a 2026	103
6.5.	Propuesta de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	110
6.6.	Proyecto en estudio en la Red Nacional de Trasmisión	158
<b>VII.</b>	<b>Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista</b>	<b>161</b>
7.1.	Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las redes generales de distribución	164
7.1.1.	Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios	164
7.1.2.	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida	165
7.1.3.	Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas	165
7.2.	Incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica	166
7.2.1.	Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas	166
7.3.	Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las Redes Generales de Distribución y en el suministro eléctrico	168
7.3.1.	Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD	168
7.4.	Cumplir con los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista para las Redes Generales de Distribución	174
7.4.1.	Construir la infraestructura para participar en el Mercado Eléctrico	174
7.5.	Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)	174
7.5.1.	Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI	175
<b>ANEXO</b>		<b>177</b>



# 1

## *Presentación*



**Fotografía 2.** Central Ciclo Combinado "Tula". Tula, Hidalgo. 3 de octubre de 2019. CFE.



## PRESENTACIÓN

El Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el instrumento que detalla la planeación anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con un horizonte a quince años y que concreta la política energética nacional en materia de electricidad, alineada al Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019 - 2024.

En este PRODESEN se define la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, en la cual se incluyen los elementos relevantes de otros instrumentos de planeación, tales como el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

Hay que destacar que el Sistema Eléctrico Nacional es un sistema integrado que da servicio a más de 120 millones de usuarios que habitan en dos millones de kilómetros cuadrados, representando uno de los mayores sistemas eléctricos del mundo.

La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) requieren de una rigurosa planeación, cuya base legal se establece bajo el mandato y al amparo de nuestra Constitución Política, así como de las subsecuentes disposiciones legales que, derivadas de ésta, rigen en nuestro país, a fin de continuar satisfaciendo:

1. La demanda de energía eléctrica.
2. La reducción de los costos del suministro eléctrico.
3. La conservación y mejora de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, a la vez que se cumple con la protección ambiental.

Bajo este contexto, este documento presenta aquellas propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cumpliendo con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y en la Ley de Transición Energética.

Además, de acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el cual tiene como propósito estratégico del Gobierno de México, garantizar el suministro básico de electricidad para toda la población, el campo e industria, a precios accesibles, también es necesario contemplar la recuperación de la capacidad de generación y transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a fin de que sea la empresa del Estado la que genere y respalde al SEN.

Así, la Secretaría de Energía contempla los proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Bajo esta premisa y de conformidad con la política energética del Gobierno de México, se propone la reactivación del desarrollo de centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para lo cual se plantea en el mediano plazo la incorporación de centrales de ciclo combinado, pero principalmente la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes.

Con los proyectos que se plantean en el presente documento, la Secretaría de Energía (SENER) dirige la planeación del SEN, garantizando el suministro de energía eléctrica conforme a los requerimientos del desarrollo nacional, coordinando las diferentes fuentes de generación de la CFE y los privados.



La electricidad es un servicio público indispensable y el Gobierno de México debe garantizar su acceso universal, contribuyendo de esta forma al crecimiento económico del país en condiciones de calidad y mejor precio para el consumidor, todo ello bajo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico.

Desde luego, otro de los propósitos de la planeación es cumplir con los compromisos ambientales contraídos con las instancias internacionales en relación con la reducción de emisiones y cambio climático, por lo que se propone el incremento ordenado de la generación eléctrica mediante energías limpias y renovables. El futuro nos demanda hoy que se haga un uso racional y sostenible de todos los recursos energéticos y de todas las tecnologías disponibles para el desarrollo nacional, así como integrar de manera ordenada, sostenible y confiable, las energías limpias y renovables en la matriz energética nacional.

Este PRODESEN es una actualización del documento anterior, versión cuya publicación se tuvo que posponer debido a las limitaciones de trabajo impuestas por la pandemia de COVID-19. Al presentarse esta edición actualizada, se cumple con la normatividad de la planeación en esta materia, en lo concerniente al Sistema Eléctrico Nacional.





# 2

## *Marco constitucional y legal*



**Fotografía 3.** Trabajos en torre de transmisión. Acapulco, Guerrero. CFE.



## II. MARCO CONSTITUCIONAL Y LEGAL

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), establece los objetivos, metas, estrategias y prioridades que deberán adoptarse para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional, procurando que su operación se realice en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; para lo cual, deberá dar cumplimiento a los objetivos de Energías Limpias y considerar las necesidades de proyectos de inversión que los transportistas y distribuidores deben llevar a cabo.

Está sustentado en los artículos 25, párrafo quinto, 26, 27, párrafo sexto y 28, cuarto párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que establecen los principios de rectoría económica del Estado; planeación del desarrollo nacional; actividades estratégicas y la regulación de actividades económicas no reservadas al Estado.

En materia de energía eléctrica, los artículos 25, párrafo quinto y 27 párrafo sexto de la Carta Magna disponen que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación.

Además, en el artículo 26 constitucional en su apartado A, se sientan las bases para la organización de un sistema de planeación del desarrollo nacional a través de un Plan Nacional de Desarrollo al que se sujetarán los programas de la Administración Pública Federal. Asimismo, señala que corresponde al Poder Ejecutivo establecer los procedimientos de participación y consulta popular en el sistema nacional de planeación democrática y los criterios para la formulación, instrumentación, control y evaluación del plan y los programas de desarrollo, así como los órganos responsables del proceso de planeación.

Por su parte, el artículo 28, párrafo cuarto constitucional, prevé que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, la generación de energía nuclear y el servicio público de transmisión

y distribución de energía eléctrica son áreas estratégicas, cuyas funciones le corresponden a la Nación, de manera exclusiva sin que ello constituya monopolios.

Adicionalmente, deben destacarse las siguientes disposiciones que rigen las actividades que se encuentran sujetas a la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y que constituyen la materia objeto del PRODESEN:

- La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF) en su artículo 9 confiere a las dependencias y entidades de la Administración Pública Centralizada y Paraestatal, la facultad de conducir sus actividades en forma programada, con base en las políticas que establezca el Ejecutivo Federal para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo. Asimismo, su artículo 33, fracciones I, y V, faculta a la Secretaría de Energía para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, para lo cual podrá realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia; así como para llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional.
- Ley de Planeación (LP), en su artículo 4, señala que es responsabilidad del Ejecutivo Federal conducir la planeación nacional del desarrollo con la participación democrática de la sociedad. Asimismo, su artículo 16, fracción VIII, confiere a las dependencias de la Administración Pública Federal la facultad para coordinar la elaboración y ejecución de los programas especiales y regionales que correspondan conforme a su ámbito de atribuciones.
- La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) contiene, entre otras disposiciones, lo siguiente:
  - a. Define en su artículo 3, fracción XXXII al PRODESEN como el documento expedido por la Secretaría de Energía que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y



retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

b. Faculta en su artículo 11, fracción III, a la Secretaría de Energía para dirigir el proceso de planeación y elaboración del PRODESEN; como un instrumento de planeación a largo plazo que contemple los requerimientos de infraestructura necesaria para satisfacer el consumo y demanda de energía eléctrica del país, así como las estrategias que permitirán incrementar la confiabilidad y el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, a efecto de satisfacer las necesidades de energía eléctrica para el desarrollo social y económico del país, garantizando el acceso universal a precios asequibles para la población y buscar disminuir la dependencia energética.

c. Señala en sus artículos 14 y 68 los principios que rigen el PRODESEN, en los que se considera procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente; coordinarse con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico; incorporar mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, y considerar la expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución que se requieran para interconectar la Generación Distribuida.

d. La Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 14, fracción XVI, faculta a la Secretaría de Energía para promover la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, señala en su artículo 29, fracciones II y V, que la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios debe establecer un análisis exhaustivo de la evolución tecnológica en materia de generación eléctrica y reducción de costos, así como otros elementos que puedan aportar un valor añadido al Sistema Eléctrico Nacional; por otra parte, establece que la Estrategia mencionada deberá expresar mediante indicadores, la situación de las Energías Limpias y su penetración en el Sistema Eléctrico Nacional.

- La Ley de Energía Geotérmica (LEG) en su artículo 7, fracción II, establece que la Secretaría de Energía está facultada para elaborar y dar seguimiento a los programas institucionales, de fomento a la industria geotérmica.

- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear (LRMN) en su artículo 12, señala que las actividades que conforman la industria nuclear, entre las que se encuentra el aprovechamiento de los combustibles nucleares con fines energéticos como lo es la generación de electricidad, se llevarán a cabo en los términos de los programas que apruebe el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Energía.

- La Ley General de Cambio Climático (LGCC) en su artículo 7, fracción XXIII, faculta a la federación para desarrollar programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país. Asimismo, en su artículo 45 dispone que la Secretaría de Energía establecerá políticas e incentivos para promover la utilización de tecnologías de bajas emisiones de carbono, con el objetivo de impulsar la transición a modelos de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles a tecnologías que generen menores emisiones.

- Por último, el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece en su artículo 5, que para la elaboración del PRODESEN deberán considerarse los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica; la coordinación de los programas para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución; la política de Confiabilidad; los programas para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; la coordinación con el programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, así como el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Asimismo, en su artículo 9 destaca que, en el mes de mayo de cada año la Secretaría de Energía publicará el PRODESEN, una vez autorizados los programas de ampliación y modernización de la Red

Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

## Alcance

De acuerdo con el artículo 5 del RLIE, para la elaboración del PRODESEN, se deberá considerar:

- Los aspectos más relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de los que se desprenda la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del SEN, de acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, y
- Los aspectos más relevantes de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) y las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRGD), tomando en cuenta el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización previstos en dichos programas.

## Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

Se desarrolla anualmente, en el que se consideran los proyectos de Centrales Eléctricas que se incorporarían al Sistema Eléctrico Nacional en los próximos 15 años que minimicen el valor presente neto de los costos totales del mismo, especificando su capacidad, tipo de tecnología y ubicación; de igual forma; así como el retiro indicativo de las unidades de generación o Centrales Eléctricas que los generadores están obligados a notificar, en términos del artículo 18, fracción IV de la LIE.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo del Programa es promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, tomando en consideración las metas previstas en el artículo Tercero Transitorio de la LTE, en el que se instruyó a la SENER fijar como meta una participación mínima en la generación de energía eléctrica del 25% para el ejercicio 2018, del 30% para el 2021 y del 35% para el ejercicio 2024.

El PIIRCE sirve de base para que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales

modelará la expansión óptima para la Red Nacional de Transmisión.

## Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD)

Se elaboran anualmente, mediante los cuales se busca minimizar los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red; durante su elaboración, se deben tomar en cuenta los programas previos y las obras e inversiones que se encuentren en ejecución, en términos del artículo 9 del RLIE.

En el desarrollo de dichos programas se incluyen elementos de la Red Eléctrica Inteligente y se busca una coordinación con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, tal y como se encuentra previsto en el artículo 39 de la LTE.

Durante su proceso de elaboración se prevén mecanismos de participación para que los Participantes del Mercado e interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica puedan emitir su opinión sobre los mismos.

## Acuerdos y tratados Internacionales

Como parte de los compromisos asumidos por el Estado Mexicano, plasmados en Acuerdos y Tratados Internacionales, el PRODESEN tiene sustento en los instrumentos siguientes:

- La Declaración Universal de los Derechos Humanos en su artículo 25, estipula que toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios; lo que guarda relación con el objetivos del PRODESEN, que es procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, de forma tal que la población pueda tener acceso a la energía eléctrica, y que debe entenderse como condición indispensable para tener un nivel de vida adecuado.





- En el mismo sentido, el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales en su artículo 11, párrafo 1, reconoce el derecho de toda persona a un nivel de vida adecuado para sí y su familia, incluso alimentación, vestido y vivienda adecuados y a una mejora continua de las condiciones de existencia.
- De manera complementaria a lo anterior, la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer, en su artículo 14, párrafo segundo, inciso h), mandata a los Estados Parte a adoptar todas las medidas apropiadas para eliminar la discriminación contra la mujer en las zonas rurales a fin de asegurar en condiciones de igualdad entre hombres y mujeres, asegurando el derecho a gozar de condiciones de vida adecuadas, particularmente en las esferas de la vivienda, los servicios sanitarios, la electricidad y el abastecimiento de agua, el transporte y las comunicaciones.

### **Compromisos internacionales adquiridos por México para el cambio de la matriz energética y la reducción de gases de efecto invernadero**

La política energética en materia de electricidad establecida en el PRODESEN 2021-2035, adopta las obligaciones y compromisos de los programas y demás instrumentos de mitigación que se han desarrollado a partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible que han sido ratificados por nuestro país.

#### **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)**

La CMNUCC fue firmada por el Gobierno de México el 13 de junio de 1992 y aprobada unánimemente por la Cámara de Senadores del H. Congreso de la Unión el 3 de diciembre del mismo año.

La Convención entró en vigor en 1994 y ha sido ratificada por 195 países (Partes de la Convención), que han establecido el objetivo último de lograr la estabilización de las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Además, este nivel debe lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos

no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Para que la aplicación de la Convención sea efectiva, se elaboran propuestas que son aprobadas por todas las Partes por consenso en las Conferencias de las Partes (COP), órgano Supremo en el que se reúnen las Partes de la Convención para la adopción de decisiones. La COP se reúne una vez al año desde 1995 y tienen el mandato de revisar la implementación de la Convención y negociar nuevos compromisos.

#### **Protocolo de Kioto**

El Protocolo es un instrumento jurídicamente vinculante que compromete a los países industrializados a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI): dióxido de carbono, gas metano y óxido nitroso. Además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre.

Asimismo, el Protocolo decretó una serie de mecanismos de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos de mitigación de los países industrializados y promover el desarrollo sustentable en los países en vías de industrialización. Estos mecanismos son: Comercio de Derecho de Emisiones, Implementación Conjunta y Mecanismos para un Desarrollo Limpio.

#### **Acuerdo de París**

Este acuerdo compromete a las naciones, tanto desarrolladas como en vía de desarrollo, a trabajar unidas, de manera ambiciosa, progresiva, equitativa y transparente, para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C.

Este instrumento dispone en su artículo 7, párrafo 9, que cada una de las Partes deberá emprender procesos de planificación de la adaptación al cambio climático y adoptar medidas, como la formulación o mejora de los planes, políticas y/o contribuciones pertinentes, podrán incluir la formulación y ejecución de los planes nacionales de adaptación, así como la vigilancia y evaluación de dichos planes, así como de los programas y medidas de adaptación.

#### **Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible**

La Agenda plantea 17 Objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental.



Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los Objetivos incluyen, entre otros: asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz; y facilitar el acceso a la justicia.

### **Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático**

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el organismo internacional encargado de evaluar la información

científica en materia de cambio climático y de sus potenciales impactos ambientales y socioeconómicos.

Los trabajos del Panel se realizan a través de un proceso de revisión de las contribuciones voluntarias de investigación de miles de científicos de todo el mundo que, de manera periódica, se constituyen en reportes de evaluación que consolidan la información científica más actualizada y se presentan como insumos para quienes toman las decisiones.



**Fotografía 4.** Central Hidroeléctrica, "Aguamilpa Solidaridad". Río Grande de Santiago, Municipio de Tepic, Nayarit. 18 de julio de 2019. CFE.







**Fotografía 5.** Central Geotérmica "Los Humeros". Puebla.  
CFE.



# 3

## *Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional*



**Fotografía 6.** Torre de transmisión, Campo eólico. Sureste, Oaxaca.  
CFE.



### 3. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

#### 3.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

El SEN está conformado por nueve regiones de control, y un pequeño sistema eléctrico aislado, como se muestra en la figura 3.1.

**FIGURA 3.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**



Fuente: SENER con información de CENACE

La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de nueve Centros de Control Regional ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía Baja California Sur, para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la ciudad de Puebla coordinan el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la operación segura y confiable del SEN.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), está integrado por las siete regiones: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio

de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El Sistema Interconectado Baja California, opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -Western Electricity Coordinating Council (WECC, por sus siglas en inglés) por medio de dos líneas de transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

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

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

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

La expansión de la red se ha llevado a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las Centrales Eléctricas. En el futuro, la construcción de las redes de transmisión se llevará a cabo para continuar atendiendo el suministro de energía eléctrica en el país y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, así como para garantizar los flujos de energía requeridos por el MEM, considerando su rentabilidad económica y garantizar la Confiabilidad del SEN.

El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- Red Nacional de Transmisión (RNT): Sistema integrado por las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía a las Redes Generales de Distribución y a los usuarios que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.





- **Redes Generales de Distribución (RGD):** Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo Suministro Eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 kV.
- **Redes Particulares:** Redes eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución. No serán incluidas en el documento.

Al 31 de diciembre de 2020, en la RNT se tenían 109,023 km de líneas, 0.10% más que en 2019. Al 31 de diciembre de 2020, se registró un crecimiento de 115.1 km de líneas de transmisión con respecto al 2019 (65.9 km en 230 kV, 47.3 km en 115 kV y 1.9 km en 400 kV). El cuadro 3.1 muestra los kilómetros de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2018 a 2020.

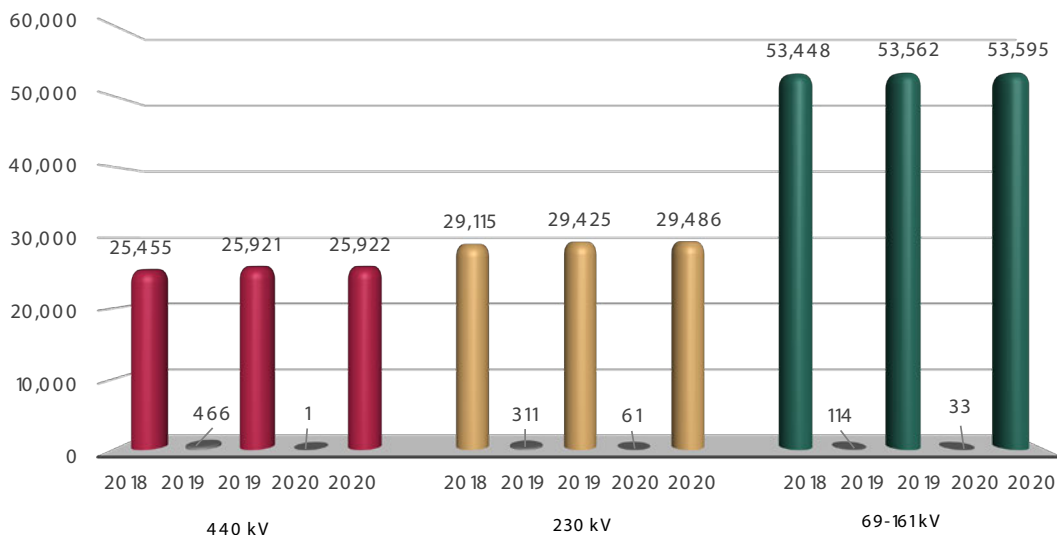
En la figura 3.2, muestra las adiciones de kilómetros de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2018 a 2020.

**CUADRO 3.1 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN**

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (KM) 2018	LONGITUD (KM) 2019	TCA 2018-2019 (%)	LONGITUD (KM) 2020	TCA 2019-2020 (%)
<b>TRANSMISIÓN 161 A 400 KV</b>	<b>55,089</b>	<b>55,865</b>	<b>1.40%</b>	<b>55,933</b>	<b>0.10%</b>
400 kV	25,455	25,921	1.80%	25,922	0.00%
230 kV	29,115	29,425	1.10%	29,491	0.20%
161 kV	519	519	0.00%	519.2	0.00%
<b>TRANSMISIÓN 69 A 138 KV</b>	<b>52,930</b>	<b>53,044</b>	<b>0.20%</b>	<b>53,090</b>	<b>0.10%</b>
138 kV	1,779	1,779	0.00%	1,779	0.00%
115 kV	48,013	48,127	0.20%	48,174	0.10%
85 kV	795	795	0.00%	795	0.00%
69 kV	2,343	2,343	0.00%	2,343	0.00%
<b>TOTAL</b>	<b>108,019</b>	<b>108,908</b>	<b>0.80%</b>	<b>109,023</b>	<b>0.10%</b>

Fuente: SENER con información de CFE y CENACE

**FIGURA 3.2. ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE LA RNT EN 2019-2020 (KM)**



Fuente: SENER con información de CFE y CENACE

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

En el cuadro 3.2 muestra un resumen de las adiciones por año y en el cuadro 3.3 la infraestructura de la RGD no del MEM. En la figura 3.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California, se tiene tres sistemas eléctricos aislados eléctricamente del SIN.

**CUADRO 3.2 ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y RGD**

NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA) 2018	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA) 2019	TCA 2018-2019 (%)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA) 2020	TCA 2019-2020 (%)
RNT	113,143	114,707	1.40%	114,807	0.10%
RGD del MEM	72,662	74,007	1.90%	75,192	1.60%
<b>TOTAL</b>	<b>185,805</b>	<b>188,714</b>	<b>1.60%</b>	<b>189,999</b>	<b>0.70%</b>

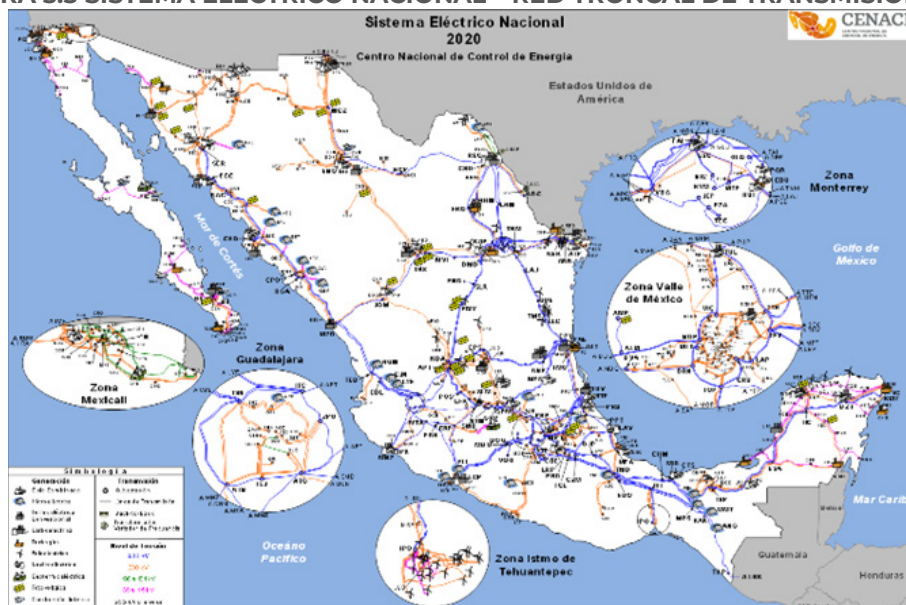
Fuente: SENER con información de CFE y CENACE

**CUADRO 3.3 INFRAESTRUCTURA DE LA RGD NO DEL MEM**  
**INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN**

	2020
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,763
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528
Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	56,721
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691

Fuente: SENER con información de CFE

**FIGURA 3.3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL – RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2020**



Fuente: CENACE



### 3.3 Principales enlaces internacionales

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la figura 3.4. Con Texas, Estados Unidos de América (EE. UU.), se tienen tres enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión de 115 kV que operan con carga aislada entre Ciudad Juárez, Chihuahua, y El Paso, Texas, EE. UU. En Matamoros, Tamaulipas se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas, EE. UU.

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

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

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

**FIGURA 3.4. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2020**



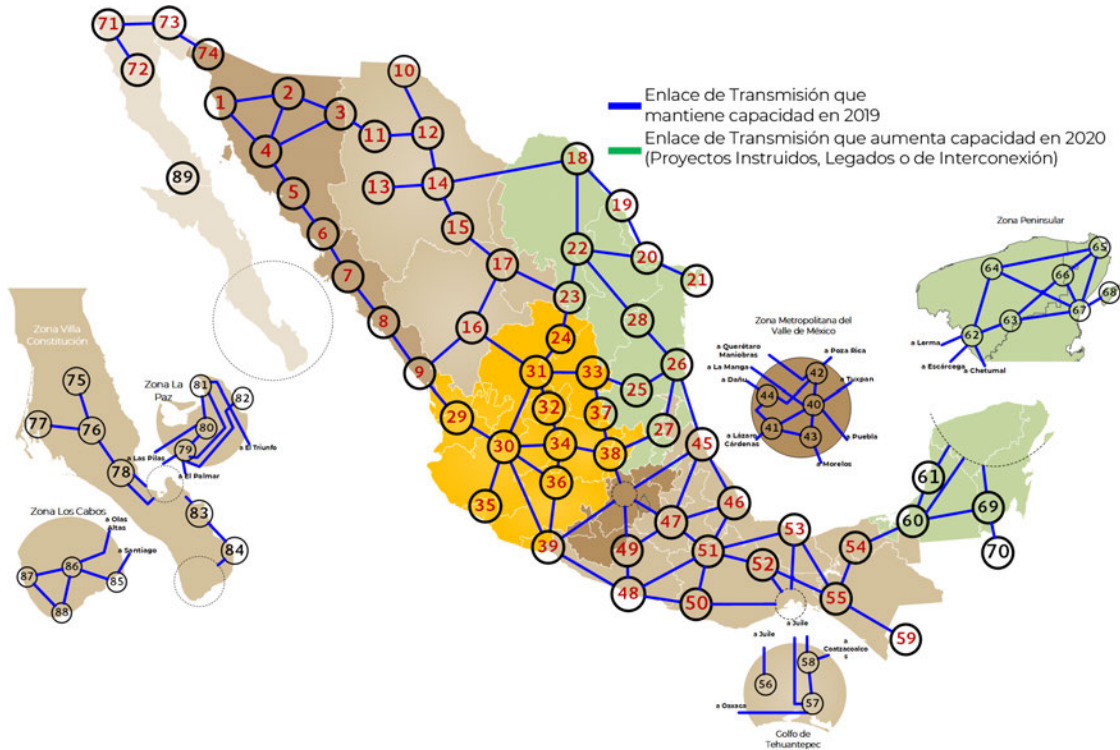
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



En la figura 3.5 se presentan los elementos de los enlaces entre regiones en 2020 con los que el CENACE realiza las evaluaciones económicas

de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Anexo 3.1.

**FIGURA 3.5. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



**Fotografía 7.** Torres de transmisión, Manzanillo, Colima. CFE.



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

A continuación, se presentan la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AU), Cogeneración (COG), Pequeña Producción (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) del SEN al 30 de abril de 2021, cuya infraestructura fue construida al amparo de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Así como, la capacidad instalada bajo el amparo de la LIE, relacionada con las Centrales Eléctricas con permiso como Generación.

Al cierre del 2020, la capacidad entregada a la red en operación comercial de Centrales Eléctricas de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 83,121 MW, mientras que al 30 de abril de 2021 se incrementó hasta 89,479 MW considerando las unidades de Central Eléctrica en operación y en pruebas, lo cual refleja un incremento de 7.65% con respecto al 2020. Este incremento se debe principalmente, a adiciones y Centrales Eléctricas periodo de pruebas; como ciclos combinados (3,113 MW), eólicas (1,187 MW) y fotovoltaicas (1,876 MW).

En el cuadro 3.4 se presenta la capacidad instalada en el SEN por los principales tipos de tecnologías para el 2019, 2020 y al 30 de abril de 2021. En la figura 3.6 presenta las adiciones de capacidad instalada en operación y en pruebas al 30 de abril de 2021.

**CUADRO 3.4. ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

TECNOLOGÍA	2019	2020 <sup>1/</sup>	2021 <sup>6/</sup>
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	7,691
Fotovoltaica	3,646	5,149	7,026
Bioenergía <sup>2/</sup>	375	378	408
<b>SUMA LIMPIA RENOVABLE</b>	<b>23,582</b>	<b>25,594</b>	<b>28,714</b>
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente <sup>5/</sup>	1,710	2,305	2,309
Frenos Regenerativos			
<b>SUMA LIMPIA NO RENOVABLE</b>	<b>3,318</b>	<b>3,913</b>	<b>3,917</b>
<b>TOTAL DE CAPACIDAD DE ENERGÍA LIMPIA</b>	<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>32,632</b>
<b>PORCIENTO</b>	<b>34.29</b>	<b>35.50</b>	<b>36.47</b>
Ciclo combinado	30,402	31,948	35,060
Térmica convencional <sup>3/</sup>	11,831	11,809	11,809
Turbogás <sup>4/</sup>	2,960	3,545	3,781
Combustión interna	891	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
<b>TOTAL</b>	<b>78,447</b>	<b>83,121</b>	<b>89,479</b>

<sup>1/</sup> Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 31 diciembre de 2020

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

<sup>3/</sup> incluye Lecho Fluidizado

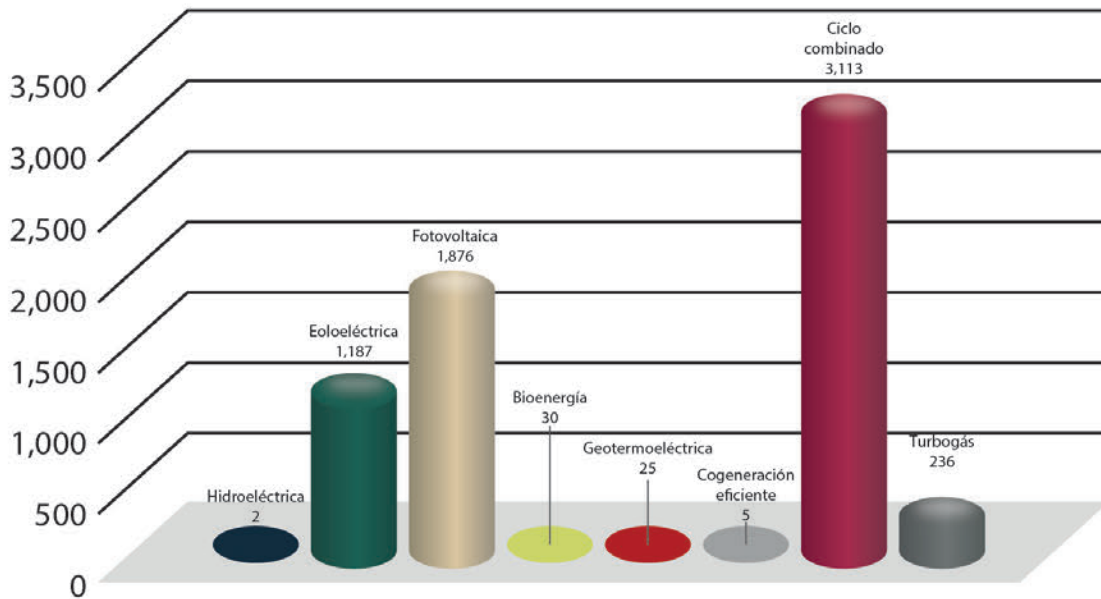
<sup>4/</sup> incluye plantas móviles

<sup>5/</sup> Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

<sup>6/</sup> Capacidad instalada al 30 de abril de 2021, incluye Centrales Eléctricas en operación y en pruebas.

Fuente: SENER con información CENACE

**FIGURA 3.6. ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA, ENERO - ABRIL DE 2021 (MW)**



Fuente: SENER con información de CENACE

En el año 2020, la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia tales como, hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas, fotovoltaicas y de bioenergía, fue de 25,594 MW, y al 30 de abril de 2021 se tiene 28,714 MW; un incremento del 12.19% con respecto al 2020. Siendo las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente eólicas y fotovoltaicas las principales fuentes de tal incremento, considerando las Centrales Eléctricas en operación y en pruebas.

En la figura 3.7 se presenta la capacidad instalada por modalidad al 30 de abril de 2021. Para más detalle, ver Anexo 3.2 y derivados.

Al 30 de abril de 2021, la CFE tiene 44,835 MW y 16,689 MW para los PIE; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada de 27,034 y PEMEX 921 MW; Centrales Eléctricas en operación y en pruebas.

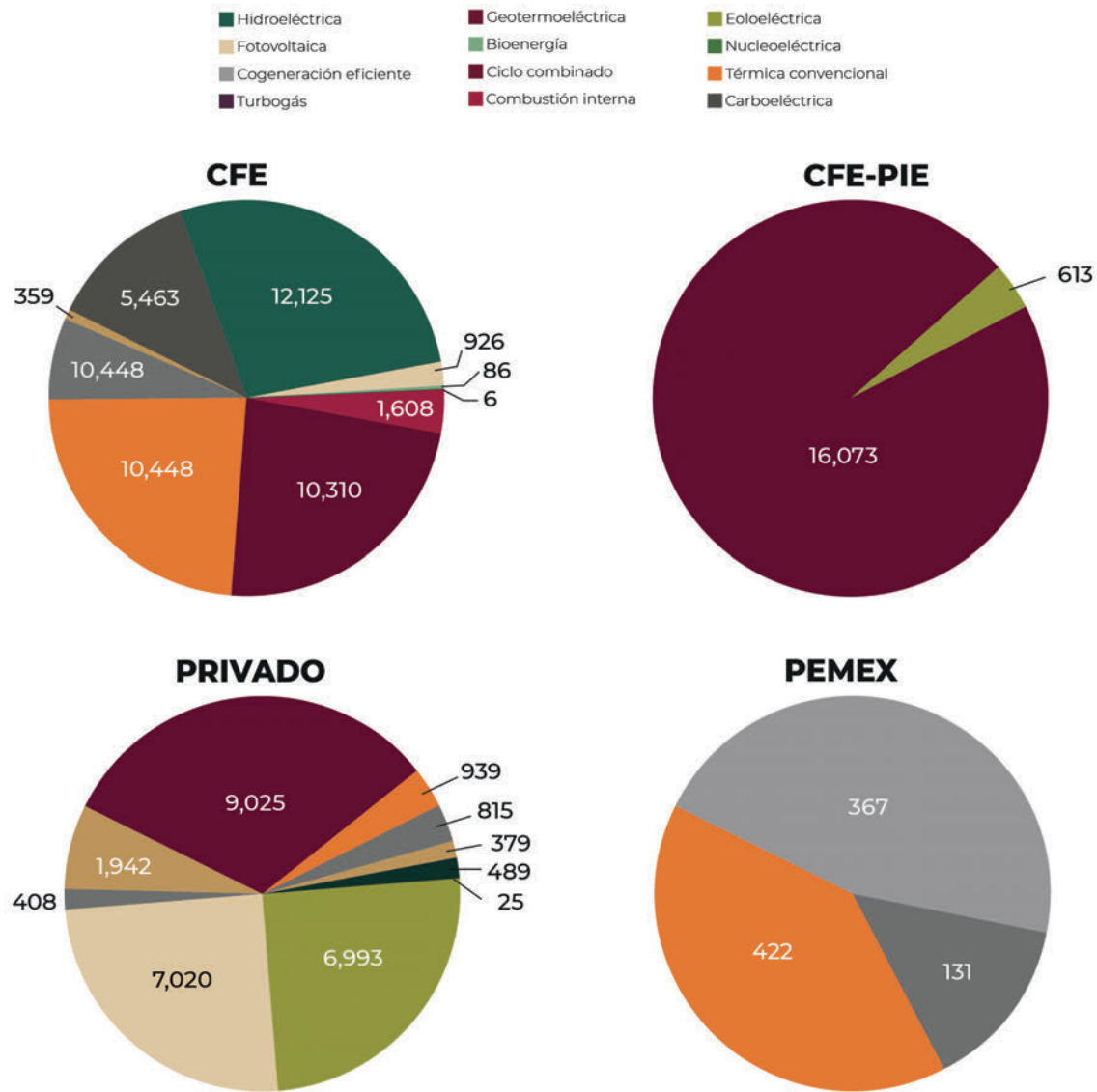


**Fotografía 8.** Turbogenerador, Central termoeléctrica, "Salamanca". Salamanca, Guanajuato. CFE.



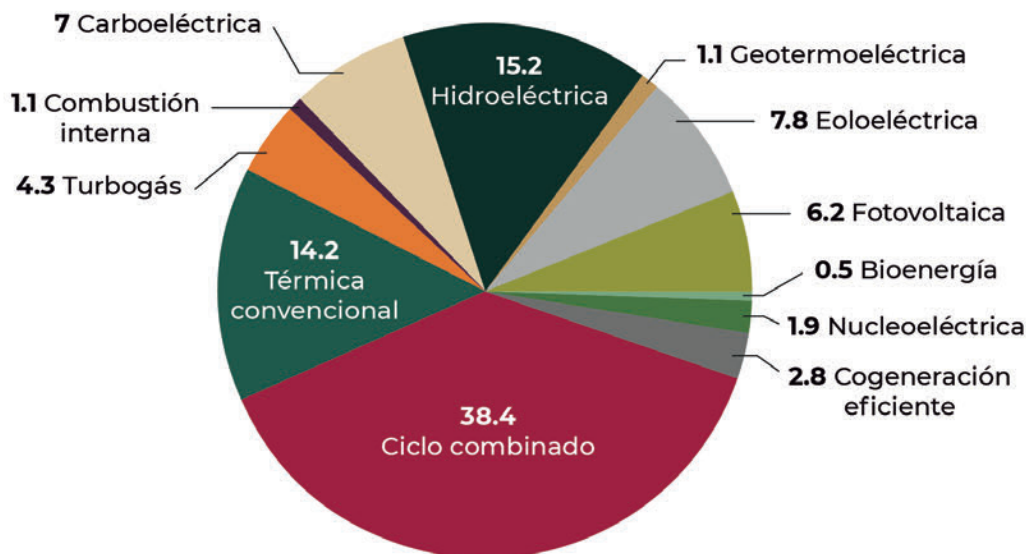


FIGURA 3.7. CAPACIDAD INSTALADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW)



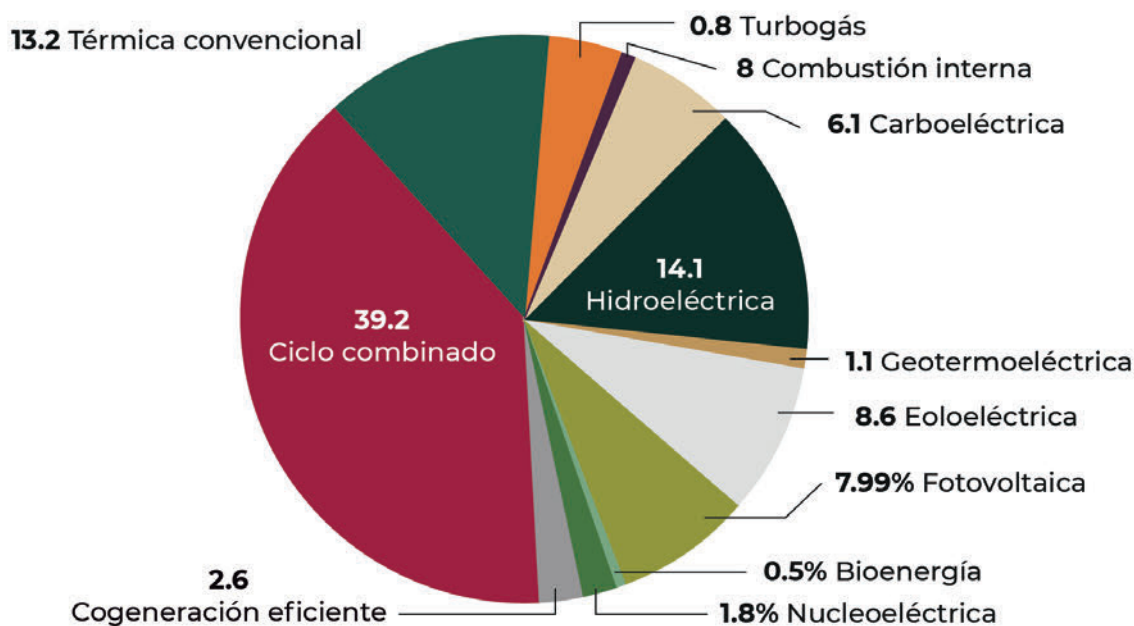
Las figuras 3.8 y 3.9 muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2020 y al 30 de abril de 2021, respectivamente.

**FIGURA 3.8. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**



Fuente: SENER con información de CENACE

**FIGURA 3.9. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 30 DE ABRIL DE 2021 (INCLUYE UNIDADES EN PRUEBA)**



Fuente: SENER con información de CENACE



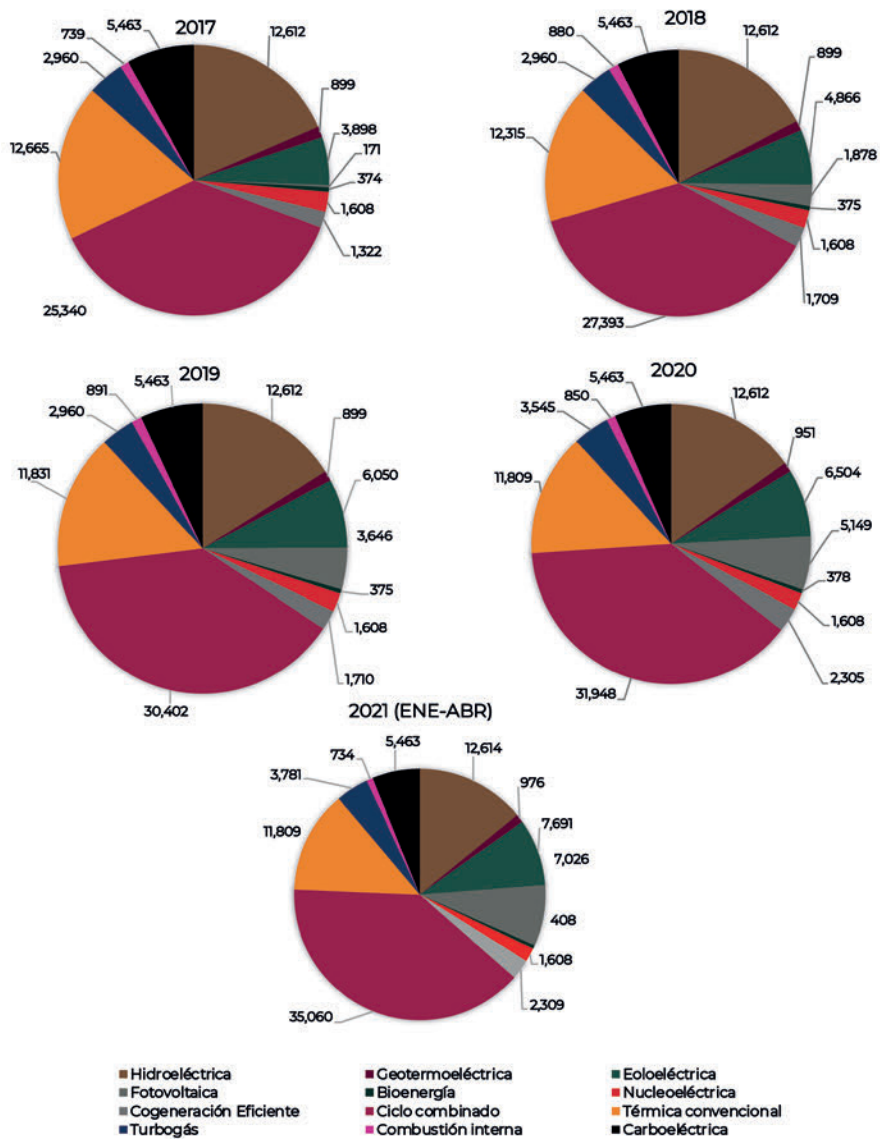
### 3.5 Evolución de la Capacidad Instalada a la red de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2021

En la figura 3.10, se presenta la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2021 (ene-abr) de las Centrales Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que participan con Contrato de Interconexión Legado y Centrales Eléctricas como Participantes

del Mercado; no se considera la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

Se incluye la capacidad de las Unidades Móvil de Emergencia (UME), así como las Centrales Eléctricas que están en operación y en pruebas al 30 de abril de 2021. Ir al Anexo 3.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2021 (enero-abril).

**FIGURA 3.10. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2021 (ENERO-ABRIL)**



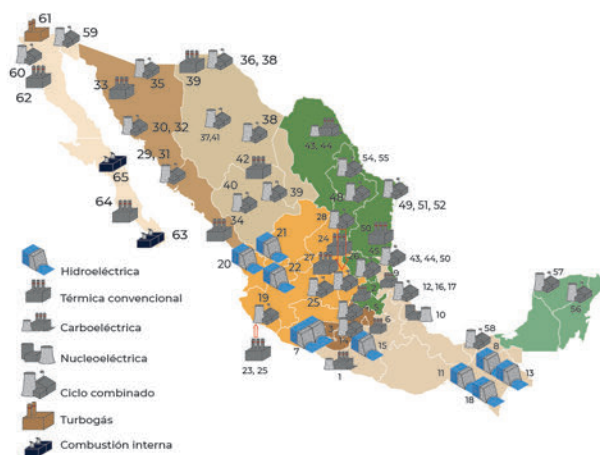
Fuente: SENER con información de CENACE



### 3.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

La figura 3.11 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los Productores Independientes de Energía que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 3.4 para más información.

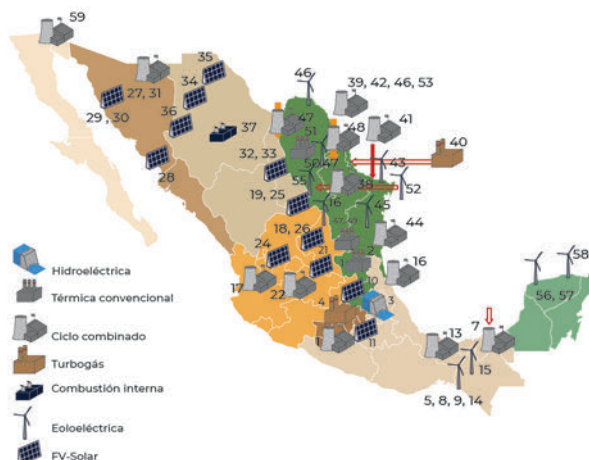
**FIGURA 3.11. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 30 DE ABRIL DE 2021**



Fuente: SENER con información de CENACE

En la figura 3.12 muestra la ubicación de las principales Centrales Eléctricas del sector privado. Las principales características de operación, así como su entidad y municipio de dichas centrales aparecen en el Anexo 3.5.

**FIGURA 3.12. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS PRIVADAS AL 30 DE ABRIL DE 2021**



Fuente: SENER con información de CENACE



**Fotografía 9.** Central Termoeléctrica, "General Manuel Álvarez Moreno". Manzanillo, Colima. CFE.



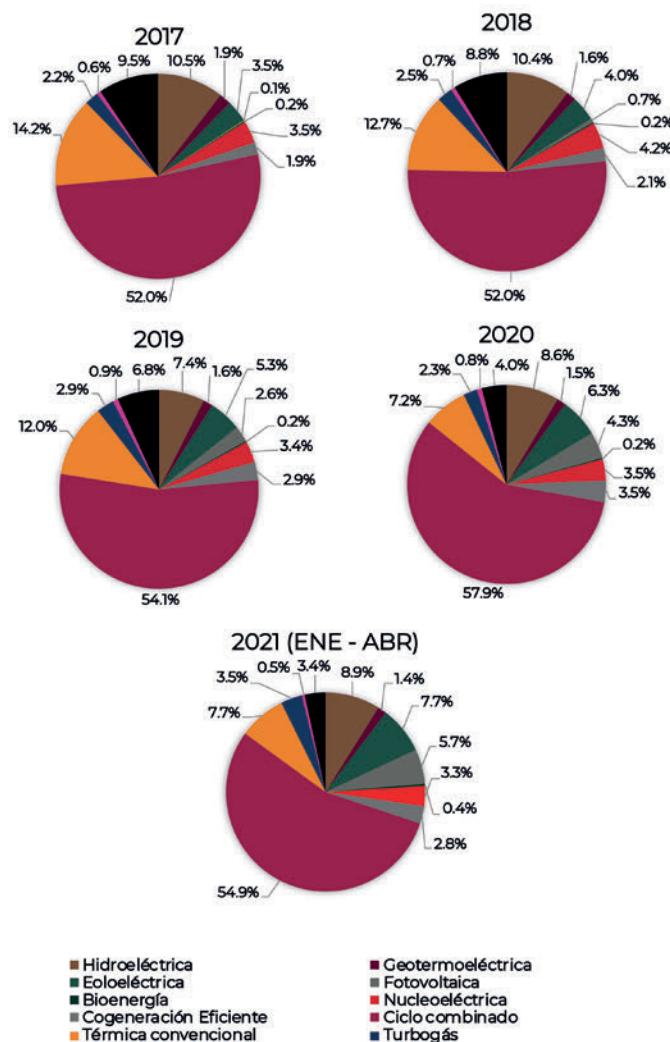
### 3.7 Evolución de la producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

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

Mientras que la producción de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2020 fue 312,347 GWh, con 86,988 GWh de Energía Limpia (27.85%) se considera el 100% de la cogeneración eficiente como Energía Limpia como se venía considerando en los anteriores Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional de 2015-2029 a 2019-2033.

Del 01 de enero al 30 de abril de 2021, se tiene una producción de energía eléctrica de 99,097 GWh de Energía Limpia (30.12%). En la figura 3.13 presenta la evolución de la generación neta por tipo de tecnología para el periodo 2017 a 2021 (ene-abr); ver Anexo 3.6 del documento.

**FIGURA 3.13. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (%) 2017-2021 (ENERO-ABRIL) POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO COMO LIMPIA EL 100% LA GENERACIÓN DE CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE**

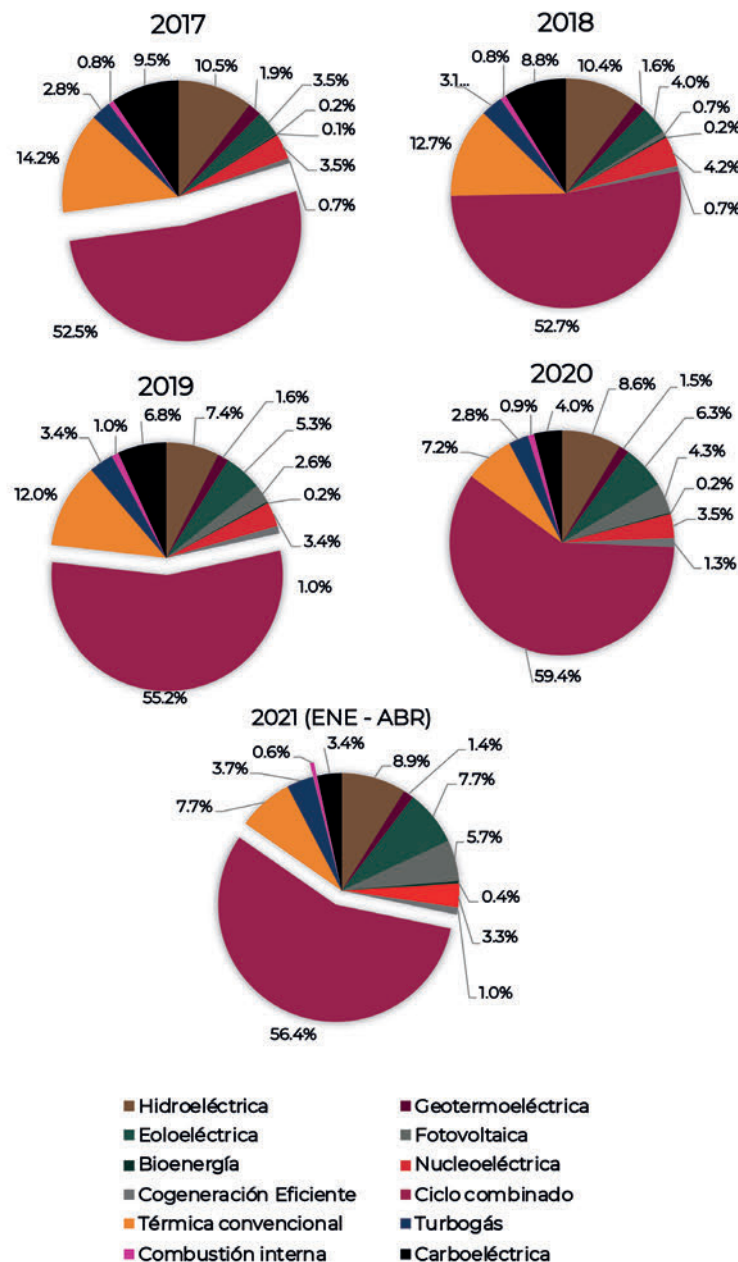


Fuente: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

En la figura 3.14, se muestra la evolución de la generación neta por tipo de tecnología, considerando los factores de acreditación de Energía Limpia para las Centrales Eléctricas con un

sistema de Cogeneración eficiente<sup>1</sup>; teniendo una producción de Energía Limpia de 68,592 GWh para el 2019 (21.58%), 80,088 GWh para el 2020 (25.64%) y 28,029 GWh de enero – abril 2021 (28.28%) en el SEN. Para más información ir al Anexo 3.7 del documento.

**FIGURA 3.14. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (MWH) 2017 – 2021 (ENERO-ABRIL) POR TIPO DE TECNOLOGÍA, APLICANDO SU FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE COGENERACIÓN EFICIENTE.**



Fuente: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

<sup>1</sup> Comisión Reguladora de Energía







**Fotografía 10.** Trabajadores en maniobras de restablecimiento de energía eléctrica. Cabo San Lucas, Baja California Sur. CFE.

# 4

*Demanda y consumo*  
2021-2035



**Fotografía 11.** Central Ciclo Combinado, "El Sauz", Generación I. Santiago de Querétaro, Querétaro. CFE.



## 4. DEMANDA Y CONSUMO 2021-2035

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

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

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo de energía eléctrica 2020–2034 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

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

**Crecimiento económico.** En términos generales, se refiere a la evolución de ciertos indicadores en un periodo de tiempo, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población, se determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta, lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores, lavadoras, microondas y

aires acondicionados— se dinamizan. La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

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

**Estacionalidad.** Los factores climáticos —temperaturas extremas, olas de calor, tormentas de invierno, sequías—, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos —tormentas tropicales, huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de energía eléctrica.

**Precio de combustibles.** El precio de los productos energéticos, en especial los derivados de los hidrocarburos repercuten en las ofertas de energía eléctrica y los productos asociados en el Mercado Eléctrico Mayorista, este a su vez en el precio de las tarifas reguladas, las transacciones de compraventa de energía eléctrica y precios marginales locales, por consiguiente, en el consumo y la demanda de energía eléctrica.

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

**Pérdidas de energía eléctrica por efecto joule (I<sup>2</sup>R).** En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores eléctricos y elementos de transformación; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada, y cuando se opera con los Corredores de Transmisión cercanos a sus límites operativos. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.



**Eficiencia energética.** Un atenuador en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las acciones que conllevan a una reducción, económicamente viable, de la cantidad de energía eléctrica que requieren los Usuarios Finales para satisfacer su propio consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

**Generación Distribuida (GD).** El uso de tecnologías de generación de energía eléctrica con capacidades menor a 0.5 MW —instalados en un hogar, comercio, pequeña o mediana industria, edificios en condominio, edificios de oficinas o conjunto de Centros de Carga—, impactan el consumo de energía eléctrica y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local.

**Electromovilidad (EM).** La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares, vehículos de transporte público —mercancías, personas, locales

y foráneos—presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico aumenta el consumo y demanda de energía eléctrica por la carga de los vehículos eléctricos.

**Estructura de consumo final eléctrico.** Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y autoabastecimiento remoto. Estos a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de energía eléctrica.



**Fotografía 12.** Trabajos en maniobras de restablecimiento de energía eléctrica. Los Cabos, Baja California Sur. CFE.



## 4.1 INDUSTRIA ELÉCTRICA

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

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

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos<sup>3</sup> (EIA por sus siglas en inglés) de su caso base, para el periodo 2021 – 2035, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.1%, la generación neta tendrá una tmca de 1.8% y se espera que para el 2035 la generación de electricidad limpia represente 43.1%, aumentando en promedio 4.0% por año. Lo anterior, apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. La intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.0% en el horizonte.



**Fotografía 13.** Torre de transmisión, Campo eólico. Oaxaca. CFE.

<sup>2</sup> Key World Energy Statistics, IEA 2020.

<sup>3</sup> International Energy Outlook 2019, with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration, September 2019.





## 4.2 CONSUMO BRUTO 2020

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía eléctrica de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y Suministro Último Recurso, autoabastecimiento remoto, la importación, la exportación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores –generación CFE –.

En 2020, el consumo bruto nacional del SEN fue de 315,968 GWh, lo que significa un decremento de 2.76% respecto al consumo de 2019. Esta disminución fue ocasionada por la contingencia sanitaria originada por el COVID-19, la cual provocó la suspensión de actividades productivas en todo el país.

Sin embargo, las GCR Noroeste y Norte presentaron tasas de crecimiento positivas (4.6% y 1.5%, respectivamente), ocasionado por las altas temperaturas de verano. También los Sistemas Interconectados Baja California y Mulegé presentaron

tasas positivas (2.2% y 2.6%, respectivamente) a pesar de la contingencia sanitaria.

El Cuadro 4.1 muestra la distribución de consumo bruto en el SEN por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,154 GWh lo que equivale a 21.6% del total nacional, seguido del Central con 18.2%, y el que menor participación presentó es Baja California Sur con 0.9 por ciento.

Las GCR que menor crecimiento presentaron fueron la Peninsular con -9.9%, y la Central con -4.6%; las GCR que presentaron un crecimiento positivo son la Noroeste y la Norte con crecimientos de 4.6% y 1.5%, respectivamente; en lo que refiere a los Sistemas Interconectados, el de Baja California tuvo un crecimiento de 2.2% y el de Mulegé de 2.6%.

**CUADRO 4.1 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019 Y 2020**

CONSUMO BRUTO				
	2019		2020	
	GWH	% INC.	GWH	% INC.
<b>SISTEMA</b>				
SEN	324,927	2.1	315,968	-2.8
SIN	307,327	2.2	298,150	-3.0
Baja California (BC)	14,621	0.6	14,938	2.2
Baja California Sur (BCS)	2,823	2.3	2,722	-3.6
Mulegé (MUL)	155	0.1	159	2.6
<b>GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL</b>				
Central (CEL)	60,853	-0.7	57,429	-5.6
Oriental (ORI)	51,655	2.7	50,436	-2.4
Occidental (OCC)	69,697	2.3	68,154	-2.2
Noroeste (NOR)	24,966	1.1	26,104	4.6
Norte (NTE)	28,868	6.9	29,291	1.5
Noreste (NES)	57,418	1.8	54,239	-5.5
Peninsular (PEN)	13,872	6.8	12,497	-9.9

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



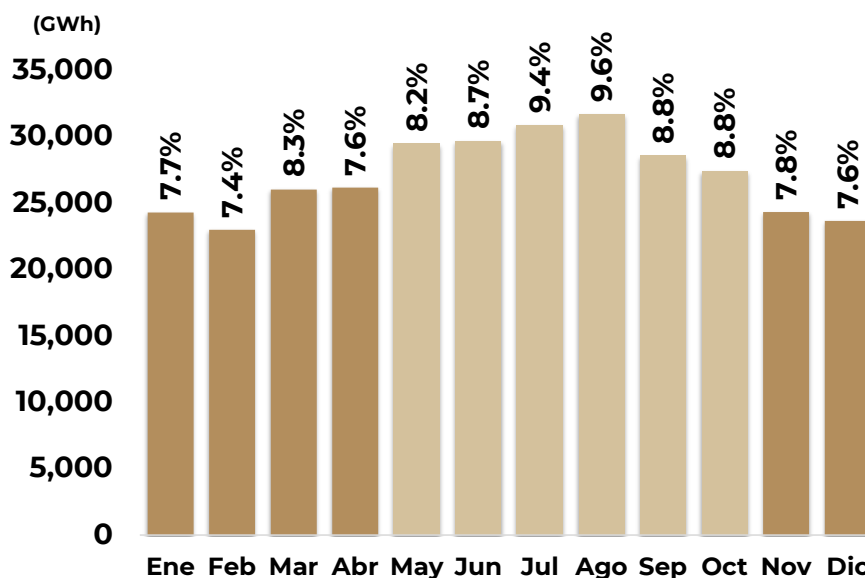
Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 53.5% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 46.5% como se muestra en la Figura 4.1.

de energía eléctrica), para los trimestres abril-junio y julio-septiembre; donde se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (Generación, transmisión y distribución

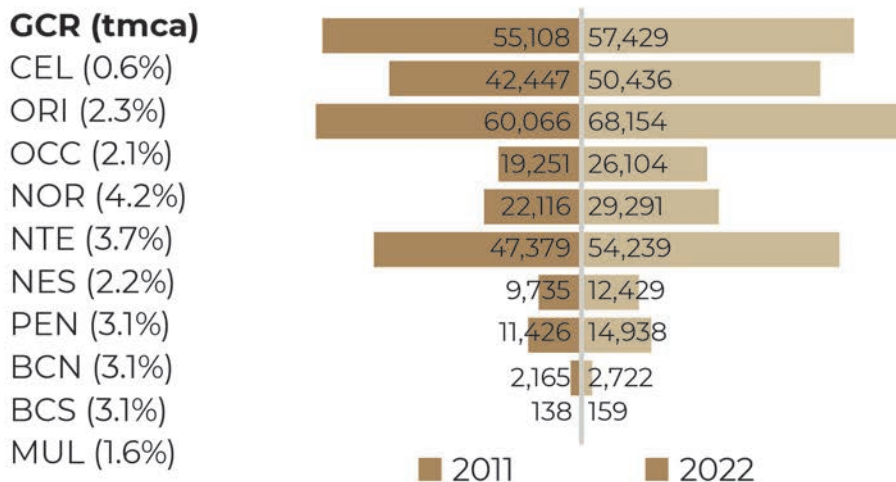
En los últimos 10 años (2011 – 2020) el consumo bruto del SEN tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.2%.

**FIGURA 4.1 CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2020 (GWH)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**FIGURA 4.2 CONSUMO BRUTO DEL SEN 2011 Y 2020 (GWH Y TCMA<sup>1/</sup>)**



<sup>1/</sup> TMCA referida a 2010

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



De acuerdo con la Figura 4.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2011 – 2020 fueron las GCR Noroeste y Norte con tmca de 4.2%, y 3.7%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la Central con 0.6%, sin embargo, en esta región se registró el 18.2% del consumo bruto nacional en 2020, ubicándose como la segunda región con mayor consumo solo por debajo de la Occidental con 21.6%.

El SIN pasó de 256,102 GWh en 2011 a un consumo bruto de 298,150 GWh en 2020, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.2%. La energía eléctrica del último año equivale a 94.4% del consumo bruto del SEN y el 4.6% restante se consumió en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California.

#### 4.2.1 CONSUMO FINAL Y USUARIOS FINALES 2020

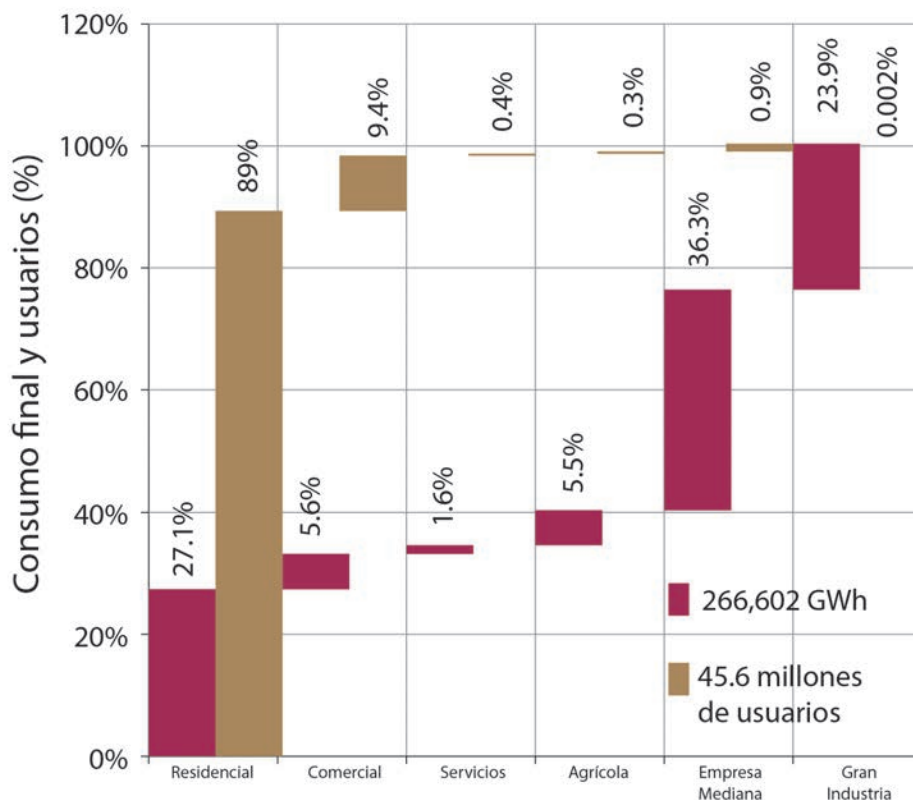
El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes Usuarios Finales

de la industria eléctrica –Usuarios del Suministro Básico, Usuarios del Suministro Calificado y autoabastecimiento remoto–.

La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó mayor crecimiento es el Agrícola con 10.8%, seguido del Residencial con 6.4%. El consumo final del SEN se ubicó en 266,602 GWh, lo que representó una caída del -3.0% respecto al año anterior.

Derivado de las estrategias para contener la propagación del COVID-19, entre las que destaca el cierre de actividades no esenciales como comercios e industrias no consideradas de primera necesidad, ocasionó que algunos sectores resultaran afectados, tal como son los casos del sector Comercial (-10.8%), Empresa Mediana (-8.1%) y la Gran Industria (-5.6%). En contraste los sectores Residencial y Agrícola crecieron 6.4% y 10.8%, respectivamente. En la Figura 4.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

**FIGURA 4.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS POR SECTOR DEL SEN, 2020**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2020 ascendió a 45.6 millones, incrementándose en 2.5% respecto de los 44.5 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, es la Gran Industria con 3.2%, seguido del sector Residencial y Empresa Mediana con crecimientos de 2.7% y 1.5%, respectivamente. En la Figura 4.3 se observa la distribución de Usuarios Finales por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 89.0% del número de Usuarios Finales del total nacional —su consumo final es del 27.1%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.90% de los Usuarios Finales —con un consumo final del 60.2% del total nacional—.

#### 4.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

La eficiencia energética tiene como propósito reducir la cantidad de energía empleada en la producción de bienes y servicios que se ve reflejada en un ahorro.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y en la actualización



**Fotografía 14.** Central Geotérmica, "Los Azufres III". Michoacán. CFE.

de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios<sup>4</sup>, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Secretaría de Energía, son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética. Esta última constituye el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazos, en materia de obligaciones de Energías Limpias y aprovechamiento sustentable de la energía para lo cual plantea un escenario de Transición Energética Soberana (TES)<sup>5</sup>.

La Estrategia plantea el comportamiento posible del consumo final de energía o bien los requerimientos de energía en sus distintas fuentes. Es un Escenario de Línea Base, que representa las condiciones inerciales de las actuales políticas públicas de eficiencia energética.

Se estima que el consumo final energético en el Escenario de Línea Base aumentará a una tasa anual de 1.9% hasta el año 2035. En cuanto a la intensidad energética de consumo final se prevé que disminuya a menos de 1.0% por año entre 2019 y 2050 en el escenario de línea base.



**Fotografía 15.** Centro de Capacitación. Valle de México. CFE.

<sup>4</sup> DOF, 07/02/200. ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética

<sup>5</sup> Escenario de Transición Energética Soberana (TES): considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales que impulsarán y acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía en los sectores de uso final mediante la penetración de mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos.



### 4.2.3 MOVILIDAD Y TRANSPORTE ELÉCTRICO

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y a la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible. Considerando la aplicación de políticas públicas ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas.

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2020 se vendieron 24,210<sup>6</sup> vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 2.4% del total de vehículos automotores comercializados en el país y las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: Ciudad de México y Estado de México con el 31.5% y el 16.8% respectivamente (11,701 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.2% y el 7.3% cada una.

Algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH es el ahorro de energía que va de un 33% a un 80% así como una disminución en las

emisiones de tCO<sub>2</sub>e generadas que pueden ser del 32% al 64.2% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta con el Sistema de Transporte Colectivo Metro<sup>7</sup>, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús<sup>8</sup>, el Tren Suburbano<sup>9</sup> en la Ciudad de México. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey<sup>10</sup> y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano<sup>11</sup>.

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

### 4.2.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD<sup>12</sup> se refiere a la generación de energía eléctrica de forma local en pequeñas cantidades para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores residencial, comercial, agrícola y pequeña industria, es decir, en circuitos de baja y media tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y el calor del sol. En la Figura 4.4 se muestra la capacidad instalada acumulada del SEN por tipo de tecnología de GD a 2020.



**Fotografía 16.** UTEC, División Valle de México Sur. 2021. CFE.

<sup>6</sup> Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, noviembre de 2020. INEGI



**Fotografía 17.** Subestación eléctrica, "Itzaes". Mérida, Yucatán. 2021. CFE.

<sup>7</sup> STC Metro, 2020.

<sup>8</sup> [www.ste.cdmx.gob.mx](http://www.ste.cdmx.gob.mx)

<sup>9</sup> Suburbano. La vía rápida al bienestar.

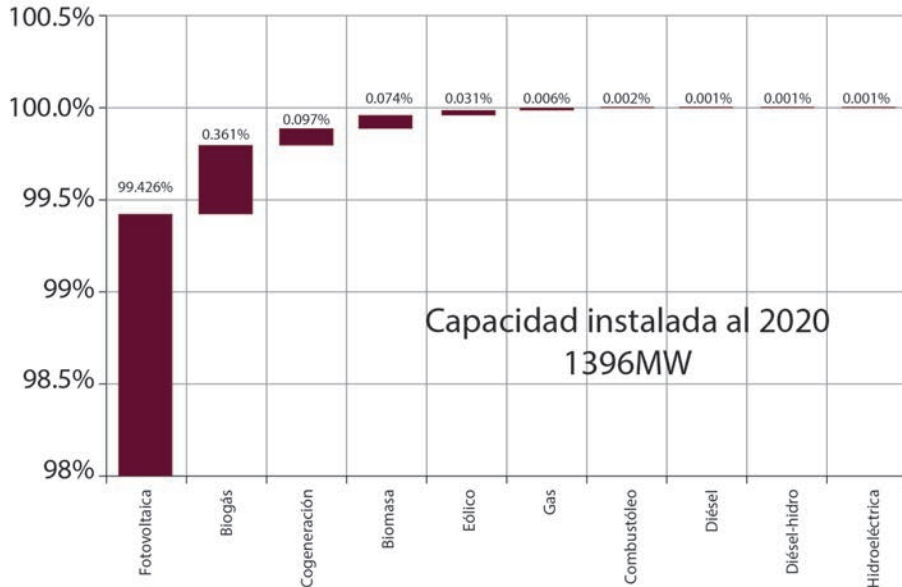
<sup>10</sup> Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2020.

<sup>11</sup> SITEUR, 2020.

<sup>12</sup> Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, Generación Distribuida: Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.



**FIGURA 4.4 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD POR TECNOLOGÍA 2020**



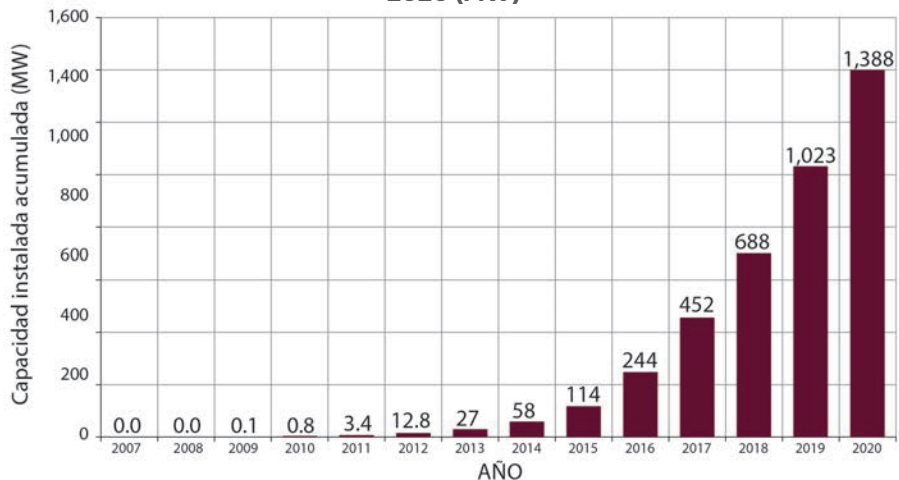
Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE.

La aportación de la GD fotovoltaica (GD-FV) al SEN, se presenta durante el día, al generar energía eléctrica para autoconsumo en casas, comercios, pequeña industria y pequeñas propiedades agrícolas aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior, evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas interconectadas en la RNT del SEN —se evitan emitir emisiones de CO<sub>2</sub>e, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> al medio ambiente— y al no inyectarse a la RNT para

su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas técnicas en la RNT y las RGD— para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2020 el 99.4% de capacidad instalada de GD-FV, de los cuales se tiene registro de más de 165 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,388 MW<sup>15</sup> en el SEN, como se indica en la Figura 4.5.

**FIGURA 4.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2007-2020 (MW)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE.

<sup>15</sup> CRE y CFE Distribuidor, estadísticas generación distribuida diciembre 2020.

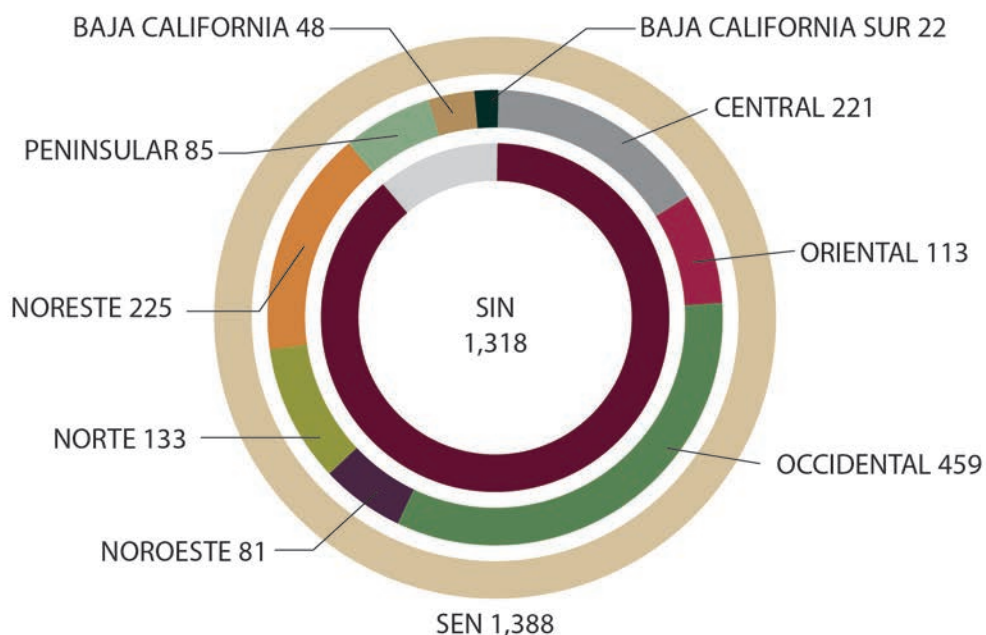




En 2020 fue instalada una capacidad de 365 MW que generaron un valor estimado de 334 GWh de energía eléctrica, en la Figura 4.6 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 33.1% y en menor porcentaje se encuentran en los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur con 3.5% y 1.6%, respectivamente,

este último por sus características de un Sistema Eléctrico de Potencia eléctricamente aislado del resto del SIN o Baja California, la integración de la GD-FV se encuentra limitada para garantizar la Estabilidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico dada la capacidad instalada en la RNT de Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

**FIGURA 4.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA ACUMULADA DEL SIN Y SEN 2020 (MW)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE

### 4.3 DEMANDA MÁXIMA 2020

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2020, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 43,271 MWh/h, lo que equivale a un decremento de -5.8% respecto a los 45,946 MWh/h de 2019.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En el Cuadro 4.2 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas Interconectados: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

**CUADRO 4.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN 2020 (MWH/H)**

SISTEMA	DEMANDA MÁXIMA <sup>1/</sup>		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWH/H	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWH/H	SEN MWH/H <sup>2/</sup>
SEN <sup>2/</sup>	46,722			
SIN	43,271	-5.8%		
Baja California	3,132	8.5%		2,957
Baja California Sur	513	-4.3%		465
Mulegé	30	2.3%		29
<b>GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL</b>				
Central	8,717	-0.4%	7,561	7,561
Oriental	7,461	-5.8%	6,084	6,084
Occidental	9,763	-3.3%	9,001	9,001
Noroeste	5,220	-1.7%	5,220	5,220
Norte	4,976	2.6%	4,835	4,835
Noreste	9,399	-3.2%	8,963	8,963
Peninsular	2,014	-10.3%	1,607	1,607

<sup>1/</sup> Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



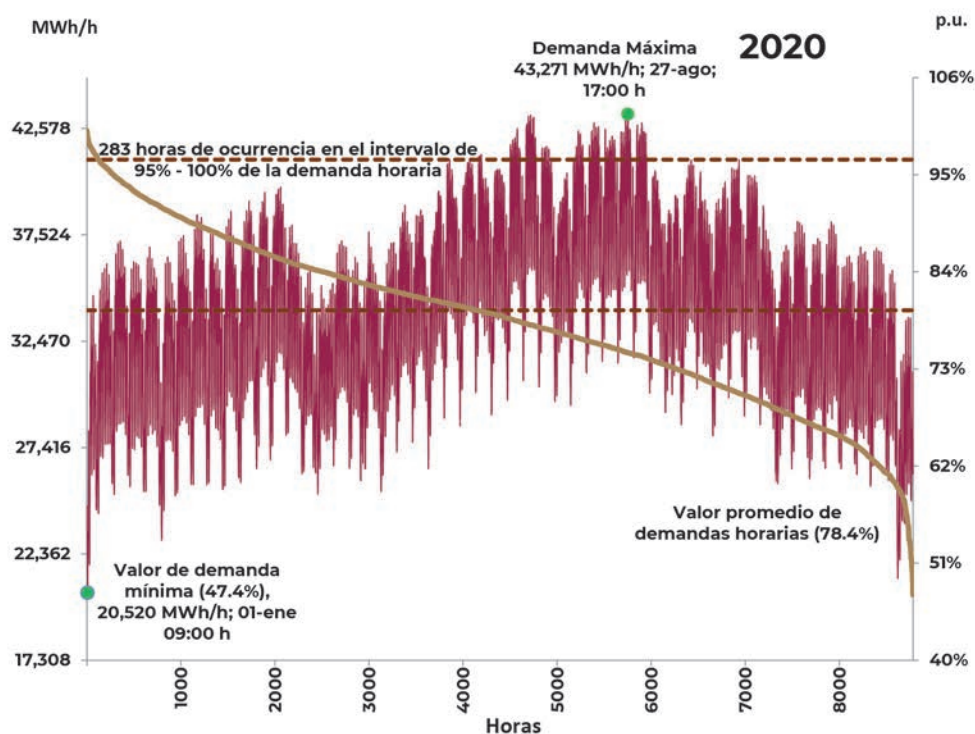
### 4.3.1 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN 2020

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN 2020 son las siguientes: se concentran 283 horas del año en el intervalo de 95% – 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 47.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 78.4% –factor de carga–.

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas –invierno–, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en la Figura 4.7. El comportamiento estacional es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

**FIGURA 4.7 CURVA DE CARGA DE REFERENCIA DEL SIN 2020 (MWH/H)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

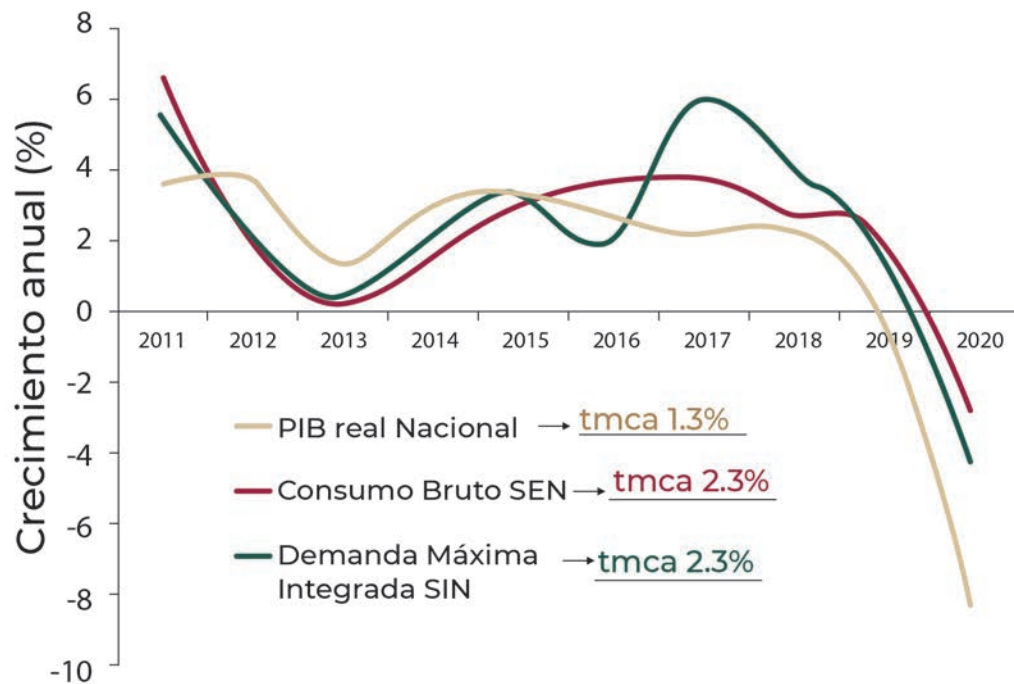


#### 4.4 ENTORNO ECONÓMICO 2020

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2020, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 21.5 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 4.25%<sup>14</sup>, 300 puntos base menos en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 3.15%<sup>15</sup>, 0.32 puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2019 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo<sup>16</sup> se vendió en promedio en 35.8 dólares por barril, es decir, tuvo un decremento de 35.5% con respecto al año anterior.

Se considera al PIB como uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB pues, la electricidad, es un insumo importante para llevar a cabo gran parte de las actividades productivas. Esto también se refleja en el caso de los hogares, pues las familias tienen acceso a mayor cantidad de satisfactores muchos de los cuales funcionan a base de electricidad.

**FIGURA 4.8 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO BRUTO SEN Y DEMANDA MÁXIMA SIN 2011 - 2020**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

<sup>14</sup> Banco de México. 1) Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF. 2) Tasa Objetivo.

<sup>15</sup> INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

<sup>16</sup> PEMEX. Estadísticas petroleras a diciembre de 2020.



El PIB en 2020 presentó una variación anual menor al 2019, con una disminución del orden de -8.2%<sup>17</sup>. Dicha contracción fue consecuencia de las estrategias que se implementaron para mitigar los contagios del COVID-19. La industria eléctrica en su consumo bruto registró un decremento de -2.8%, tasa inferior a la registrada en 2019 de 2.1%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 4.8 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

#### 4.5 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y DE CONSUMO 2021-2035

En la Figura 4.9 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia activa máxima integrada y consumo bruto de energía eléctrica. Se inicia con el balance de energía eléctrica de las GCR y del SIN -consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía con países vecinos, consumo neto y consumo bruto- del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproxima-

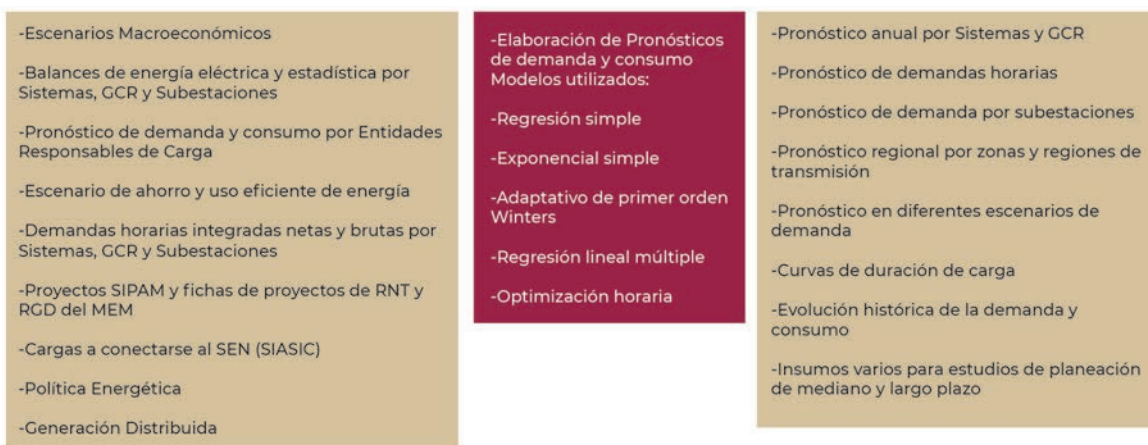
ción de pronóstico regional en consumo final de energía eléctrica por sector -Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria-.

Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros. Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto nacional.

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

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN—GCR Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— se refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

**FIGURA 4.9 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

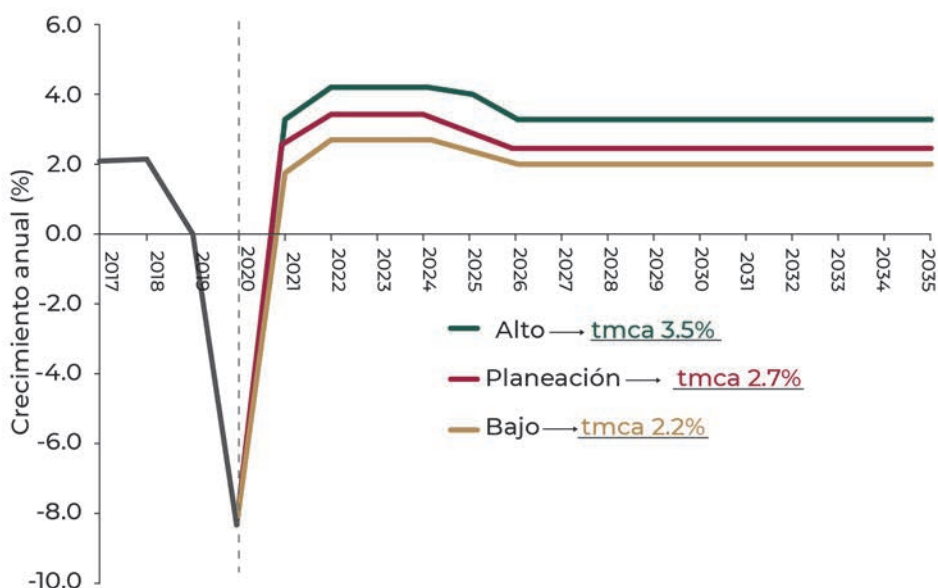
<sup>17</sup> INEGI. Cifras originales durante el cuarto trimestre de 2020.

## 4.6 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2021- 2035

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 4.10 en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.5% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son afines a las estimadas en condiciones previas a la contingencia sanitaria para los tres escenarios.

En el periodo 2021 – 2035, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.5%, el sector Industrial 2.7% y el sector Servicios lo hará en 2.8 por ciento. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2035, el sector Agrícola represente el 3.5% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.1% y 67.4%, respectivamente.

**FIGURA 4.10. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2021 - 2035 (%)**



Fuente: Elaborado por SENER con información propia

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

El pronóstico de la población<sup>18</sup> para 2021 – 2035 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 129 millones a 141.9 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el Suministro Eléctrico tendrán una tmca de 1.1%, al pasar de 46.2 millones a 53.8 millones en 2035.

<sup>18</sup> CONAPO. Indicadores demo figuras de México de 1950 a 2050





## 4.7 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2035

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios macroeconómicos 2021 – 2035, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, EM y GD.

El consumo bruto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los Transportistas, Distribuidores y Generadores (Centrales Eléctricas de Comisión Federal de Electricidad). El consumo bruto del SEN presenta

un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano – en seis meses del año se presenta el 52.3% del consumo anual–, y los meses fuera de verano –se tiene el 47.7% restante –.

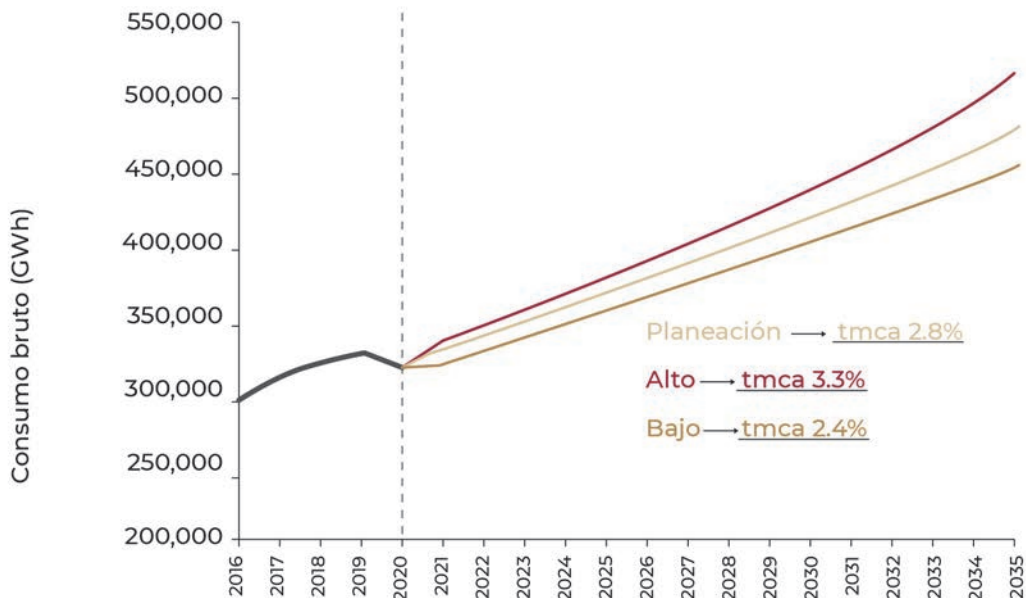
En la Figura 4.11 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.8%, para el escenario Alto de 3.3% y el escenario Bajo 2.4 por ciento. En el mismo sentido, en el Cuadro 4.3 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

**CUADRO 4.3 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2021 - 2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (%)**

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.3	2.8	2.4
SIN	3.3	2.8	2.4
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	3.1	2.6	2.2
Occidental	3.8	3.1	2.5
Noroeste	2.9	2.4	2.0
Norte	2.8	2.4	2.2
Noreste	3.9	3.6	3.2
Peninsular	4.7	4.2	3.8
Baja California	3.8	3.1	2.5
Baja California Sur	4.0	3.5	3.2
Mulegé	2.0	1.9	1.8

Fuente: Elaborado por SENER con información propia.

**FIGURA 4.11 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2021 - 2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (GWH)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 4.4 se presentan los pronósticos de consumo por GCR y SIN.

**CUADRO 4.4 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)**

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

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de Planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en las GCR Peninsular y Noreste con 4.2% y 3.6% respectivamente, mientras que, las GCR con menor incremento serán la Central y el Sistema Interconectado Mulegé con una tmca cada una de 1.9%.

De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2021 –2026) se pronostica que la GCR Peninsular crecerá 4.9% y el Sistema Interconectado Mulegé con 1.7% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 4.12).

**FIGURA 4.12 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2021 - 2026 Y 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

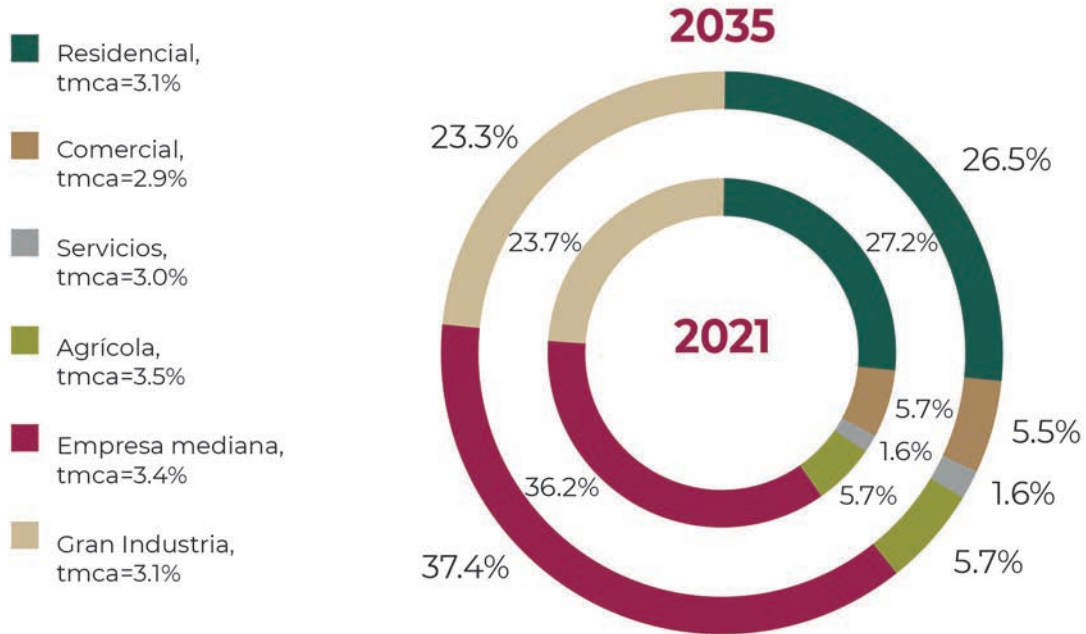
#### 4.7.1 CONSUMO FINAL 2021-2035

Se estima para el periodo de referencia un crecimiento de 3.2% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% y 2.8% estimados para el PIB y el consumo bruto. Los sectores que suponen un mayor incremento son el Agrícola y la Empresa Mediana con 3.5% y 3.4% respectivamente, seguidos por la Gran Industria y Residencial con un crecimiento del 3.1%. Los sectores Servicios y Comercial presentan una tasa de 3.0% y de 2.9% cada uno.

Para 2035, el sector predominante será la Empresa Mediana con 37.4% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 26.5%, seguido de la Gran Industria con 23.3% y el resto 12.8% –Agrícola, Comercial y Servicios–, como se observa en la Figura 4.13.



**FIGURA 4.13 CONSUMO FINAL DEL SEN 2021 Y 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



**Fotografía 18.** Centro de Capacitación, Valle de México. CFE.



## 4.7.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2035

La pérdida de energía eléctrica en las redes de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un sistema eléctrico. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía calorífica que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición, se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8.0%. En el Cuadro 4.5 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2021, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0% de la energía eléctrica neta del SEN.

**CUADRO 4.5 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)**

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

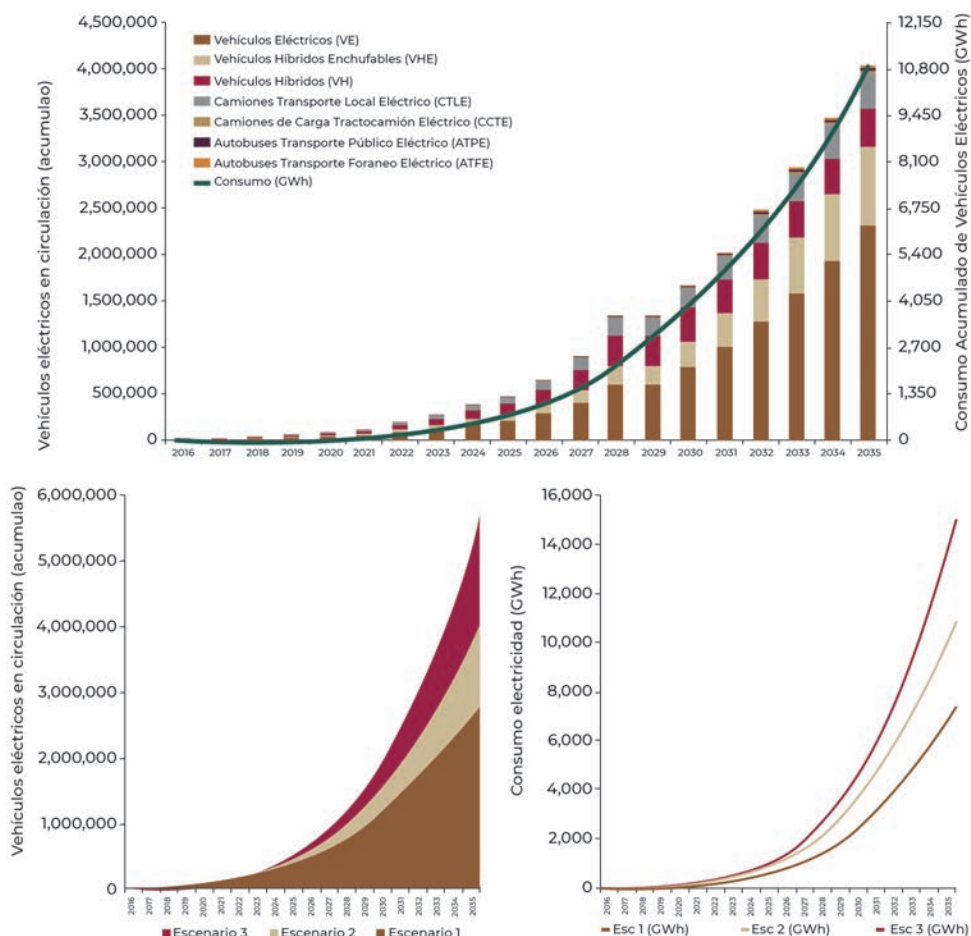
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### 4.7.3 MOVILIDAD ELÉCTRICA

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, dentro de sus objetivos se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO<sub>2</sub>e (toneladas de bióxido de carbono), así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor calidad del aire<sup>19</sup>.

Para el 2035, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) prevé la integración de alrededor de 4.02 millones de vehículos eléctricos<sup>20</sup>, lo que significaría el 29.5% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2035. Se considera un escenario de menor impacto de EM (escenario 1), el cual contempla la incorporación de 2.7 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de EM (escenario 3) el cual asciende a 5.7 millones de vehículos eléctricos, como se muestra en la Figura 4.14.

**FIGURA 4.14 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016 - 2035 (#, GWh)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

<sup>19</sup> Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

<sup>20</sup> Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

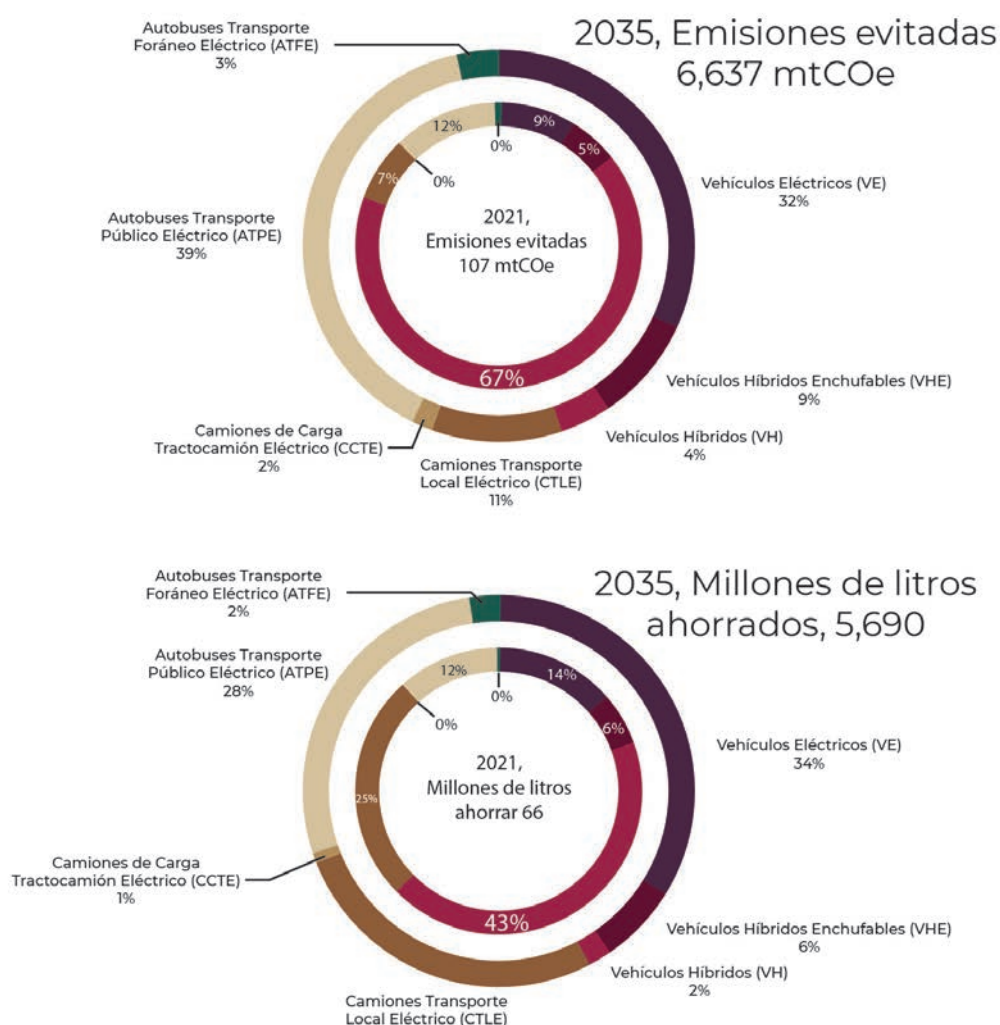


En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 39.8% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

En la Figura 4.14 en el Escenario 1 se estima que para el 2035 el parque vehicular ascienda a 2.7 millones de unidades, mientras que para el escenario de planeación se alcanzarían 4.0 millones de unidades y para el escenario 3 (previendo la implementación de políticas que impulsen un mayor incentivo para la utilización de este tipo de vehículos) se espera al final del horizonte 5.7 millones vehículos en circulación.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2021-2035 con relación a las emisiones evitadas es que éstas pasen de 107 mtCO<sub>2</sub>e a 6,637 mtCO<sub>2</sub>e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 66 millones de litros ahorrados pasen a 5,690 millones como se muestra en la Figura 4.15. Para los escenarios de menor y mayor EM en 2035 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 4,689 mtCO<sub>2</sub>e y 8,589 mtCO<sub>2</sub>e cada uno respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles éste se ubica en 3,984 y 7,489 millones de litros de combustible.

**FIGURA 4.15 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2021 Y 2035**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

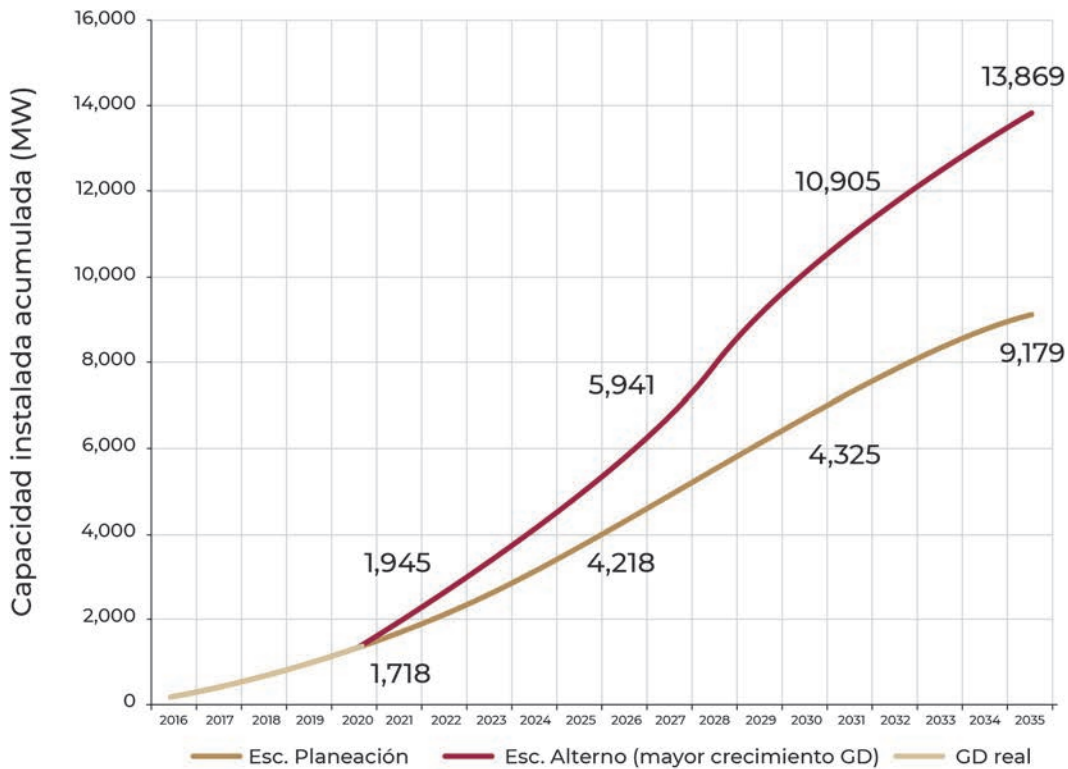


#### 4.7.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2021-2035

Respecto al crecimiento de la capacidad instalada (MW) de la GD-FV en los próximos 15 años, se realizaron dos proyecciones, como primer escenario un crecimiento medio o de planeación y un segundo escenario asumiendo que habrá un mayor dinamismo e impulso a la GD-FV. En la Figura 4.16 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que en 2020 se registró 1,388 MW y que, para el escenario de planeación en 2035, la capacidad instalada se ubicará en 9,179 MW, mientras que para el segundo escenario el SEN alcanzará 13,869 MW de GD-FV.

La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2035 para el escenario de planeación, se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Noreste y Central presentan la mayor participación con 23.8%, 16.6% y 16.1% cada uno respectivamente, caso opuesto, Baja California con 4.1% y Baja California Sur con 0.5%, como se indica en la Figura 4.17.

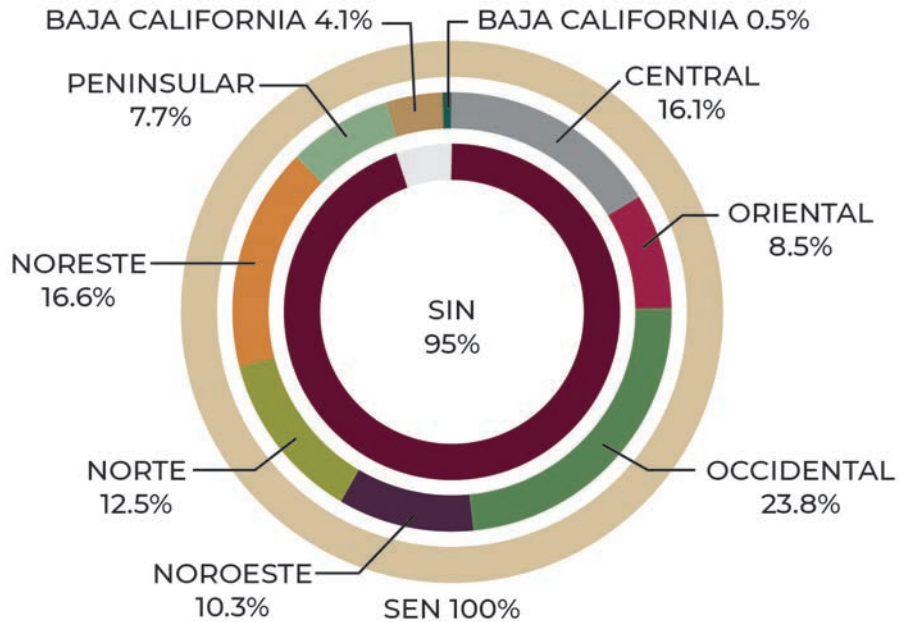
**FIGURA 4.16 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2016-2035 (MW)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



**FIGURA 4.17 DISTRIBUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DEL ESCENARIO DE PLANEACIÓN POR GCR EN 2035 (%)**

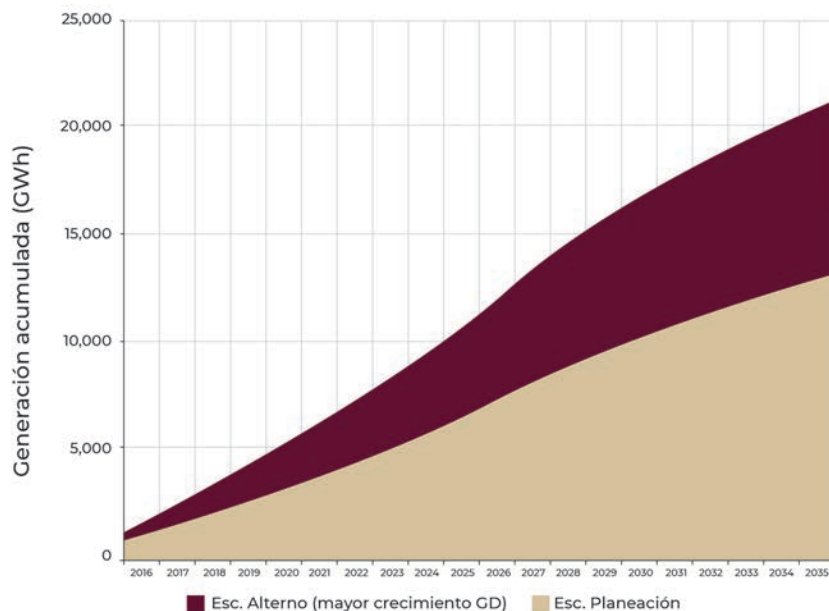


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 4.18 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) en el SEN del 2021-2035, para el escenario de planeación y el de mayor crecimiento. Se observa que para el

escenario base la producción de energía eléctrica en 2035 será de 13,814 GWh y que, para la incorporación de la GD-FV con mayor dinamismo, la producción de energía eléctrica será 21,751 GWh.

**FIGURA 4.18 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA DE GD-FV EN EL SEN 2021-2035 (GWH)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

## 4.8 DEMANDA MÁXIMA 2021-2035

Históricamente la demanda máxima coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la

tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En el Cuadro 4.6 se enuncian los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

**CUADRO 4.6 DEMANDA INTEGRADA POR GCR 2021–2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO**

	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN <sup>1/</sup>	3.5	3.0	2.6
SIN	3.5	3.0	2.6
Central	2.3	1.9	1.7
Oriental	3.3	2.8	2.5
Occidental	4.1	3.3	2.8
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.8	2.5	2.2
Noreste	3.7	3.4	3.0
Peninsular	5.1	4.6	4.3
Baja California	3.4	2.7	2.2
Baja California Sur	3.9	3.5	3.1
Mulegé	1.7	1.6	1.4

<sup>1/</sup>Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR  
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 4.19, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2021, 2025, 2030 y 2035. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte este comportamiento cambia debido al efecto en conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y la eficiencia energética a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2021 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 1,718 MW, mientras que en 2025 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 3,634 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 9,179 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV a la demanda horaria del SIN en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2021 se esperan 126 MWh/h, tomando como año base 2019, no se consideran los 1,023 MW instalados al 31 de diciembre de 2019 solo 365 MW de 2020 y el 50% de 2021 (165 MW), mientras que para el 2025 y 2030 se tiene estimada una participación de 555 y 1,284 MWh/h respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD del orden de 1,899 MWh/h<sup>2</sup>.

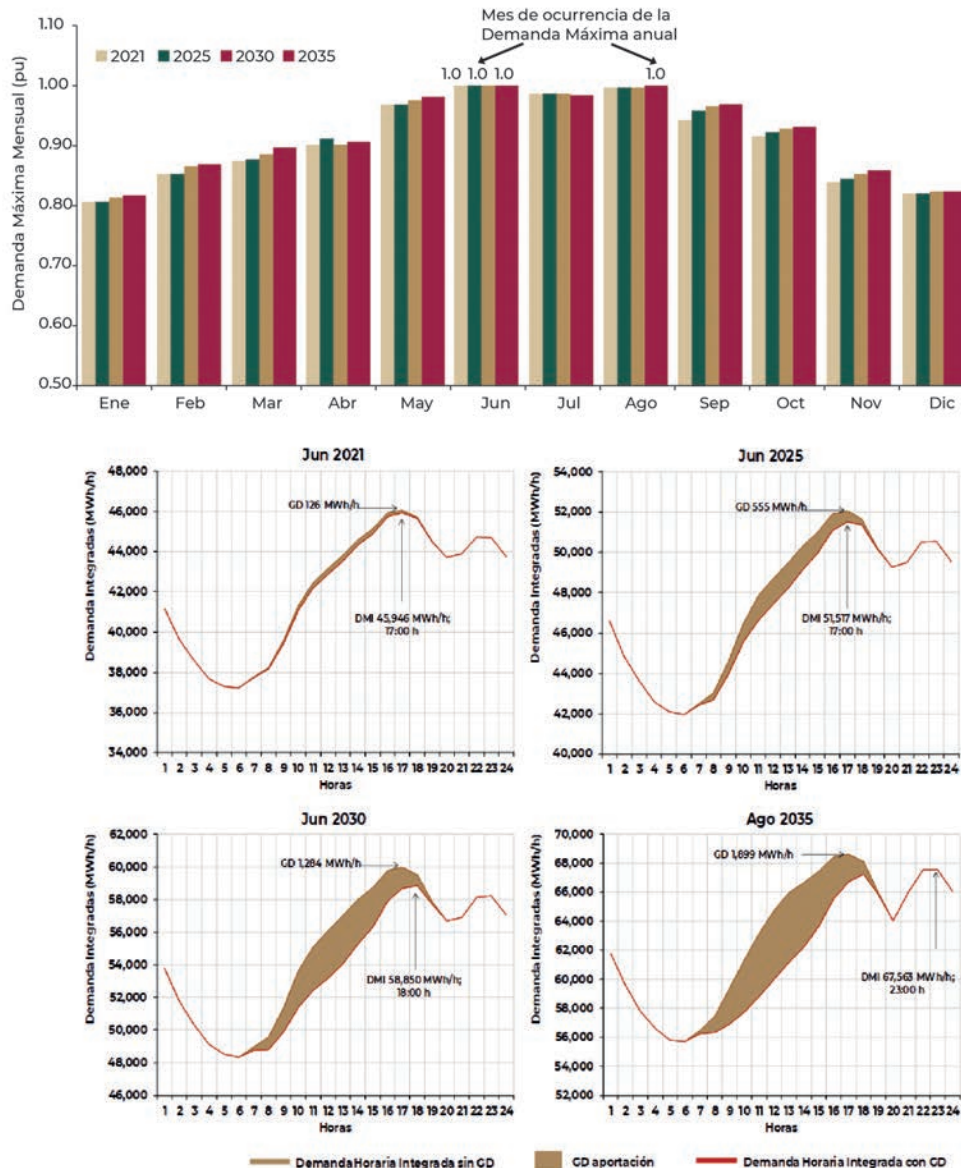
<sup>2</sup> Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD-FV para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado el software especializado denominado Renewables.ninja que permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.



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

Con relación al día que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN, en la Figura 4.19 se puede apreciar la aportación a la demanda por parte de la GD-FV durante el día, en donde el mayor efecto de esta contribución se identifica a las 13:00 h con 4,779 MWh/h, mientras que a las 17:00 h su aportación de GD-FV coincidente es cercana a 1,889 MWh/h. Lo anterior, provoca un desplazamiento de la demanda máxima anual de la tarde al tener una nueva demanda máxima anual nocturna entre las 22:00 h a 23:00 h.

**FIGURA 4.19 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2021, 2025, 2030 Y 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN**



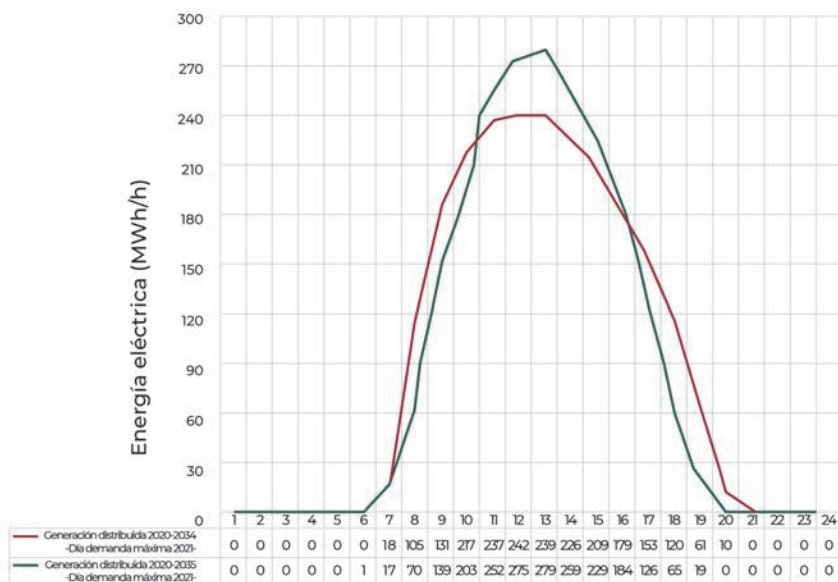
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



La Figura 4.20 muestra para el día de demanda máxima de junio 2021 el comparativo de la curva de energía eléctrica de la GD-FV en el SIN entre los

ejercicios 2020-2034 y 2021-2035. Dado que la GD-FV no tiene seguidor, se presenta su mayor aportación entre las 12 y 13 hs, y a las 17 hs es menor.

**FIGURA 4.20 COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL DÍA DE DEMANDA MÁXIMA DE VERANO**

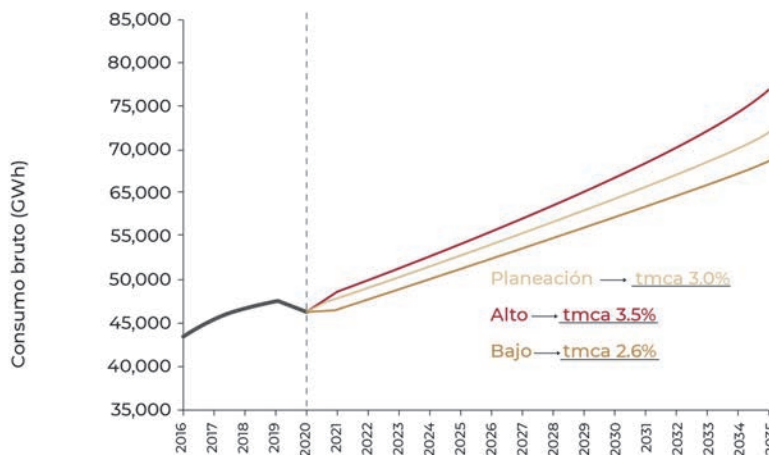


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

El comportamiento de la GD-FV en el perfil de la demanda, requiere de evaluarse en cada ejercicio como se vaya presentando la penetración por zona en el SEN y obtener mayor cantidad de datos estadísticos de estas zonas.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 3.0% para el horizonte de Planeación, 3.5% para el escenario Alto y 2.6% para el escenario Bajo. En la Figura 4.21 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

**FIGURA 4.21 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN/ 2021–2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWH/H)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 4.7 se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN.

**CUADRO 4.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA 2021–2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWH/H)**

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

En la Figura 4.22 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2021 – 2026 y 2021 – 2035 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.6%, seguido del Sistema Interconectado Baja California Sur

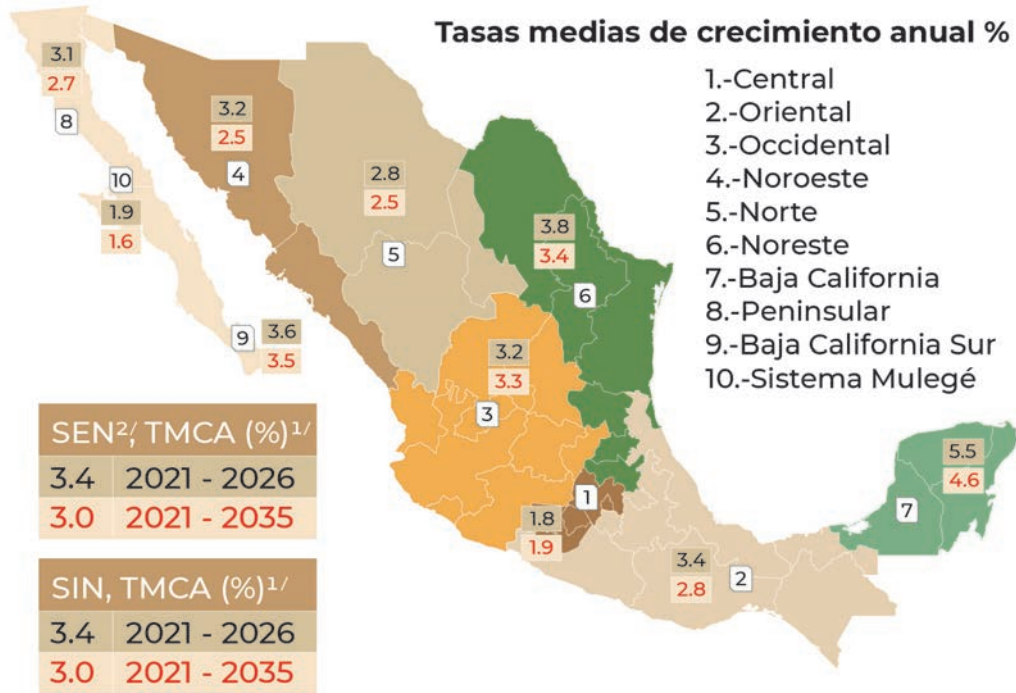
con 3.5%, y la región con menor crecimiento es el Sistema Interconectado Mulegé con 1.6%. Para el mediano plazo 2021 – 2026 las GCR Peninsular, Noreste y el Sistema Interconectado Baja California Sur, crecerán por arriba de 3.5%, mientras el Central crecerá al 1.8%.



**Fotografía 19.** Torres de transmisión. Manzanillo, Colima. CFE.



**FIGURA 4.22 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2021 - 2026 Y 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN**



<sup>1/</sup> TMCA referida a 2020

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



**Fotografía 20.** Central Geotérmica, "Los Humeros". Puebla. CFE.





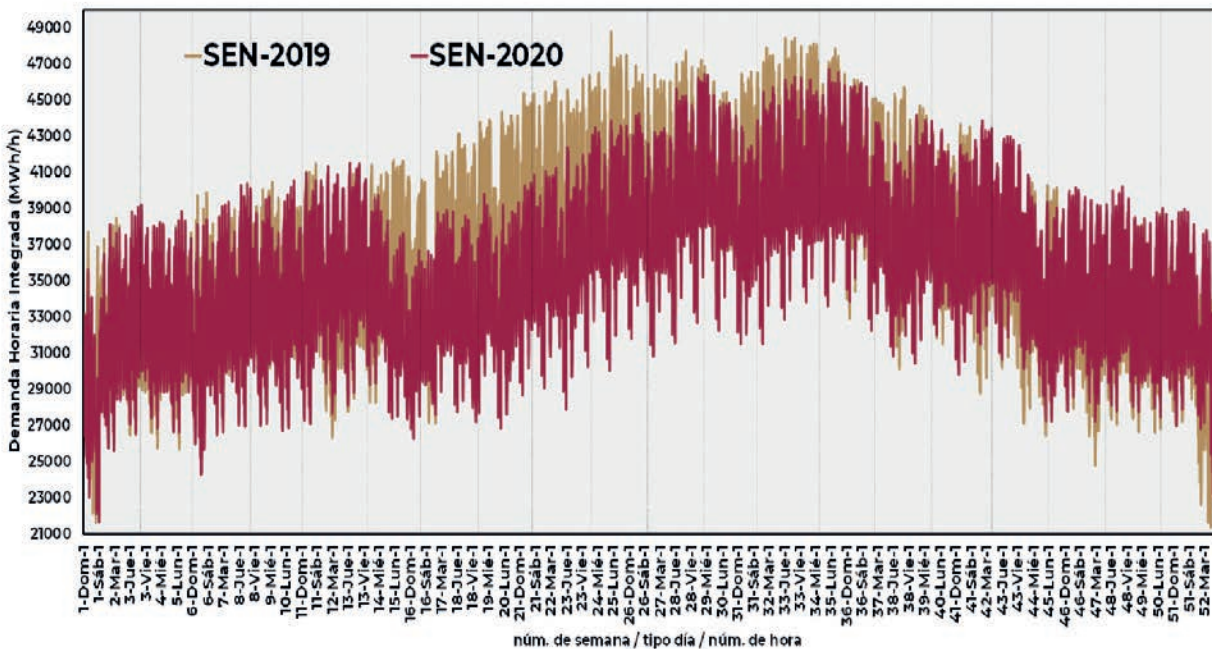
## 4.9 ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CONTINGENCIA SANITARIA 2020

Debido a la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, los gobiernos en el mundo han implementado medidas significativas para evitar la expansión de la pandemia. Estas medidas impactan fuertemente en el sector de energía, ya que la disminución de las actividades comerciales y la desaceleración del aparato industrial ejercen una fuerte influencia en la magnitud de la demanda de energía eléctrica esperada.

### 4.9.1 SECTORES ECONÓMICOS, CONSUMO BRUTO, Y DEMANDA MÁXIMA 2020

Durante 2020, países como Italia, España y Alemania registraron una reducción de su consumo eléctrico acumulado de -5.5%, -5.9% y -1.7%, respectivamente, con respecto al año 2019. También, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó una disminución en su consumo del -3.8%<sup>21</sup>.

**FIGURA 4.23 COMPARATIVO DEL PERFIL HORARIO DE DEMANDA DEL SEN POR IMPACTO DEL COVID-19, 2019 Y 2020**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

<sup>21</sup> Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España, Alemania y EUA - Nueva York, febrero, 2021.



En el caso particular de México, en la Figura 4.23 se observa el impacto del COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A partir del 30 de marzo de 2020 (semana 14), fecha en que se ordenó la suspensión inmediata de las actividades no esenciales con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2<sup>22</sup>, se observa una caída significativa en el pico de demanda con respecto a 2019. Incluso se registraron demandas máximas en días hábiles menores a la demanda máxima de un fin de semana del año anterior y en algunos casos la variación entre la demanda máxima de un día hábil y un fin de semana en los días de contingencia es mínima a diferencia del patrón habitual registrado en años anteriores.

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

Los efectos de la pandemia del COVID-19 en la demanda y consumo de energía eléctrica se experimentaron de diferente manera entre los sectores de consumo que integran al SEN. Por ejemplo, en el caso del Sector Residencial se registró un consumo en el periodo de enero – diciembre de 2020 de 72,203 GWh, mientras que, en el mismo periodo de 2019 fue de 67,881 GWh, lo que representa un crecimiento anual de 6.4%. El motivo: una parte de la población ocupada se encuentra laborando bajo la modalidad de “teletrabajo” o “trabajo en casa” y las labores educativas se llevan a cabo a distancia desde los hogares.

Uno de los sectores que se vio directamente impactado fue el de Turismo. Este sector en México es uno de los más estratégicos para el crecimiento económico, ya que los viajeros gastan en transportación, hospedaje y consumo. En la Figura 4.24 se presenta un análisis del comportamiento de la demanda durante 2020 en las zonas turísticas más representativas del país como lo son: Acapulco, Cancún, Riviera Maya y Los Cabos.

Para el caso de Acapulco, se observa que las demandas máximas se presentaron durante los primeros días del año 2020 (330.7 MWh/h).

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

En Cancún, durante el año 2020, se observa mucha irregularidad en la demanda. Los primeros meses del año, la demanda de energía eléctrica presenta picos superiores a los 400.0 MWh/h, pero de igual forma que Acapulco, a partir de finales del mes de marzo, se observa una caída brusca. De julio a septiembre la demanda se mantiene relativamente estable, alcanzando su nivel máximo del año el día 17 de septiembre con 476.2 MWh/h. En los meses posteriores vuelve a caer.

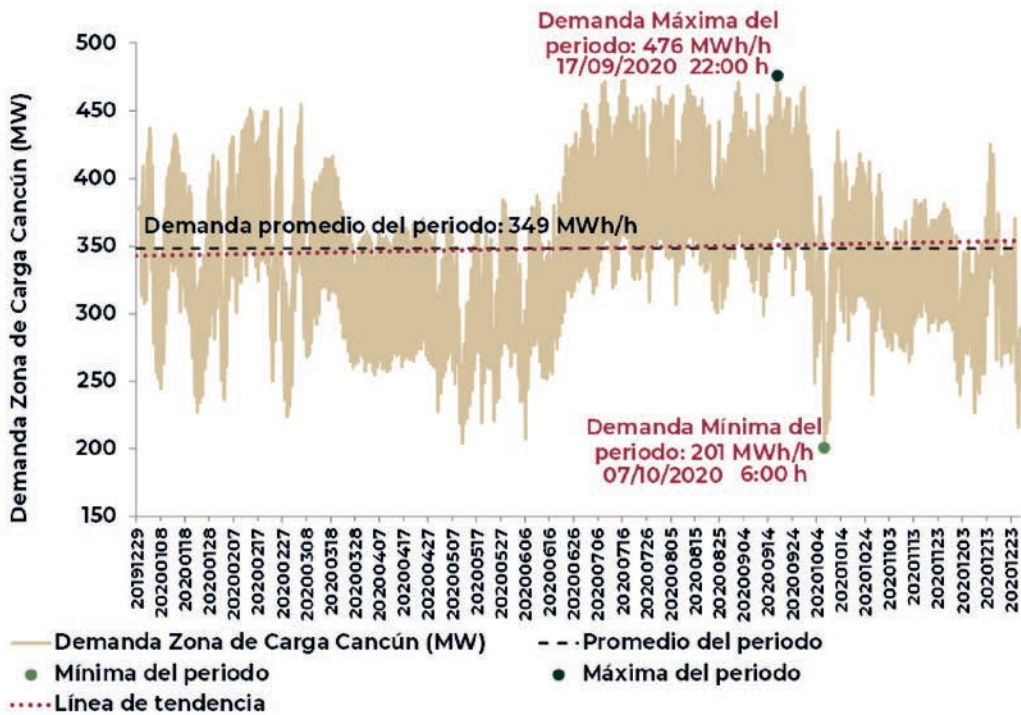
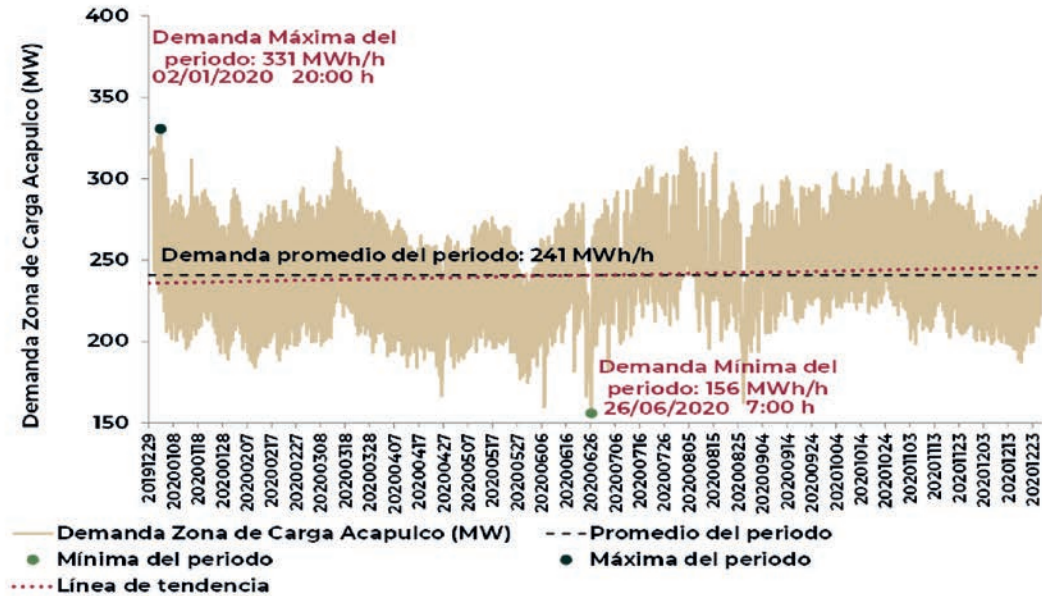
La Riviera Maya presentó un perfil de demanda similar al de Cancún, con la diferencia de que, las demandas máximas ocurrieron en los meses previos a la contingencia sanitaria y a partir de entonces, nunca fueron superadas. La demanda máxima se alcanzó el día 12 de febrero con 313.3 MWh/h. Al igual que Cancún, tiene una caída abrupta durante la primera ola de contagios, se recupera un poco de julio a septiembre y vuelve a caer en los últimos meses del año.

Los Cabos mostró un perfil diferente. A diferencia de las demás zonas turísticas que presentaron una tendencia positiva casi plana o incluso, negativa, fue la única con una tendencia positiva más inclinada. A pesar de la caída que se observa en el periodo de abril a junio, a partir de julio comienza una recuperación que, incluso, supera los niveles de la demanda previos al inicio de la contingencia sanitaria. Es así como la demanda máxima se registra el día 22 de octubre con 231.0 MWh/h. A partir de esa fecha, la demanda vuelve a caer a niveles similares a los de inicio de año.

<sup>22</sup> ACUERDO por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, Diario Oficial de la Federación, 31 de marzo de 2020.



**FIGURA 4.24 DESEMPEÑO DE LA DEMANDA (MW) DE LAS ZONAS TURÍSTICAS SELECCIONADAS DEL PAÍS, 2020**



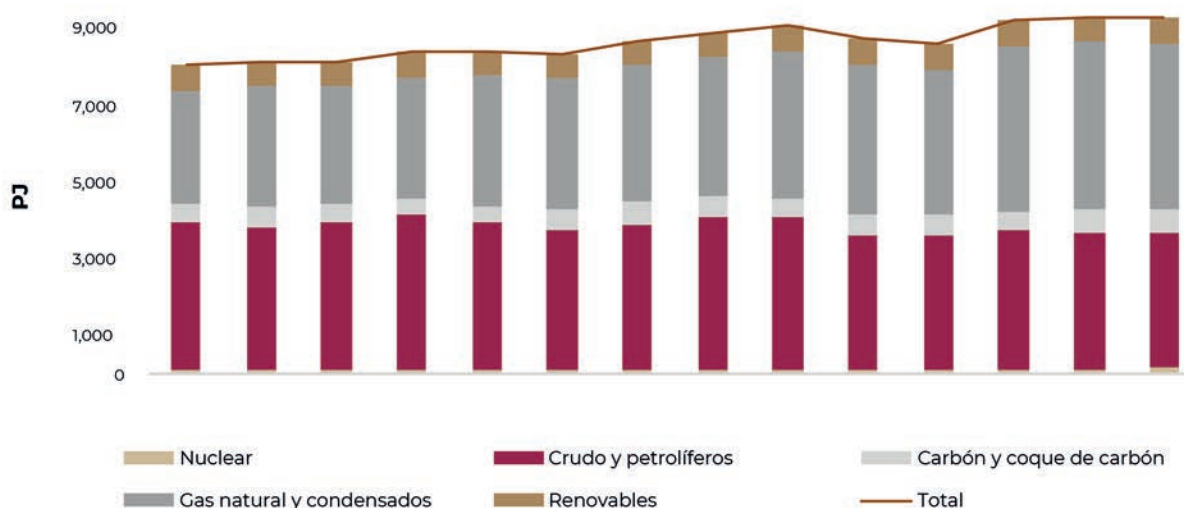


## 4.10 MATRIZ ENERGÉTICA 2035-2050

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

predominante en la matriz energética nacional. En la Figura 4.25 se observa la oferta interna bruta total por energético, donde en 2018, el 47.0% corresponde al gas natural y condensados, mientras que el crudo y petrolíferos representa cerca del 38.0%, cuando en 2005 representaba el 47.7%.

**FIGURA 4.25 OFERTA INTERNA BRUTA POR ENERGÉTICO 2005-2018 (PETA JOULE, PJ)**



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE

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

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

En la Figura 4.26 se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo 4 escenarios con diferentes supuestos.

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

Los escenarios mencionados no contemplan un cambio de la Matriz Energética en el sector industrial, debido a que dicho sector requiere un mayor análisis por el cambio tecnológico en aquellos procesos industriales con potencial de sustitución de energía

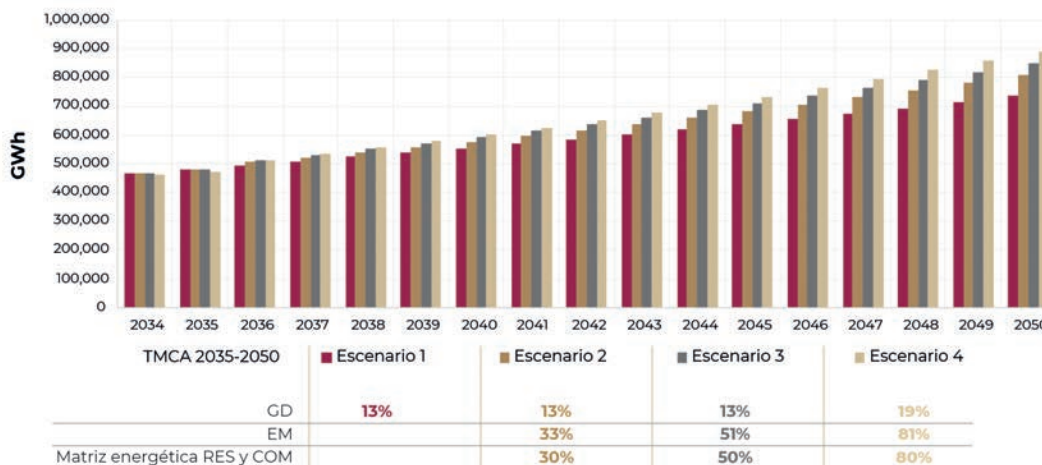


derivada de hidrocarburos por energía eléctrica, lo anterior podría dar como resultado mayor eficiencia.

Un cambio acelerado en la Matriz Energética en los sectores residencial y comercial hacia la sustitución de combustibles derivados de hidrocarburos y leña

por consumo eléctrico y EM, debe ir acompañado de una alta penetración de GD, sistemas de almacenamiento residencial y modernización de las RGD hacia Redes Eléctricas Inteligentes.

**FIGURA 4.26 ESCENARIOS DE CONSUMO BRUTO DEL SEN 2035-2050 (GWH)**

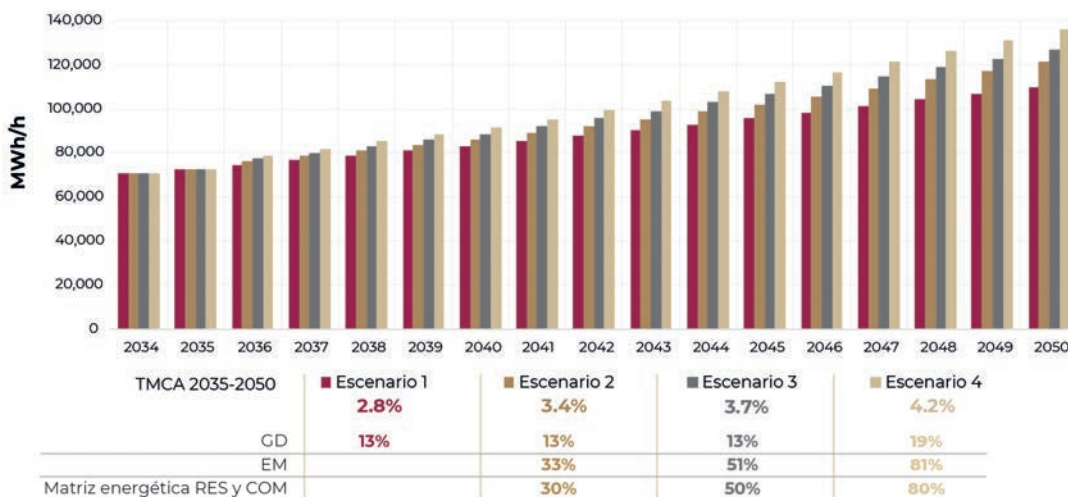


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

En la Figura 4.27 se presentan las demandas máximas de energía eléctrica para los escenarios antes descritos.

**FIGURA 4.27 ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA BRUTA DEL SEN 2035-2050 (MWH/H)**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



### 4.10.1 MATRIZ ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL 2035-2050

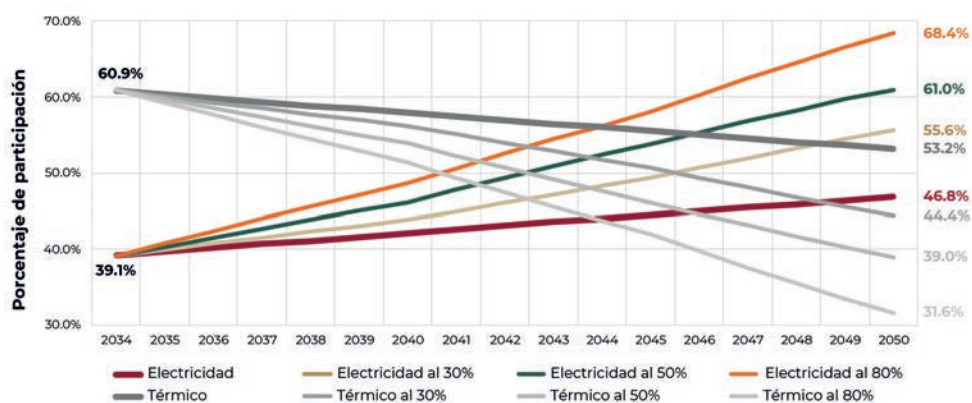
El consumo final de energía del Sector Residencial en 2020 se distribuyó de la siguiente manera: 32.5% fue por carga eléctrica y 67.5% por CHLS, esta conformación en 2011 se ubicó en 24.8% y 75.2% respectivamente.

Con relación al consumo de energía por CHLS de 2020, se ocupan combustibles como el gas natural 4.2%, gas licuado de petróleo 30.6%, leña 31.6% y solar 1.1%. Los combustibles anteriores en su totalidad se destinan a la cocción de alimentos con 73.0% y al calentamiento de agua con 23.0%.

En la Figura 4.28 se presentan tres escenarios de cambio de Matriz Energética con diferentes impactos del 30.0%, del 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico en el equipamiento de estufas y calentadores de agua, lo que significa un reemplazo de equipos térmicos (gas natural, gas licuado de petróleo y leña) por equipos eléctricos y equipos termo-solar.

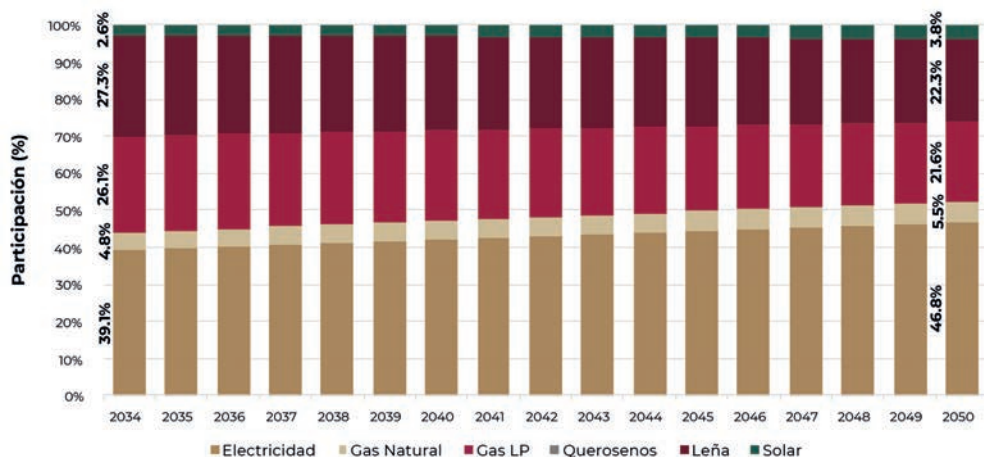
Se elaboró un escenario inicial de consumo final residencial por energético el cual presentó una tmca de 1.5% al 2050 (1,266 PJ). El consumo eléctrico en 2021 de 32.9% (271 PJ) pasará al 46.8% (593 PJ) en 2050, mientras que el consumo "térmico" de 67.1% (552 PJ) se ubicará en 53.2% (673 PJ) al final del horizonte que se muestra en la Figura 4.29.

**FIGURA 4.28 SECTOR RESIDENCIAL, USO FINAL DE LA ENERGÍA (%), ESCENARIOS DE MATRIZ ENERGÉTICA 2035-2050**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

**FIGURA 4.29 ESCENARIO INICIAL, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050**

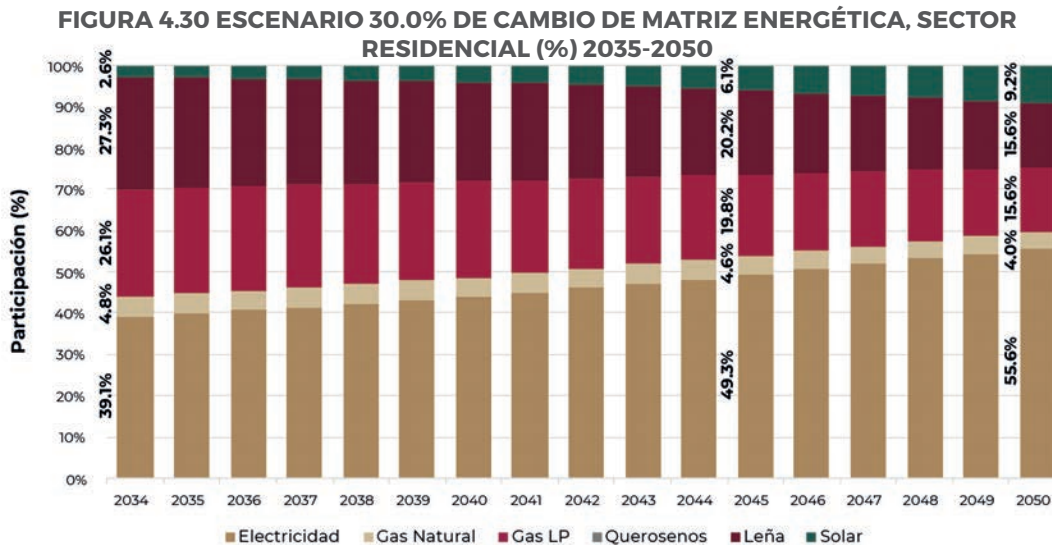


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 4.30 se muestra el escenario de 30.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético, se considera un menor impacto en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario se obtiene un crecimiento del consumo eléctrico de 2035-2050 del orden de 3.9%.

Referente al consumo CHLS se obtuvo un tmca de -0.4%. Se observa que a partir del año 2045 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHFS y en 2050 la distribución será 55.6% (704 PJ) del consumo eléctrico y 44.4% (562 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 9% (117 PJ) es consumo termo-solar para el sector residencial.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para el escenario de 50.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2035 que funcionan con gas natural, gas licuado de petróleo y leña, se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas o parrillas eléctricas y calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

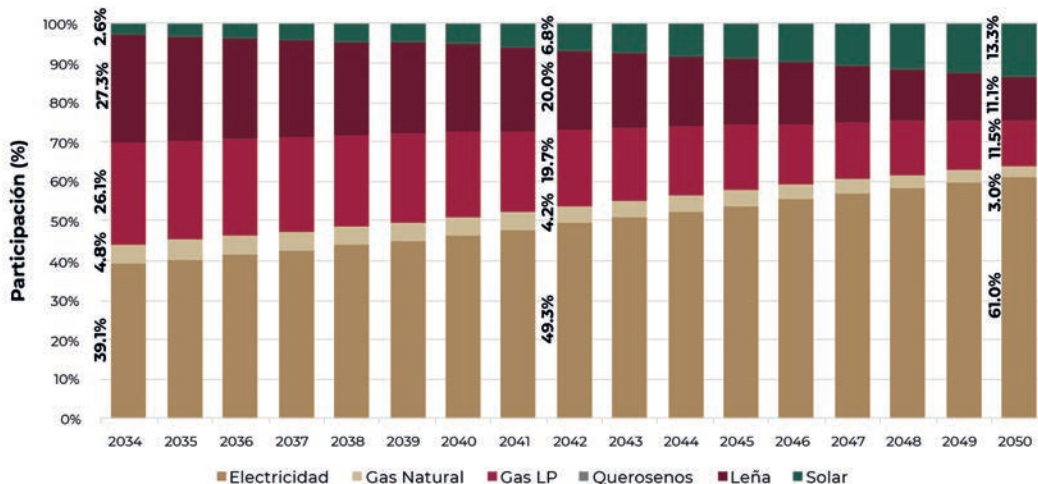
En este escenario se tiene que el consumo eléctrico para 2035-2050 crecerá con una tmca de 4.5% y el consumo CHLS será de -1.2%. Se observa que a partir del año 2042 el consumo eléctrico se empata con el consumo térmico y en 2050 la distribución se ubicará en 61.0% (773 PJ) de consumo eléctrico y 39.0% (493 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 13.3% (168 PJ) es consumo termo-solar, como se presenta en la Figura 4.31.



**Fotografía 21.** Maniobras Reunión Nacional de Huracanes. Puerto Vallarta, Jalisco. CFE.



**FIGURA 4.31 ESCENARIO 50.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050**

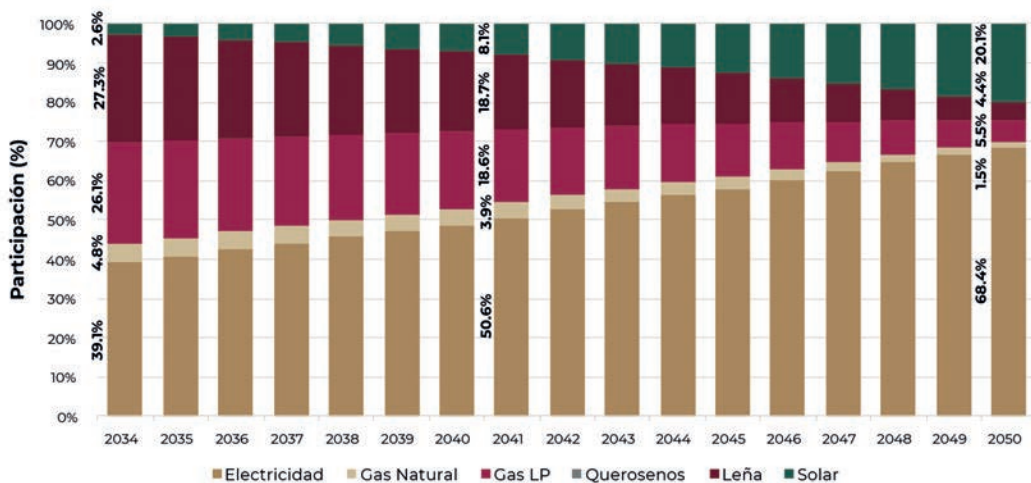


En el escenario de 80.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

-2.4% para el consumo térmico. Se observa que a partir del año 2041 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2050 la distribución se ubicará con 68.4% (866 PJ) de consumo eléctrico y 31.6% (400 PJ) de consumo térmico, de los cuales el 20.1% (254 PJ) es consumo termo-solar y se expone en la Figura 4.32.

En este escenario el desarrollo del consumo eléctrico para 2035 - 2050 es del orden de 5.3% y

**FIGURA 4.32 ESCENARIO 80.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



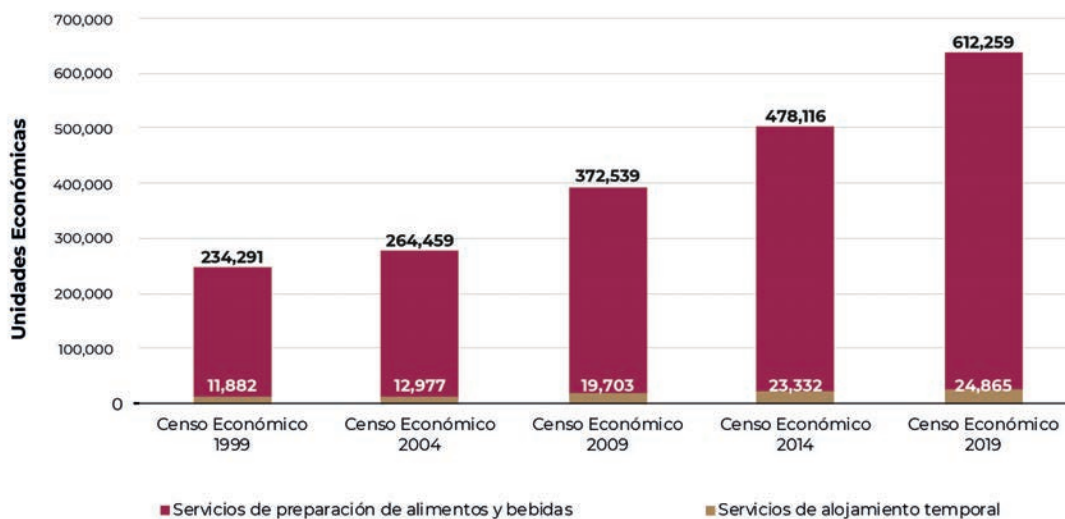


## 4.10.2 MATRIZ ENERGÉTICA SECTOR COMERCIAL 2035-2050

De acuerdo con la información del INEGI, las unidades económicas dedicadas a los servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas en el Censo de 2019 ascendieron a 637,124 unidades, de las cuales el 4% corresponde a servicios

de alojamiento y 96% a servicios de preparación de alimentos y bebidas. En comparación del censo de 2014, dichas unidades económicas crecieron 27% y se presentan en la Figura 4.33.

**FIGURA 4.33 SERVICIOS DE ALOJAMIENTO TEMPORAL Y DE PREPARACIÓN DE ALIMENTOS Y BEBIDAS 1999-2019**

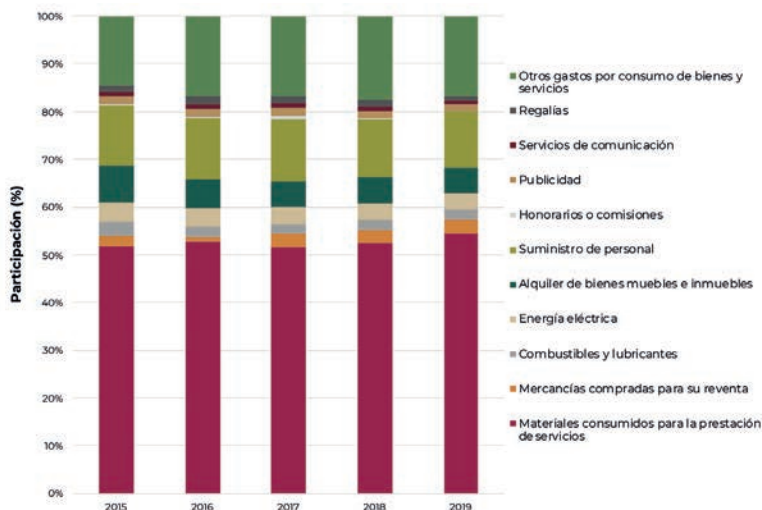


Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI

De acuerdo con la Encuesta Anual de Servicios Privados no Financieros del INEGI, las unidades económicas dedicadas al alojamiento y preparación

de alimentos tienen un consumo de bienes y servicios para llevar a cabo su actividad, los cuales se pueden observar en la Figura 4.34.

**FIGURA 4.34 TOTAL DE CONSUMO POR BIENES Y SERVICIOS DE ALOJAMIENTO Y PREPARACIÓN DE ALIMENTOS**



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI



El mayor gasto que tienen las unidades económicas es en materiales consumidos para la prestación de servicios con un 54.5%, seguido por otros gastos por consumo de bienes y servicios que abarca el 16.7 por ciento. Los gastos relacionados a la energía eléctrica y combustibles y lubricantes representan 3.3% y 2.3%, respectivamente del gasto para ofrecer su servicio.

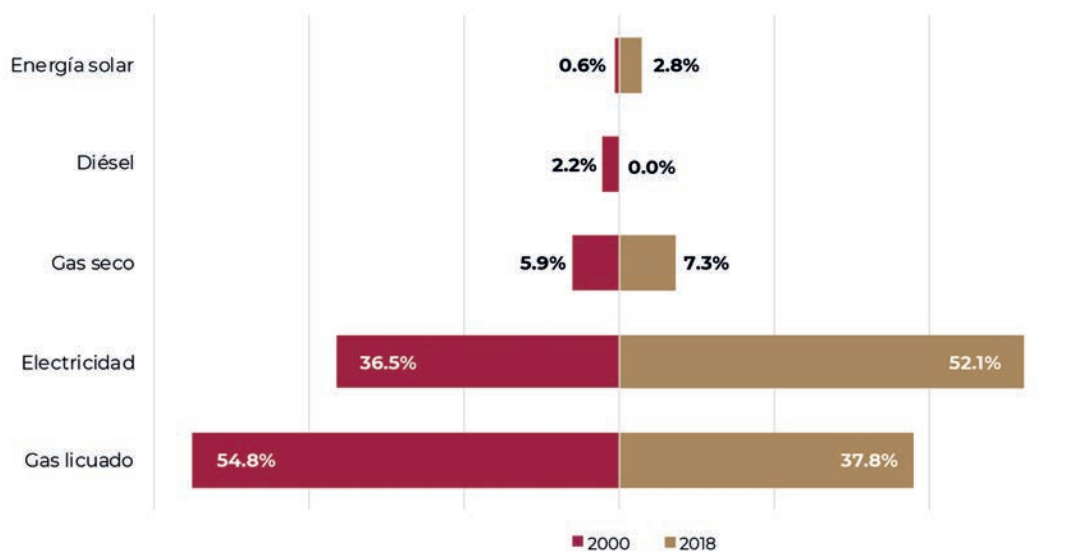
En el censo económico 2019<sup>23</sup> el 11.3% de las unidades económicas grandes<sup>24</sup> realizó un gasto o inversión en mejora o protección ambiental, de ellas el 57.0% optó por disminuir el consumo de energía o usó energías alternativas (solar, eólica, otra).

Consumo de energía en el sector comercial. Un cambio relevante que muestran las transformaciones tecnológicas y estructurales de

México es el desplazamiento del diésel y gas L.P. y el mayor uso de la electricidad como la fuente más importante del consumo energético final ocurrido entre 2000 y 2018. Entre los factores que provocaron esta dinámica se encuentra el incremento de la actividad del sector comercial - servicios, así como el cambio tecnológico en procesos que resultan más eficientes y que utilizan más electricidad.

A continuación, en la Figura 4.35, se muestra el consumo final de los energéticos en el sector comercial, donde se observa que en el 2018 la energía eléctrica tuvo mayor participación de poco más del 50%, con una tmca de 4.1% entre el 2000 y el 2018, desplazando al gas L.P. Por otra parte, la energía solar ha tomado relevancia al aumentar su participación, pasando de 0.6% a 2.8%, con una tmca de 11.3%.

**FIGURA 4.35 CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL 2000 Y 2018**



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI

<sup>23</sup> Dato actualizado al 30/09/2020 (que es lo último disponible en la página del INEGI)

<sup>24</sup> Establecimientos grandes son aquellos que cumplieron con los siguientes parámetros:

- Ingresos iguales o mayores a 50 millones de pesos anuales, o personal ocupado igual o mayor a 50 personas ocupadas.

- Establecimientos que forman parte de una empresa nacional, es decir, que comparten una misma razón social y se encuentran ubicados en más de una entidad federativa.

- Empresas locales (todos los establecimientos en una sola entidad federativa), con al menos una unidad económica que cumpla con alguno de los dos primeros parámetros.

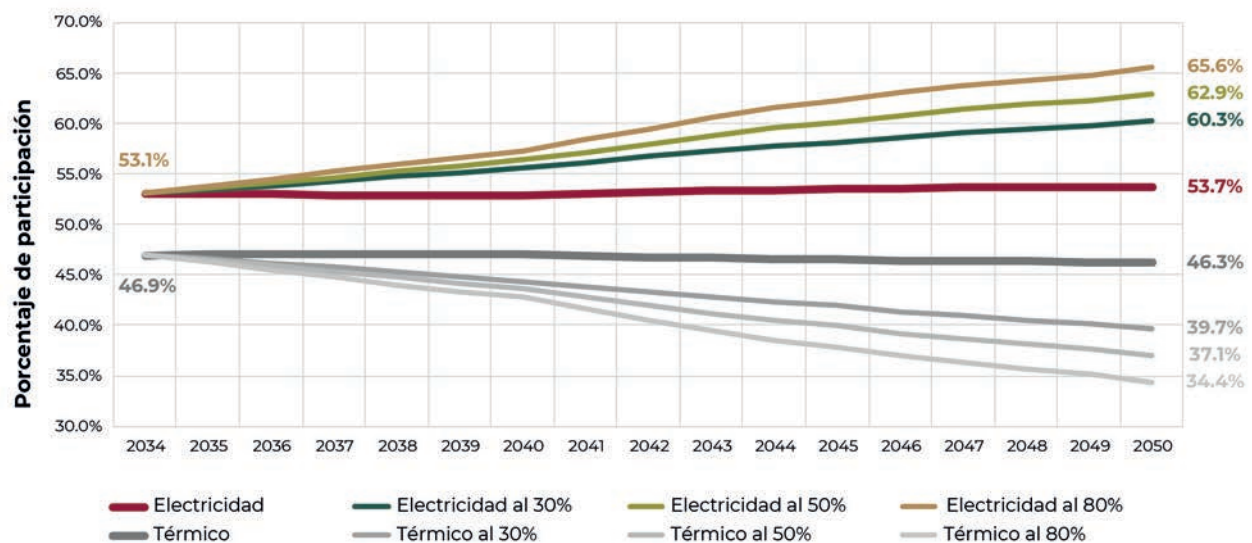
Al analizar las últimas dos décadas, los sectores que más se hicieron eficientes en sus consumos energéticos fueron el residencial, el industrial y el comercial y servicios, los cuales lograron sustituir fuentes de energía CHLS por energía eléctrica. Esta tendencia continuará hacia el futuro ya que la electricidad es la forma de energía más fácil de controlar, transportar y distribuir. Esto significa, en cualquier escenario, que el consumo de energía eléctrica del país seguirá en aumento hacia el futuro.

A continuación, se presentan los escenarios de demanda en PJ, considerando el consumo final del Sector Comercial por tipo de energético, unidades económicas, gasto en electricidad y combustibles, así como la inversión o mejora en la protección al medio ambiente (uso de energías alternativas),

también se consideró el pronóstico de demanda y consumo de la industria eléctrica, los pronósticos por energético del sector servicios -comercial, los escenarios de demanda de energía eléctrica presentados en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

Se examinan tres posibles escenarios de cambio de Matriz Energética con diferentes impactos del 30.0%, 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico, es decir, sustitución de equipos térmicos (gas natural y gas licuado de petróleo) por equipos eléctricos los cuales se muestran en la Figura 4.36.

**FIGURA 4.36 ESCENARIOS DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050**



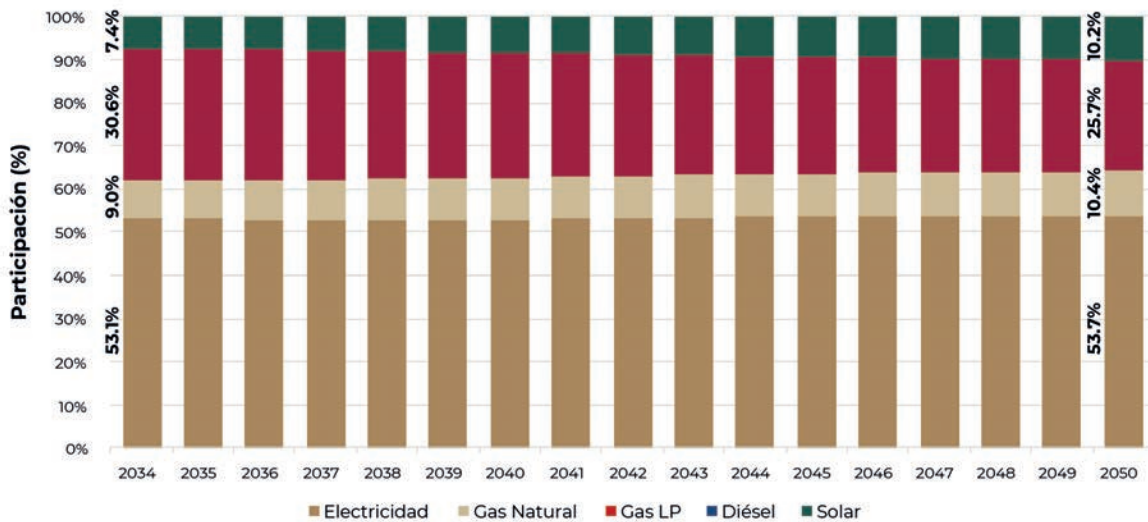
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



Se elaboró un escenario inicial de consumo final comercial por energético, el cual presentó una tasa media de crecimiento anual de 2.7% de 2021 al 2050. El consumo eléctrico en 2034 de 53.1% pasará

a 53.7% en 2050; el consumo CHLS de 46.9% se ubicará en 46.3% al final del horizonte, ver la Figura 4.37.

**FIGURA 4.37 ESCENARIO INICIAL, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050**

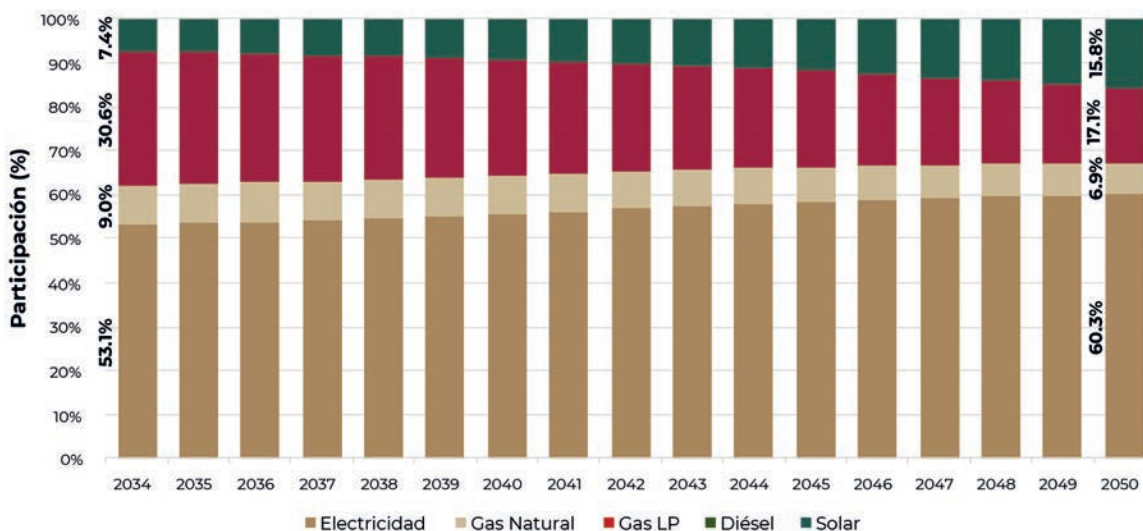


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para el escenario 30.0% de cambio Matriz Energética del consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un menor impacto en el cambio de equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario la tmca de 2035-2050 para el consumo eléctrico es de 3.3% y 1.9% de consumo térmico. La energía eléctrica en el 2034 representaba el 53.1% del consumo y para 2050 representa el 60.3%. Por su parte la energía termo-solar pasó del 7.4% en 2034 a 15.8% en 2050 como se aprecia en la Figura 4.38.

**FIGURA 4.38 ESCENARIO 30.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050**



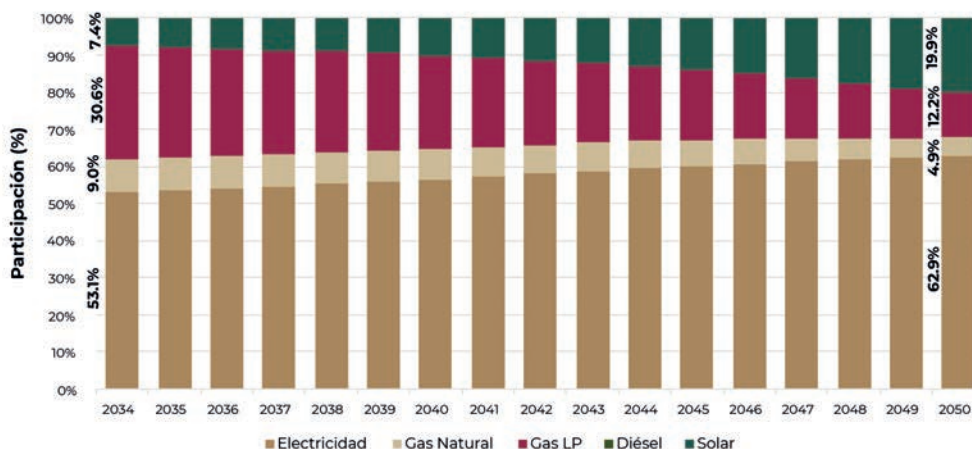
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



En el escenario 50.0% de cambio Matriz Energética de consumo final comercial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2035 que funcionan con gas natural y gas licuado de petróleo se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas u hornos eléctricos, así como calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 62.9% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 19.9% y el restante 17.1% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo, ver la Figura 4.39.

**FIGURA 4.39 ESCENARIO 50.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050**

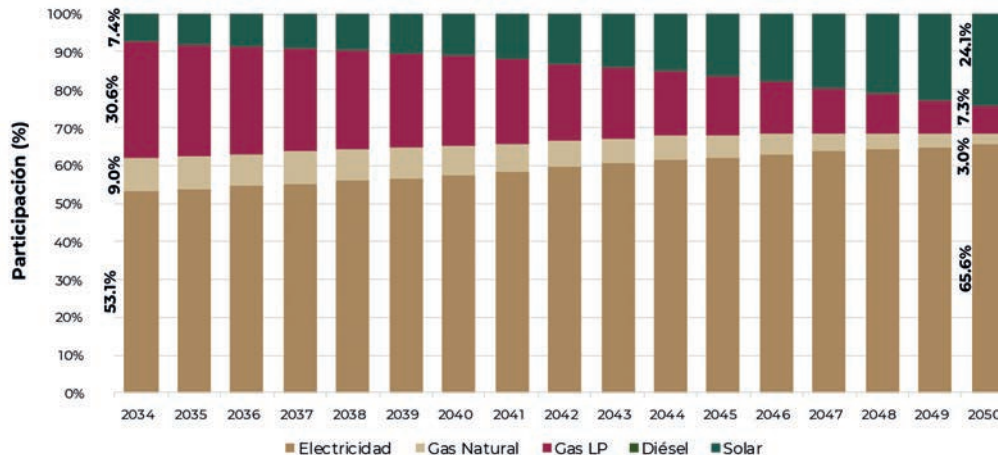


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Finalmente, en el escenario 80.0%, Figura 4.40, de cambio Matriz Energética de consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas, hornos, equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 65.6%, mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 24.1% y el restante 10.3% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

**FIGURA 4.40 ESCENARIO 80.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE





**Fotografía 22.** Central geotérmica, "Los Azufres". Michoacán. 2019.  
CFE.



# 5

*Programa Indicativo  
para la Instalación y Retiro  
de Centrales Eléctricas  
(PIIRCE)*



**Fotografía 23.** Central geotérmica "Los Azufres". Michoacán. CFE.



## 5. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

Conforme al Artículo 13 de la Ley de la Industria Eléctrica, “Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”.

En el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en sus Artículo 5 y 7, se establece que:

*“Artículo 5.- Para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se deberá considerar al menos:*

...

*II. La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;*

[...]

*IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;*

*V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y...”*

*“Artículo 7.- Los programas indicativos para la instalación y retiros de Centrales Eléctricas no serán requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o*

*pretendan instalarse en congruencia con dichos programas.”*

Para la definición de este programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes en el sector eléctrico, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 se establece en el rubro de Economía que las tarifas eléctricas se reducirán hacia mediados del sexenio, para esto se establece como propósito de importancia estratégica en la presente administración, la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad y que sea palanca de desarrollo nacional, también se alentará la inversión privada estableciendo un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

En la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en su artículo 33, establece que a la Secretaría de Energía le corresponde el despacho de los siguientes asuntos:

...

*I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia;*

...

*V. Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.*

*La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad*



energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;

...

XXIX. Fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica;

[...]

XXXI. Los demás que le encomienden expresamente las leyes y reglamentos.”

Por lo anterior, como se ha citado, corresponde a la Secretaría de Energía, establecer, conducir y coordinar la política energética del país, con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual puede establecer, coordinar, realizar y promover programas, y proyectos como los que nos ocupa, incluyendo la planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales, del sector energético nacional, e igualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE que propicie que sus acciones – es decir que las acciones de este centro, sean compatibles con los programas de la Secretaría de Energía;

En la LIE, en su artículo 11 faculta a la SENER, entre otras cosas para:

*Artículo 11.- La Secretaría está facultada para:*

I. *Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica*

II. *Formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo;*

III. ...

IV. *Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional;*

V. *Asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria eléctrica, el CENACE y el CENAGAS;*

[...]

XII. *Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, ...;*

XIII. *Preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional;*

...

XVII. *Establecer criterios para la delimitación de las Centrales Eléctricas, las redes de transmisión, las redes de distribución, los Centros de Carga y el Sistema Eléctrico Nacional, y para clasificar las instalaciones eléctricas en las categorías correspondientes;*

...

XLII. *Las demás que éste y otros ordenamientos jurídicos le confieran, y*

XLIII. *Interpretar para efectos administrativos la presente Ley en el ámbito de sus facultades.*

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la Administración Pública Federal, se va a reactivar el desarrollo de Centrales Eléctricas en la Empresa Productiva del Estado, para lo cual se plantea la incorporación en el mediano plazo de centrales de ciclo combinado, la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes, la Figura 5.1 muestra las adiciones de capacidad neta de 2021 a 2024 por la empresa productiva del Estado.

Es importante señalar que, con base a lo dispuesto por la LIE, en sus artículos 1, 2 y 3, la planeación energética deberá atender los criterios de la soberanía y la seguridad energéticas y



fortalecimiento de las empresas productivas del estado, al decir:

*Artículo 1.- La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público.*

*Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.*

*Artículo 2.- La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema*

*Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria. Las actividades de la industria eléctrica son de interés público.*

*La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley. El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.*

*Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:*

*X. Confiabilidad: Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE;"*



**Fotografía 24.** Subestación Eléctrica, "Itzaes". Mérida, Yucatán. 2021.  
CFE.



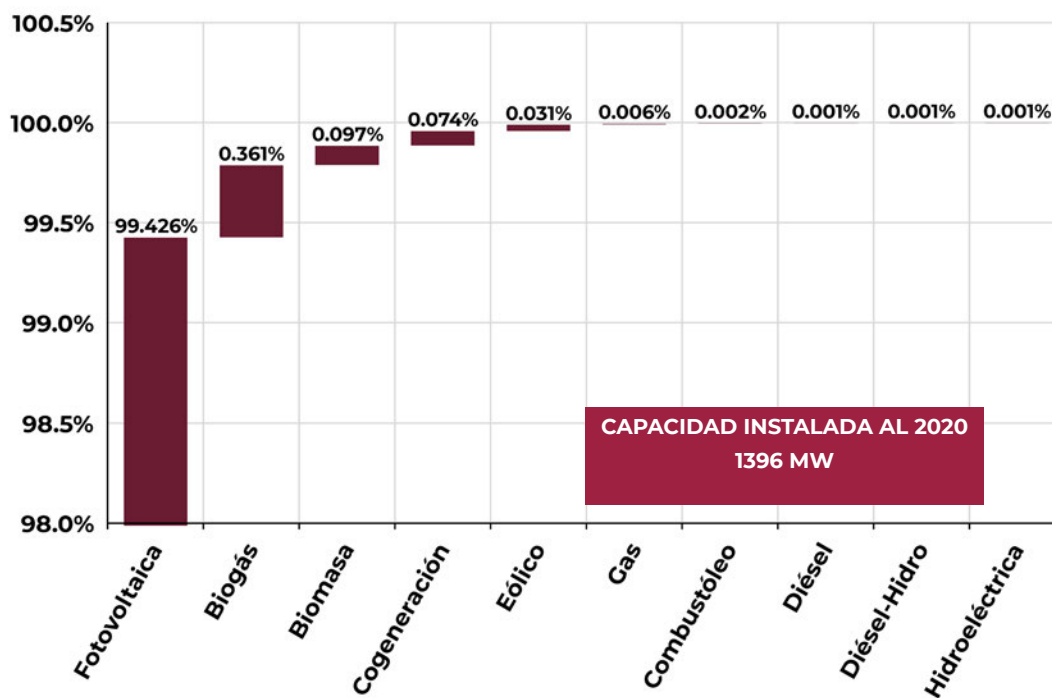
## 5.1 Generación Distribuida

La integración de Generación Distribuida, principalmente los sistemas fotovoltaicos (GD-FV), en los Sistemas Eléctricos Potencia debe tenerse en cuenta en la integración de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para los pronósticos de demanda y consumo, la interoperabilidad entre la RNT y las RGD.

La penetración de GD-FV requiere actualizar el proceso del PIIRCE, ya que su incorporación año con año modifica la demanda y consumo estimada por región y sistema, lo que se refleja en diferentes requerimientos de Reserva de Planeación.

En el SEN el 99.4% de Generación Distribuida (GD) al cierre de 2020 es por sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registro de una capacidad instalada acumulada del orden de 1,388 MW<sup>26</sup> en el SEN, en 2020 fue instalada una capacidad de 365 MW que se estima tuvieron una generación de 334 GWh, un incremento de 9.12% con respecto a lo instalado en 2019. La Figura 5.1 muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2020.

**FIGURA 5.1. CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 2020**



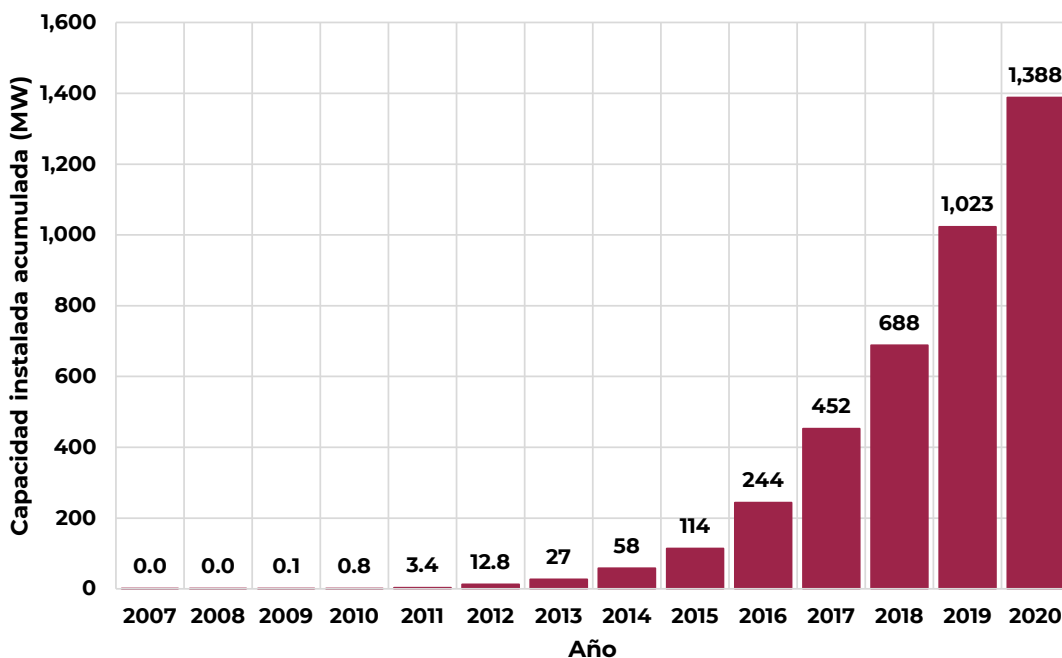
Fuente: SENER con información de CRE, CFE y CENACE

<sup>26</sup> CFE Distribuidor, estadísticas GD, diciembre 2020



La Figura 5.2 muestra la evolución de la capacidad instalada acumulada de 2007 a 2020 de la GD de sistemas fotovoltaicos.

**FIGURA 5.2. EVOLUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2007-2020 (MW)**



Fuente: SENER con información de CRE, CFE y CENACE

Para la integración de GD-FV se realizaron dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada, la generación aportada a las redes generales de distribución y por consiguiente al SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida. Estas proyecciones tienen impacto en los pronósticos de demanda y consumo.

las GCR Occidental, Central y Noreste presentan la mayor participación con 23.8%, 16.1% y 16.6% cada uno respectivamente, y la región con menor participación es Sistema Interconectado Baja California Sur con 0.5%, como se indica en la Figura 5.4. Por lo que, en el largo plazo el impacto en el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica de las GCR Occidental, Central y Noreste será más significativo.

En la Figura 5.3 se presenta la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que la capacidad instalada de 1,388 MW registrada en 2020 y para cierre de 2021 se estima en 1,718 MW, para el 2035 se ubicará en 9,179 MW para el escenario de planeación y 13,869 MW para el escenario alterno. El crecimiento que se estima de 2021 a 2035 es de 7,792 MW para el escenario de planeación y de 12,481 MW para el alterno con una penetración más acelerada.

El incremento que ha tenido la GD-FV y la tendencia estimada facilita el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética de la Ley de Transición Energética

La distribución estimada de la capacidad instalada acumulada por Gerencia de Control Regional (GCR) en 2035 se distribuye de la siguiente manera:

En el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, establece que la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes. Ya que, el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales como:

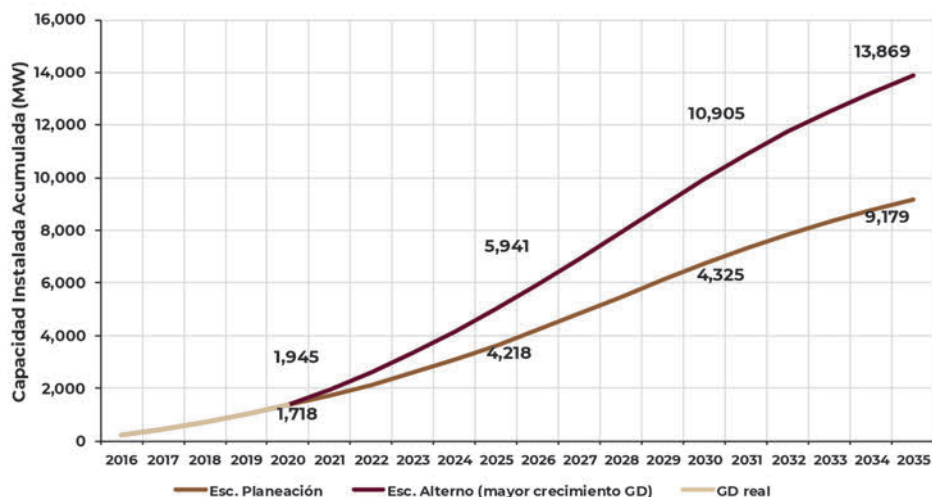


salud, vivienda y educación, condiciones que ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y elevar la calidad de vida de los habitantes.

La propuesta de instalación de Generación Distribuida en México considera las entidades

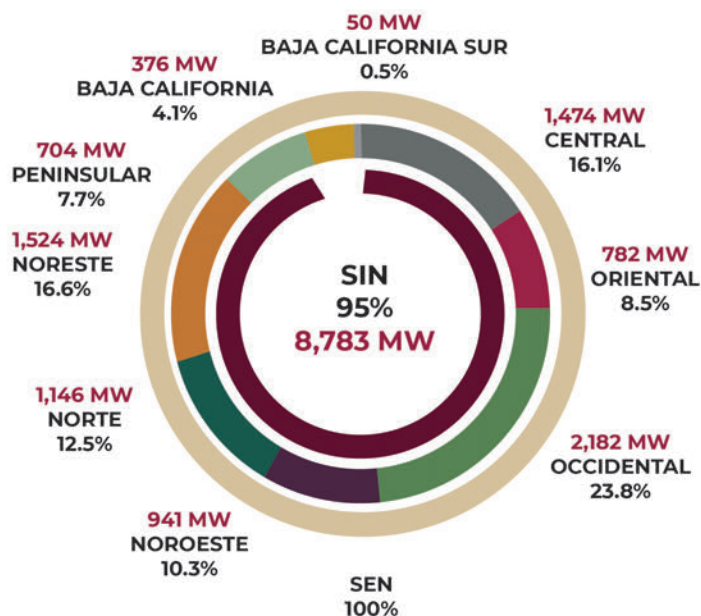
federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes<sup>27</sup> (comunidades rurales), con porcentaje en situación de pobreza más altos<sup>28</sup>, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado<sup>29</sup>.

**FIGURA 5.3 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2016 – 2035**



Fuente: SENER con información de CRE, CFE y CENACE

**FIGURA 5.4 DISTRIBUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DEL ESCENARIO BASE POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL EN 2035 (MW, %)**



Fuente: SENER con información de CRE, CFE y CENACE

<sup>27</sup> [www.cuentame.inegi.org.mx](http://www.cuentame.inegi.org.mx)

<sup>28</sup> [www.coneval.org.mx](http://www.coneval.org.mx)

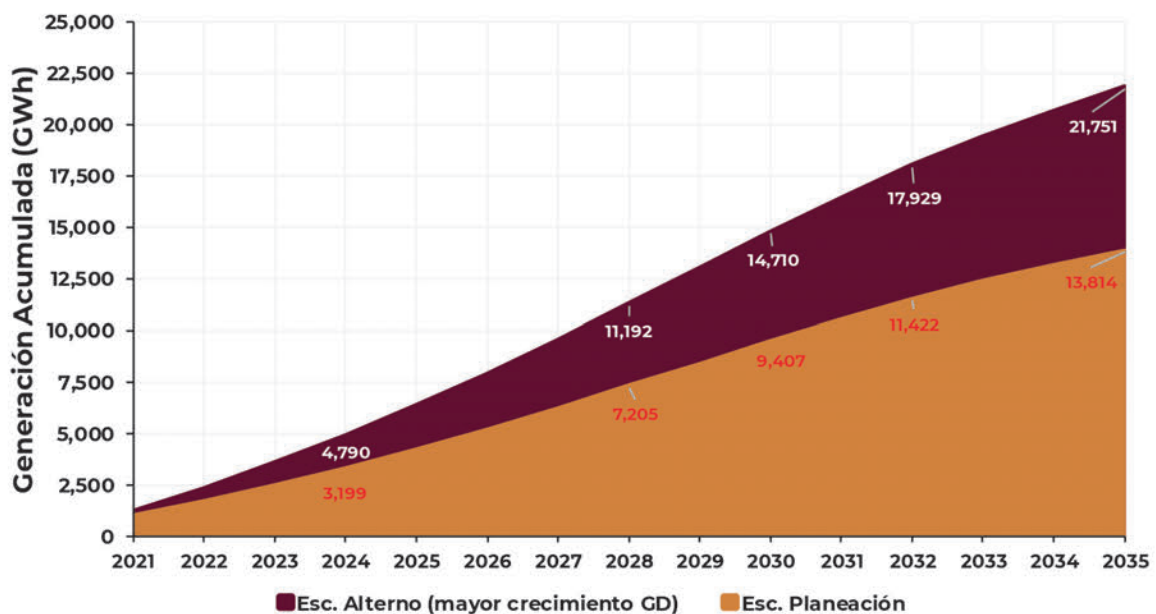
<sup>29</sup> *Ibidem*

En la Figura 5.5 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) de 2021 a 2035 en el SEN, para el escenario de base y el de mayor crecimiento. Para la elaboración del PIIRCE 2021-2035 se considera el escenario de planeación.

Las disposiciones correspondientes a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER necesarios para el desarrollo eficiente y en

términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología. Ya que 7.9 TWh entre un crecimiento de planeación y uno alterno con políticas públicas en materia de energía eléctrica enfocadas a dar mayor aceleración a la GD-FV en 2035 representa una disminución en el consumo de energía eléctrica del 1.64%.

**FIGURA 5.5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIMADA POR LA GD-FV DE 2021 A 2035 (GWH)**



Fuente: SENER con información de CENACE

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías en la producción de energía eléctrica en las RGD, la planeación y el control del SEN deberá modificarse con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

El modelo de planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, redes eléctricas inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión



## 5.2 Programa indicativo de incorporación de centrales eléctricas

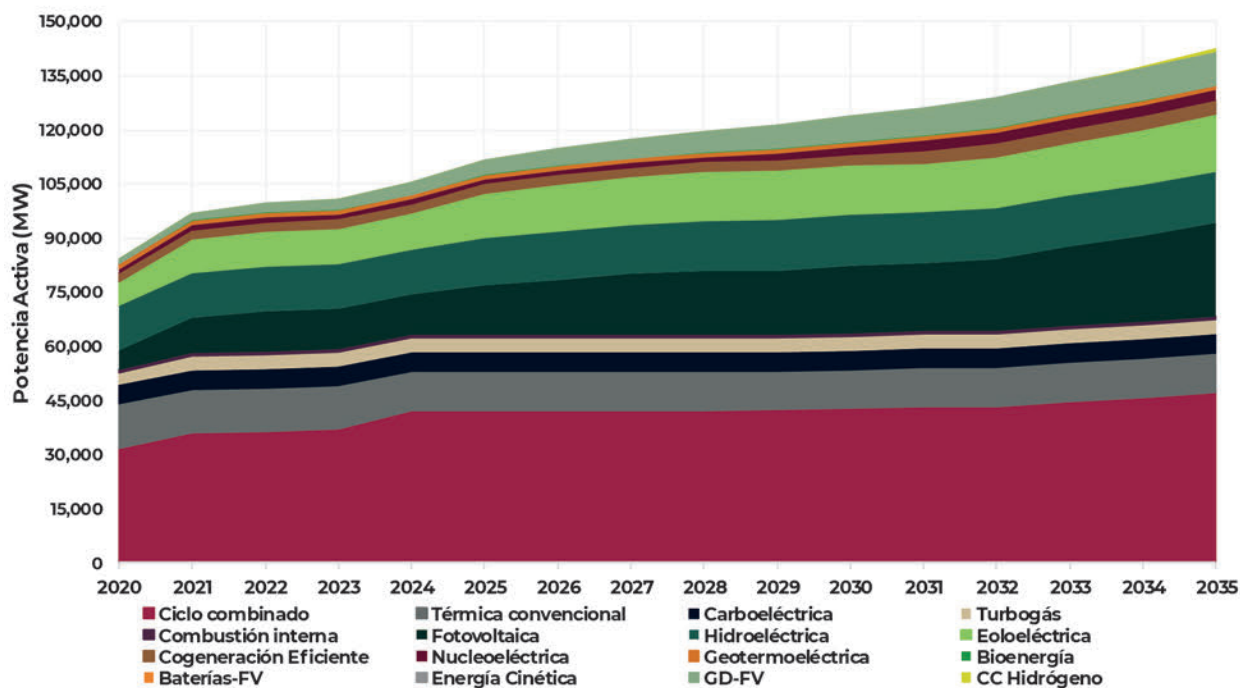
El programa de nueva capacidad en el corto/mediano plazo 2021-2025, resultó de la revisión de los proyectos con contrato de interconexión y proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional. Posterior a 2025, con fundamento en los lineamientos de política energética, se consideran proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y proyectos de Energía Limpia.

La ubicación regional y fechas de operación de tecnologías convencionales es resultado de necesidades regionales por Confiabilidad y de la optimización del sistema.

La Figura 5.6 muestra la evolución de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación resultado del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas de 2020 a 2035.

Para el periodo 2021-2024, sólo se consideran los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura, necesarios para cumplir con la política energética nacional del Plan Nacional de Desarrollo; a partir de 2025 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazos, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la Ley de Transición Energética, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.

**FIGURA 5.6 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD (MW) PIIRCE 2020-2035**



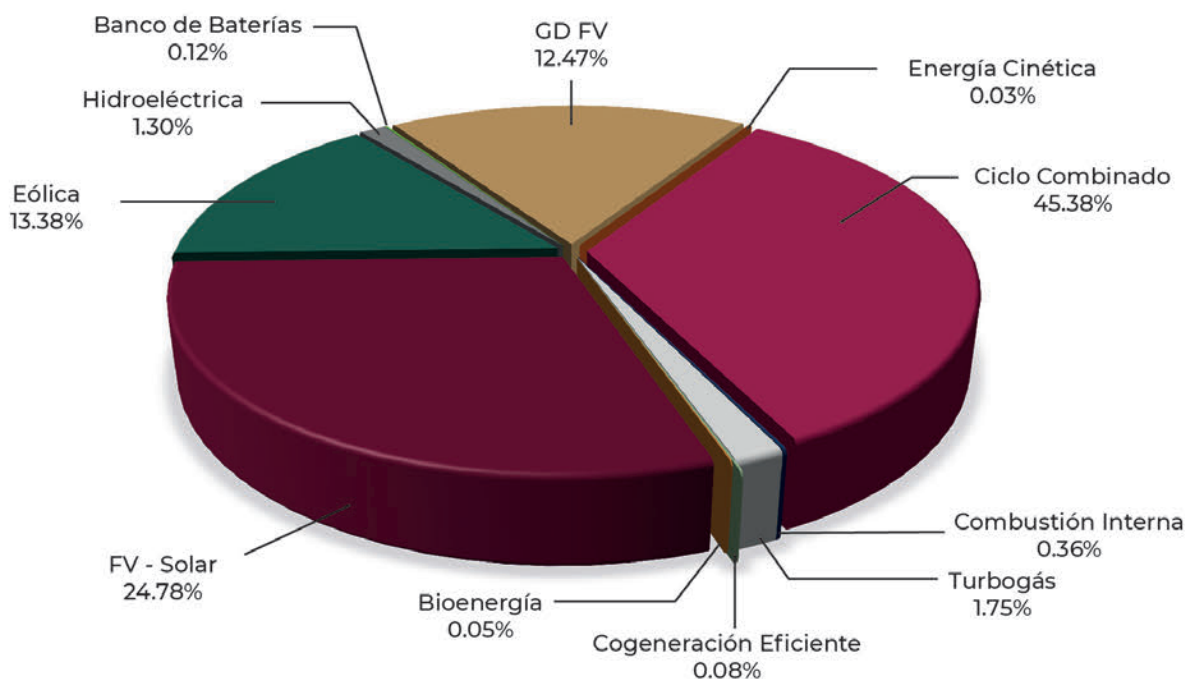
Fuente: SENER



En el PIIRCE de 2021 al 31 de diciembre de 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 19,219 MW en la RNT, si se incluye la GD-FV se estiman 21,291 MW (escenario planeación). La gráfica de la Figura 5.7 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad

a instalar por tipo de tecnología de 2021 al 31 de diciembre de 2024. Donde el 45.6% corresponde a Energías Limpias sin contabilizar la GD-FV; si se toma en cuenta el estimado del escenario de mayor crecimiento de la GD-FV 55.5%.

**FIGURA 5.7 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2021 A 31 DICIEMBRE DE 2024**



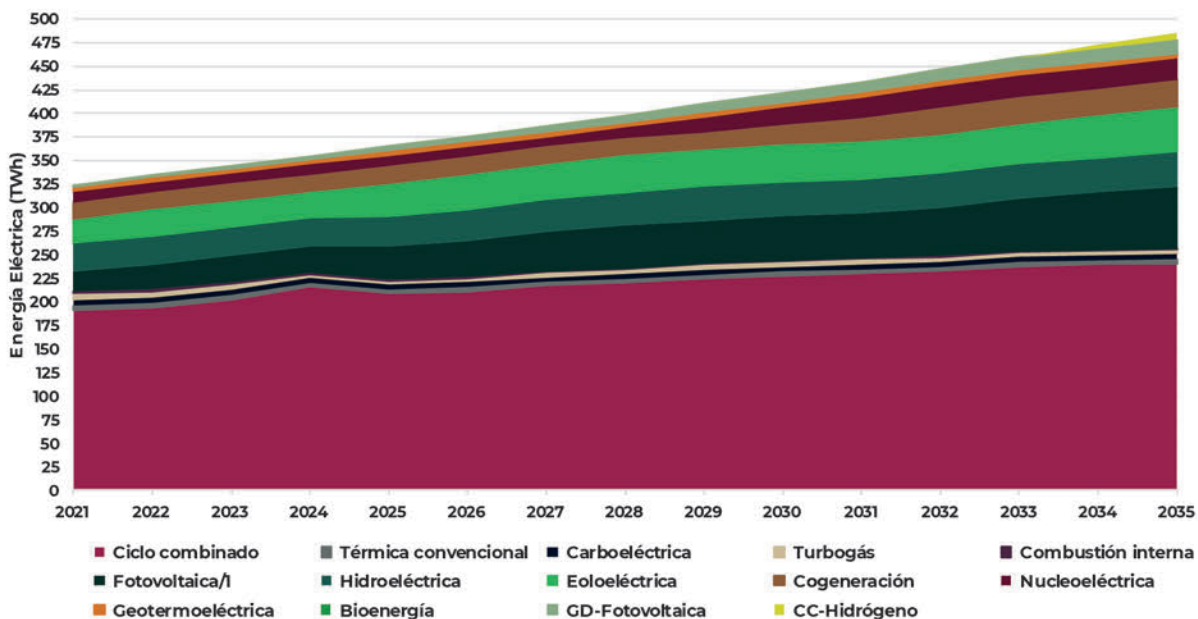
Fuente: SENER



En el periodo de 2021 al 31 de diciembre de 2024 con la incorporación de proyectos de generación flexibles de unidades de Central Eléctrica convencionales con base a gas natural, el programa indicativo de retiros sustituye 1,331 MW de generación térmica convencional.

La figura 5.8, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2021 a 2035 en el SEN, se incluye la generación distribuida (GD) la cual en los pronósticos de demanda y consumo se considera como auto consumo local, la producción de energía eléctrica.

**FIGURA 5.8 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2021 A 31 DICIEMBRE DE 2024**



Fuente: SENER

La evolución de la producción de energía eléctrica estimada de 2021 a 2035, seguirá siendo predominante el consumo de gas natural, con una incorporación gradual de la participación de las Energías Limpias con el objetivo de cumplir las metas establecidas, garantizando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.

Las tecnologías emergentes como son: el cambio de turbinas con combustible de gas natural a hidrógeno verde, la incorporación de sistemas de almacenamiento, la tecnología de concentración solar, energía oceánica, entre otras, su tendencia

es reducir sus costos de capital, operación y mantenimiento, por lo que en el siguiente lustro y las próximas décadas tendrán una mayor incorporación para el cambio de la matriz energética y la reducción del uso de combustibles fósiles.

La Figura 5.9 presenta la capacidad instalada en MW por GCR al 30 de abril de 2021, se puede observar que en las GCR Occidental y Oriental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

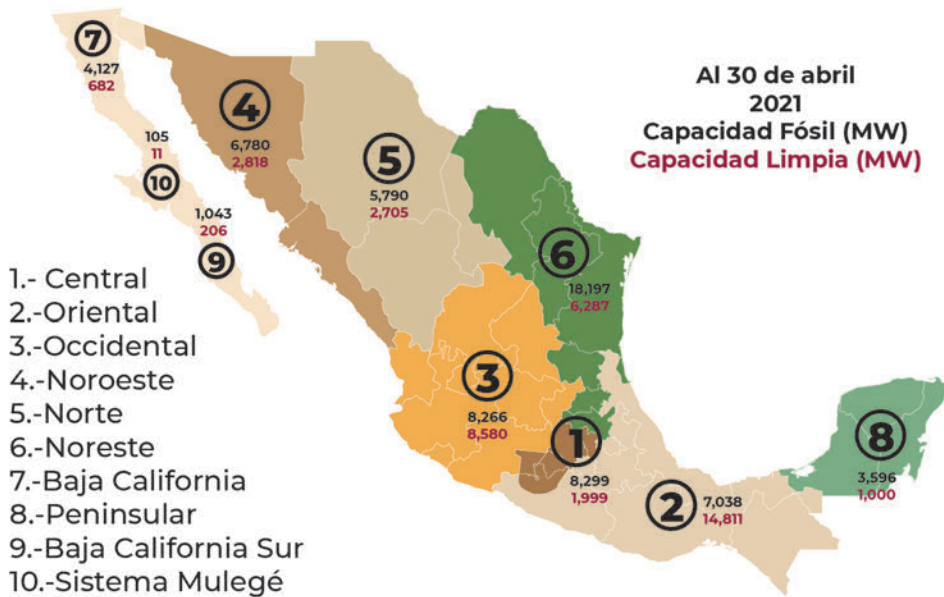
**FIGURA 5.9. CAPACIDAD INSTALADA EN MW POR GCR AL 30 DE ABRIL DE 2021**



Fuente: SENER con información de CENACE y CFE.

La Figura 5.10 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2024, se puede observar que la participación de Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

**FIGURA 5.10. CAPACIDAD INSTALADA EN MW POR GCR A 2024**



Fuente: SENER con información de CENACE y CFE.

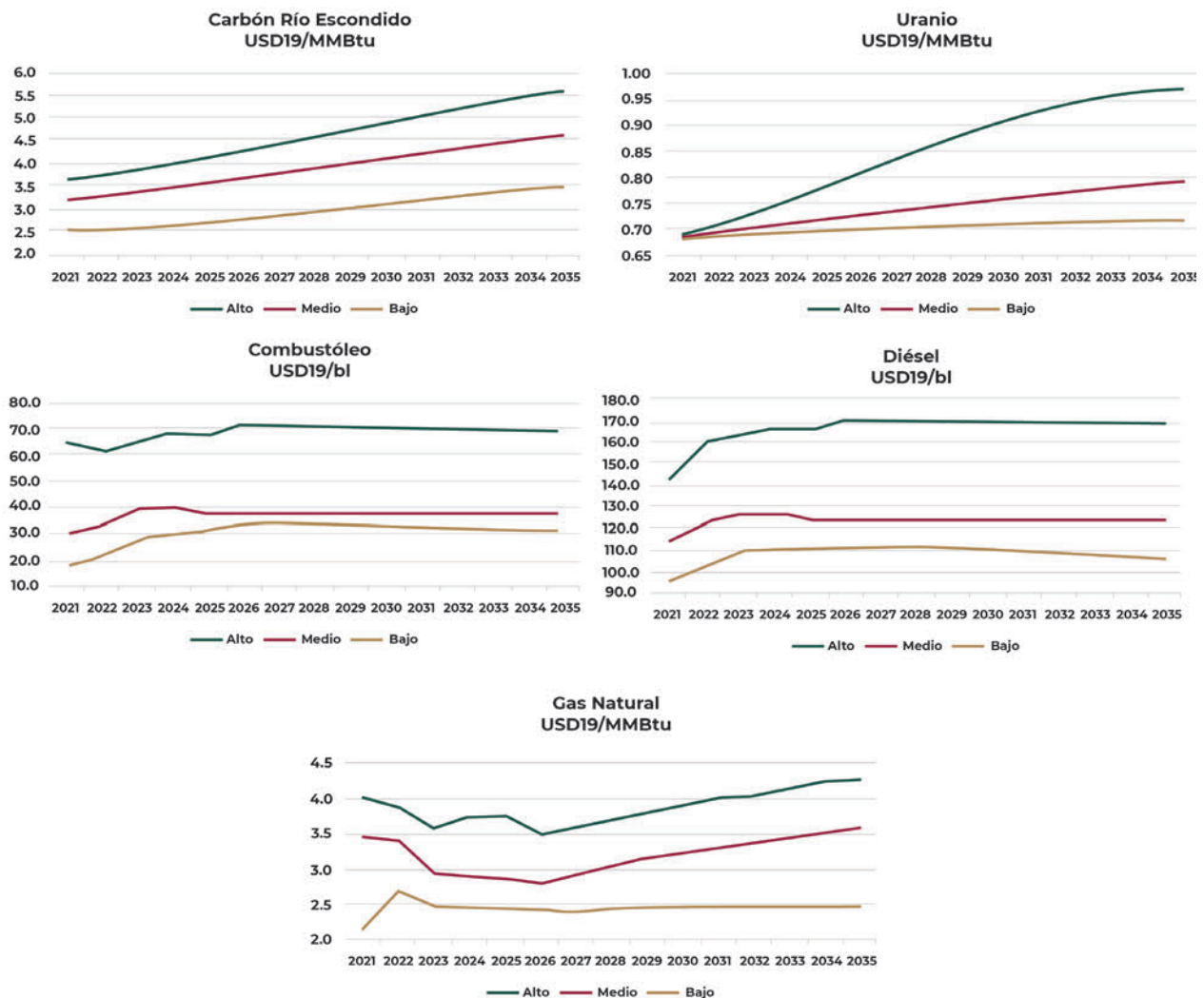


### 5.3 Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planeación, la CFE proporcionó las trayectorias de precios de combustible para:

gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 5.11 presenta dichas trayectorias.

**FIGURA 5.11. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO**



Fuente: SENER con información de CFE



## 5.4 Margen de reserva

La definición en la LIE de Confiabilidad y en la política de Confiabilidad vigente, el margen de reserva se refiere a la Suficiencia para el suministro de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía (GWh).

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

En los estudios realizados se consideró el MR eficiente, dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema Interconectado BC y 35% para el Sistema Interconectado BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 hs, como vaya presentándose la integración de GD-FV, se desplazará hacia el mes de agosto, ver Figura 5.19. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 hs, hora local en cada sistema.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación no estará disponible en la noche, por lo que es fundamental

el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

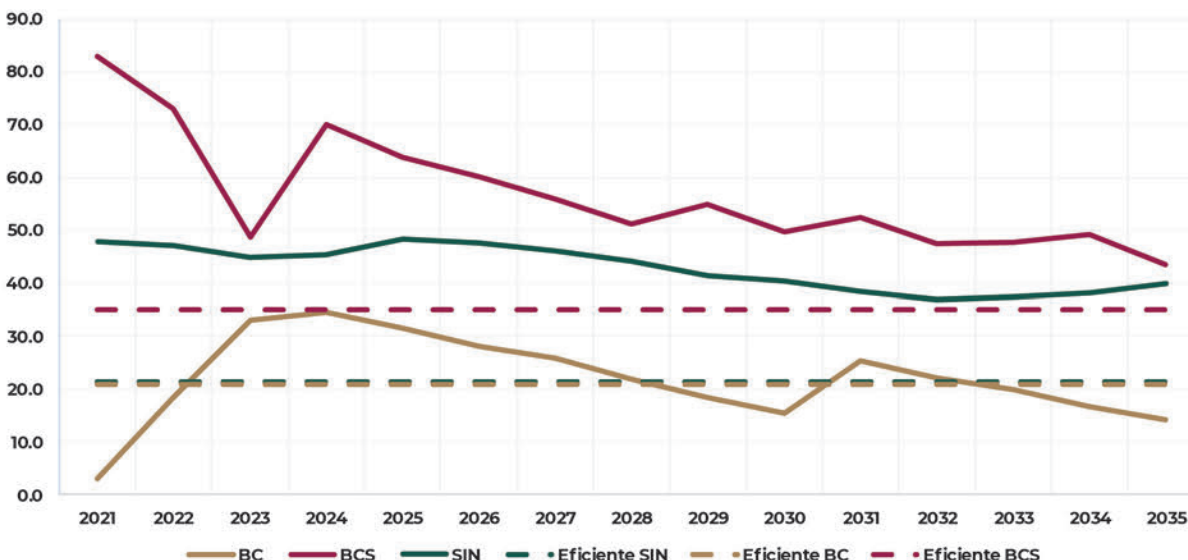
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

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

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

La Figura 5.12 presenta el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima diurna del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de EE. UU.

**FIGURA 5.12 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA**

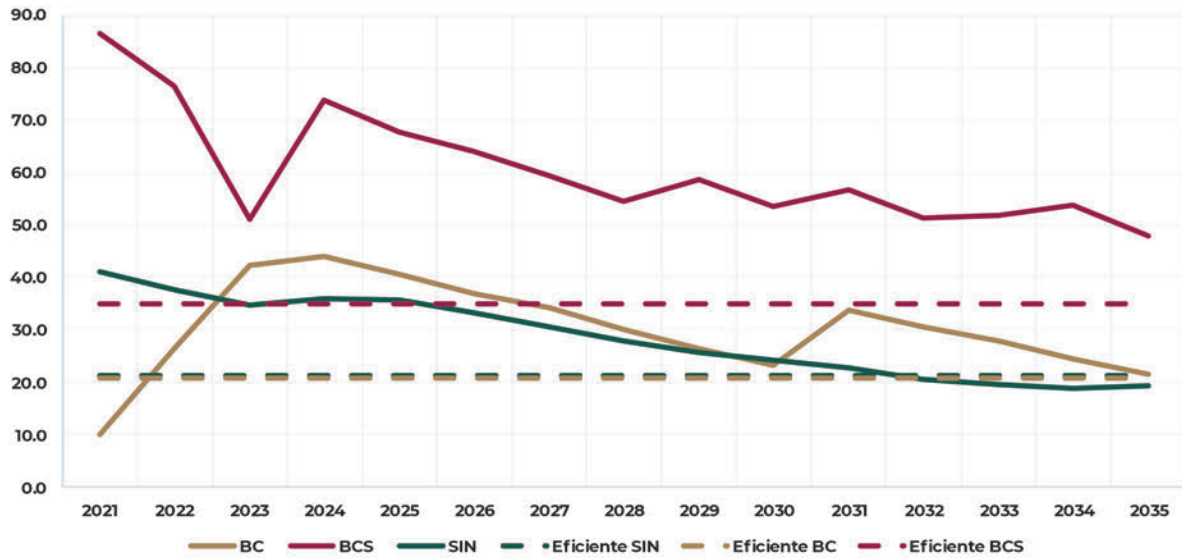


Fuente: SENER

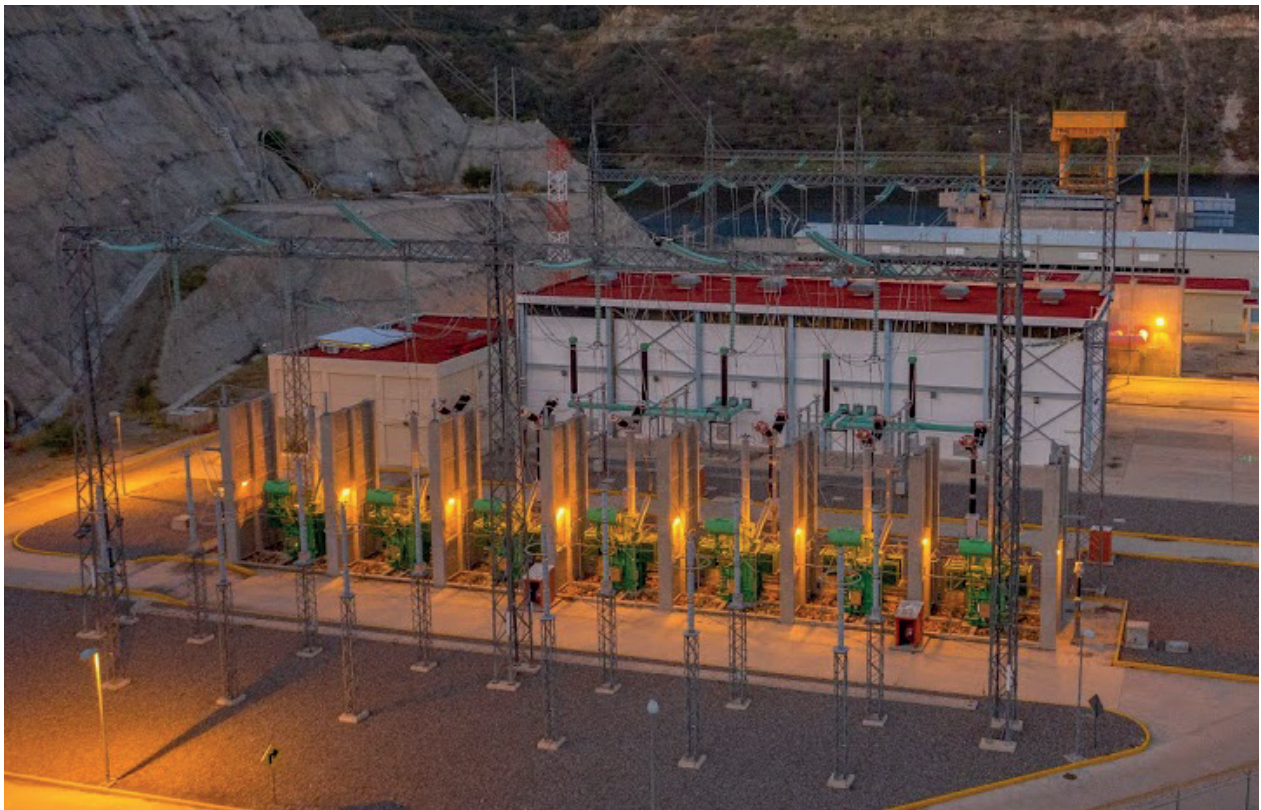


La Figura 5.13 muestra el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima nocturna.

**FIGURA 5.13. EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA**



Fuente: SENER



**Fotografía 25.** Subestación de Transmisión, Central Hidroeléctrica, "La Yesca", Nayarit. 19 de julio de 20219. CFE.

## 5.5 Emisiones de CO<sub>2</sub>

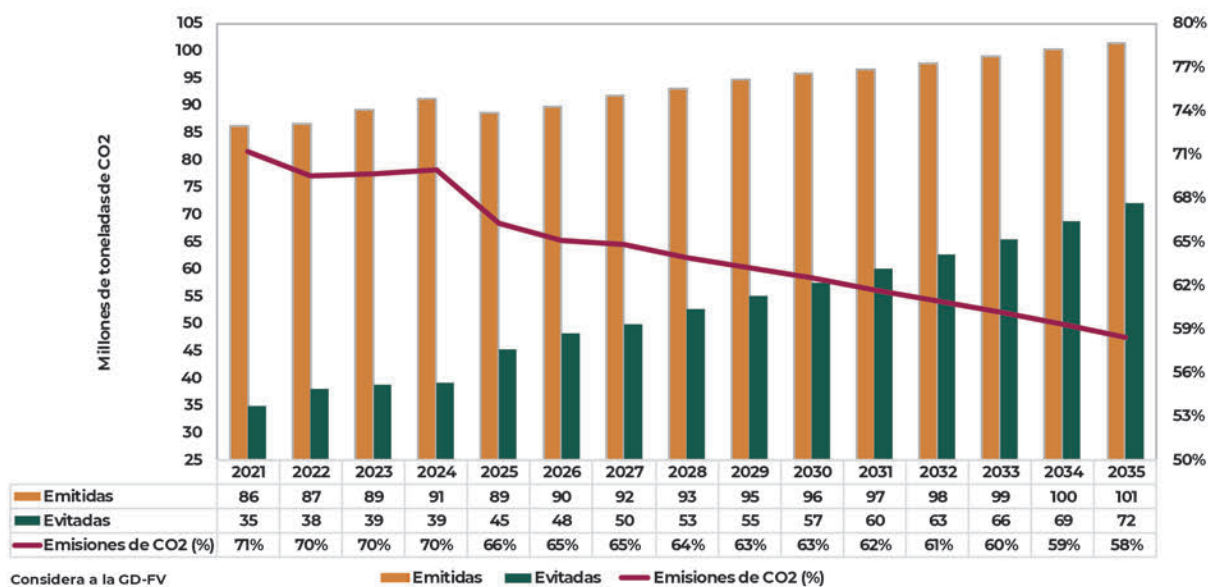
El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos ante las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés). La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales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

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión

de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso INDC de reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO<sub>2</sub>e al 2030.

La Figura 5.14 presenta la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> como resultado de la producción de energía por tecnología en el SEN con base al documento de Costos y Parámetros de Referencia de Generación (COPAR) 2020 de la CFE. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda por no tener información.

FIGURA 5.14. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>



Fuente: SENER

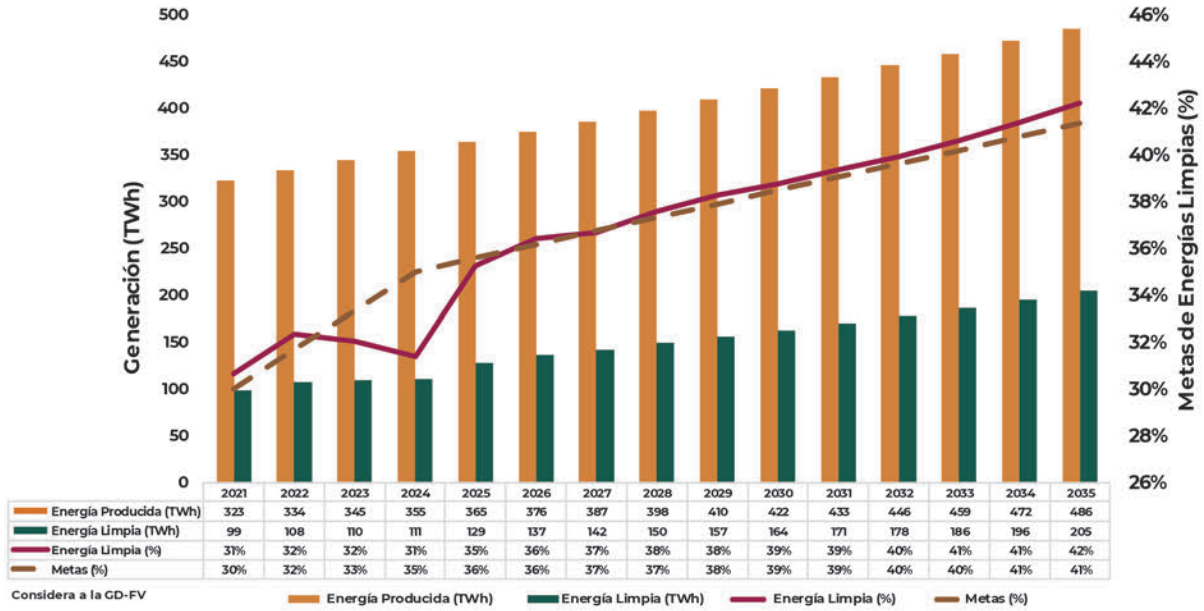
La Figura 5.15 muestra la estimación de la generación producida (incluye GD-FV) y de la participación de la generación con Energía Limpia en TWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que a partir de 2025 la generación con Energía Limpia esperada es ligeramente superior a la trayectoria de las metas establecidas en la Ley de Transición Energética.



Fotografía 26. Subestación eléctrica, "Mandinga", Alvarado, Veracruz. CFE.





**FIGURA 5.15. EVOLUCIÓN DE GENERACIÓN Y LAS METAS DE ENERGÍA LIMPIA**


Fuente: SENER


**Fotografía 27.** Campo fotovoltaico "Prieto". Mexicali, Baja California. CFE.



# 6

*Programa de Ampliación  
y Modernización de la  
Red Nacional de Transmisión  
y las Redes Generales de  
Distribución del Mercado  
Eléctrico Mayorista (PAMRNT)*



**Fotografía 28.** Torre de Transmisión. La Venta, Oaxaca.  
CFE.



## 6.1 OBJETIVO DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

Los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27, “Tratándose de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; “Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”; y el Transitorio 8vo. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía: “Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas”.

Adicionalmente, el artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que “La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y

Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.” Por tanto, CENACE ha conciliado y establecido dentro de su normativa el “Procedimiento de Coordinación de la Participación de Transportistas y Distribuidores en la elaboración del PAM de la RNT y RGD del MEM”, el cual se aplica en cada ciclo de planeación anual, donde se realizan reuniones de trabajo con CFE Transmisión y CFE Distribución para evaluar propuestas de ampliación y modernización, las cuales son sometidas a los lineamientos técnicos y de rentabilidad que establece la normativa.

También, tal como se indica en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional incluido en el Código de Red, se establece el procedimiento para la elaboración de la planeación del SEN y en donde se define a un proyecto como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, Confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica, por ejemplo, un transformador + línea aérea + transformador.

Las propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realizan, buscando cumplir con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética en relación con la RNT y las RGD, cuyos objetivos son los siguientes:

1. Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
2. Preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
3. Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
4. Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.
5. Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica.



6. Incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

## 6.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

El proceso de planeación de la RNT y las RGD del MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo, identificando las problemáticas que se presentaron en cada Gerencia de Control Regional; como son la saturación de la red de transmisión, sobrecarga en bancos de transformación, bajas y altas tensiones, interrupciones en el Suministro Eléctrico por congestión, comportamiento de la generación hidráulica y del margen de reserva operativo.

Posteriormente, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad, para el corto y mediano plazo, los cuales deberán contener: i) el modelo de la red completa del SEN, incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento, ii) los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), iii) los proyectos de la RNT y las RGD del MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y Distribuidor, iv) el pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y v) la estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de moléculas del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con energía limpia intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad

de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la red ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el sistema y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el capítulo 3 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la red eléctrica antes las condiciones descritas previamente, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la red tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1), y en los casos que se requiera contingencias n-2 de la Categoría C como establece el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional que pudieran producir impactos más severos en el SEN, donde el criterio de selección puede requerir ajustes como la interrupción controlada de carga o desconexión controlada de elementos de transmisión o unidades de Central Eléctrica, es decir Esquemas de Acción Remedial. Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Después de definir las alternativas de solución, se lleva a cabo una evaluación económica que permite cuantificar el beneficio de cada proyecto de la RNT y las RGD del MEM en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores económicos de rentabilidad que determinan si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

1. Modelo simplificado del SEN en 89 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión (LT) entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o Gerencias de Control Regional en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable el uso de las diferentes tecnologías para la producción de



energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.

2. Modelo de Corriente Directa completo del Sistema de cada Gerencia de Control Regional en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la red eléctrica puede ser relevante para el sistema.

3. Modelo completo de red en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión y compensación que se verifican anualmente conforme se actualiza el PIIRCE, el pronóstico de crecimiento de la demanda y la evolución de precios de los combustibles.

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Distribución, en los cuales se revisan las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones (PDS), el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento de la demanda pronosticado por Subestación Eléctrica (SE). Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año  $n+4$  y  $n+5$ .

Después, CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar la necesidad o no, de posibles refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

### 6.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, respetando la estricta separación legal, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de las propuestas para incorporarlas al Programa. Para elaborar dichas propuestas se toma en cuenta la definición de Modernización que se establece como “toda sustitución de equipo o elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno”<sup>25</sup>. Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

- a. Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.
- b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su

<sup>25</sup> RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. C. Glosario. En línea: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>



vida útil, se respalda con estudios concretos que la remanencia de vida útil.

c. Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.

d. Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.

e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

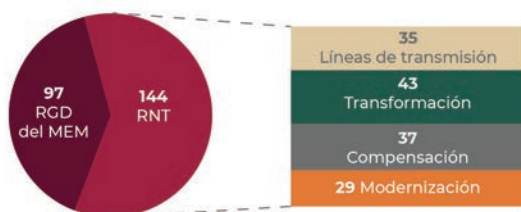
f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

## 6.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2021

En el periodo 2015 a 2021, la Secretaría de Energía ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 144 y 97 proyectos de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM, respectivamente (Ver Figura 6.1).

De los 144 proyectos instruidos a CFE Transmisión, 5 de ellos se encuentran cancelados y 4 proyectos están pausados. Del total de proyectos, en 35 de ellos la obra principal consiste en Líneas de Transmisión, en 43 bancos de transformación de la RNT, en 37 equipo de compensación de potencia reactiva y 29 proyectos de modernización de diferentes características.

**FIGURA 6.1. OBRAS INSTRUIDAS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN Y CFE DISTRIBUCIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER.

## 6.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la construcción de cuatro proyectos de ampliación de la RNT; los cuales se muestran en el cuadro 6.1

**CUADRO 6.1. PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN**

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL / SISTEMA INTERCONECTADO AISLADO	ESTADO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
El Habal Banco 1 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Ascensión Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
Mezquital MVar (traslado)	Mulegú	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegú	Baja California Sur	jun-21

Fuente: Elaborado por SENER.

En cuanto a las RGD del MEM, CFE Distribución ha puesto en servicio seis proyectos de ampliación; los cuales se presentan en el cuadro 6.2.

**CUADRO 6.2. PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN**

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	ESTADO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	oct-20
Mazatán Banco 1 (sustitución)	Oriental	Chiapas	nov-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental	Chiapas	dic-20
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental	Zacatecas	sep-20
Morelos Banco 2	Noreste	Coahuila	jun-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular	Quintana Roo	dic-20

Fuente: Elaborado por SENER.

### 6.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER QUE ENTRARÁN EN OPERACIÓN DE 2021 A 2026

Se prevé que en el periodo del segundo semestre de 2021 hasta 2026 entren en operación 131 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 91 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos autorización, gestión de recursos y construcción.

Los proyectos de ampliación de la RNT<sup>26</sup> instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 3,349.7 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Baja California, Hidalgo, Guanajuato, Estado de México y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 6.2 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California la principal contribución proviene de los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” en donde se construyen Líneas de Transmisión para

reforzar el enlace de transmisión entre Mexicali y Tijuana, así como refuerzos en las Zonas Mexicali, San Luis Río Colorado y Ensenada.

En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

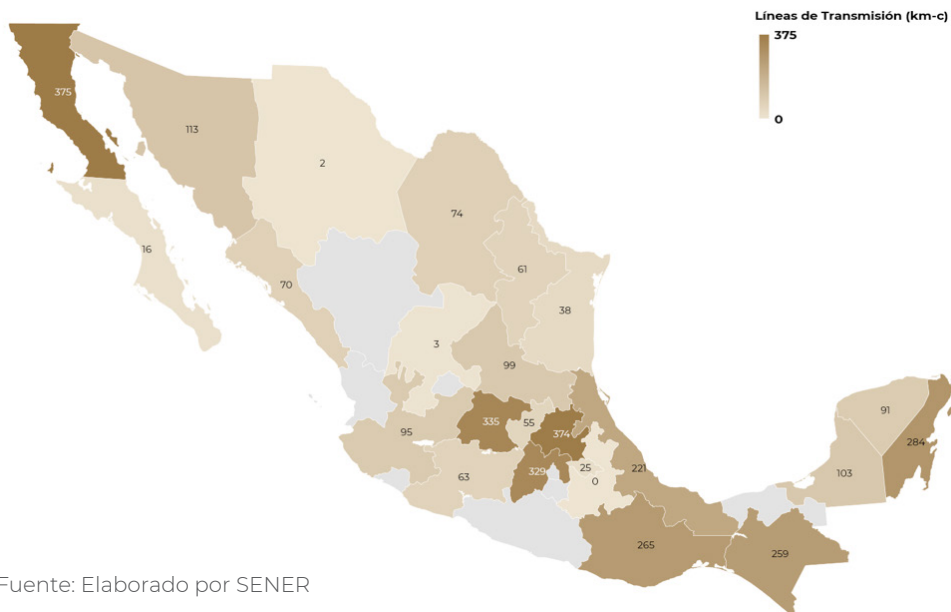
El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan “P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro”, “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4” y “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III”.

Finalmente, el estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”.

<sup>26</sup> No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o pausados tanto para Líneas de Transmisión, Transformación y Compensación de Potencia Reactiva

Es relevante mencionar que se modernizarán 40 km-c de Líneas de Transmisión existentes en 400

**FIGURA 6.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER

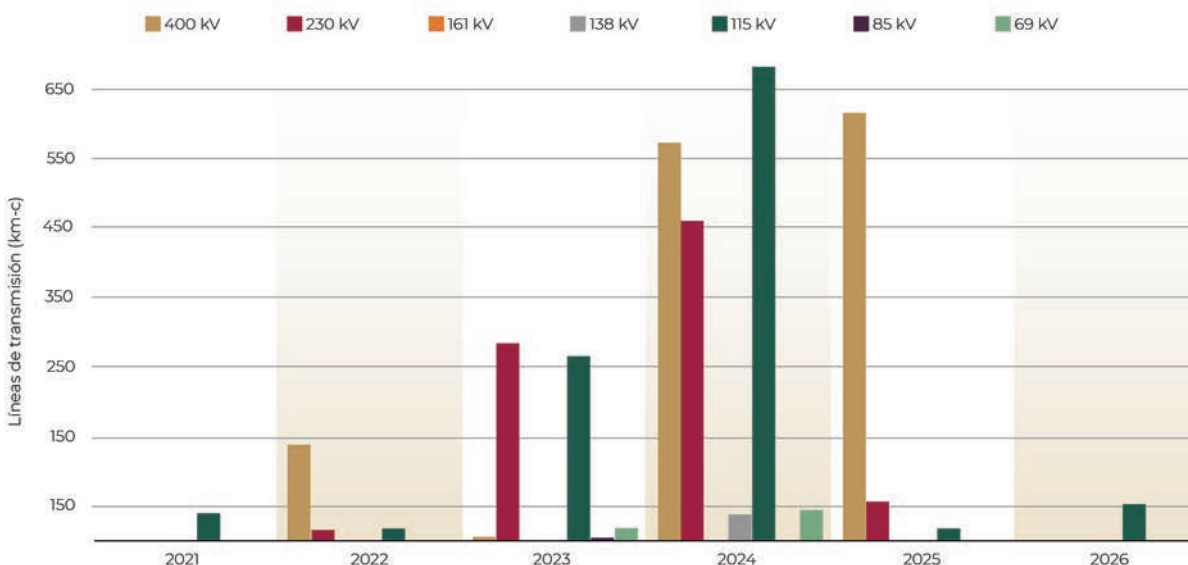


kV y 71.3 km-c de Líneas de Transmisión en 115 kV en los estados de Veracruz, Puebla, Durango y Sinaloa.

En la Figura 6.3 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 1,338.0 km-c, en 230 kV 819.8 km-c y de 161 a 69 kV 1,191.9 km-c. En 2024 se verán

las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 1,833.3 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2025 motivada por el proyecto “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”.

**FIGURA 6.3. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 13,158.2 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Baja California, Guanajuato y Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 226.7 MVA de capacidad en bancos de transformación de alta a media tensión. En la Figura 6.4 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos “P16-OC1 Guadalajara Industrial”, “P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)”, “P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)” y “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa”, los cuales adicionan 1,400 MVA de capacidad de transformación.

En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos “P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5”, “P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3”, “P19-NT1 Terranova Banco 2”, “P17-NT5 Francisco Villa Banco 3” y “P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma”, los cuales adicionan 1,300 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incluye los proyectos “P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3”, “P19-BC1 Tijuana I Banco 4”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”, los cuales agregan 1,258.3 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato se tienen instruidos los proyectos “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)” y “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4”, los cuales incrementan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación.

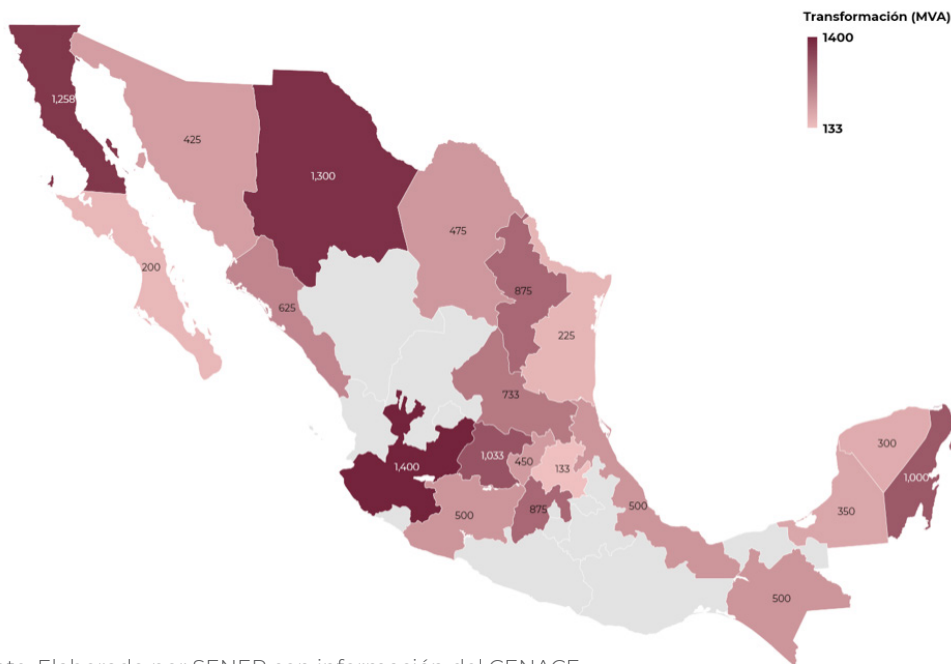
Finalmente, el estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento



de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)", los cuales adicionarán 1,000 MVA de capacidad de transmisión.

También, se modernizarán 1,661.6 MVA de bancos de transformación en la RNT existentes, los cuales han cumplido su vida útil en los estados de Baja California, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz.

**FIGURA 6.4. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



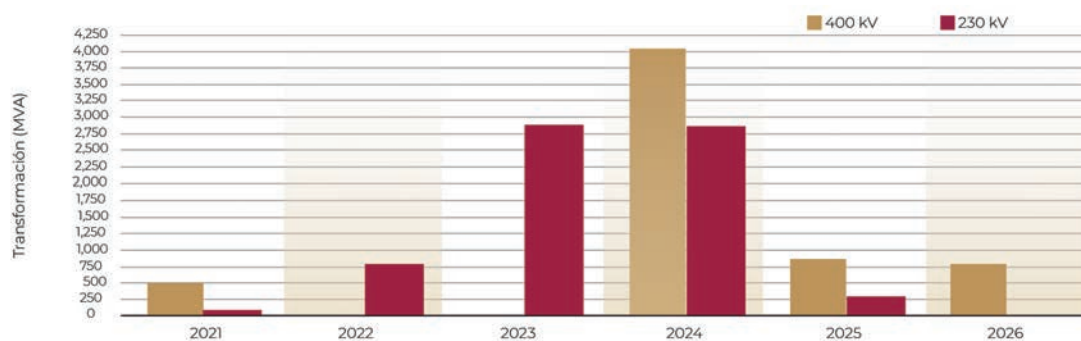
Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

En la Figura 6.5 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 6,225.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de

transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 6,933.2 MVA de capacidad.

En 2024 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 6,908.3 MVA, seguido por 2023 con 2,883.3 MVA.

**FIGURA 6.5. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen de un total de 7,369.0 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Quintana Roo, Oaxaca, Veracruz, Querétaro y Puebla. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 5.4 MVAR de compensación en media tensión. En la Figura 6.6 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”, los cuales adicionan 1,090.7 MVAR de compensación de potencia reactiva.

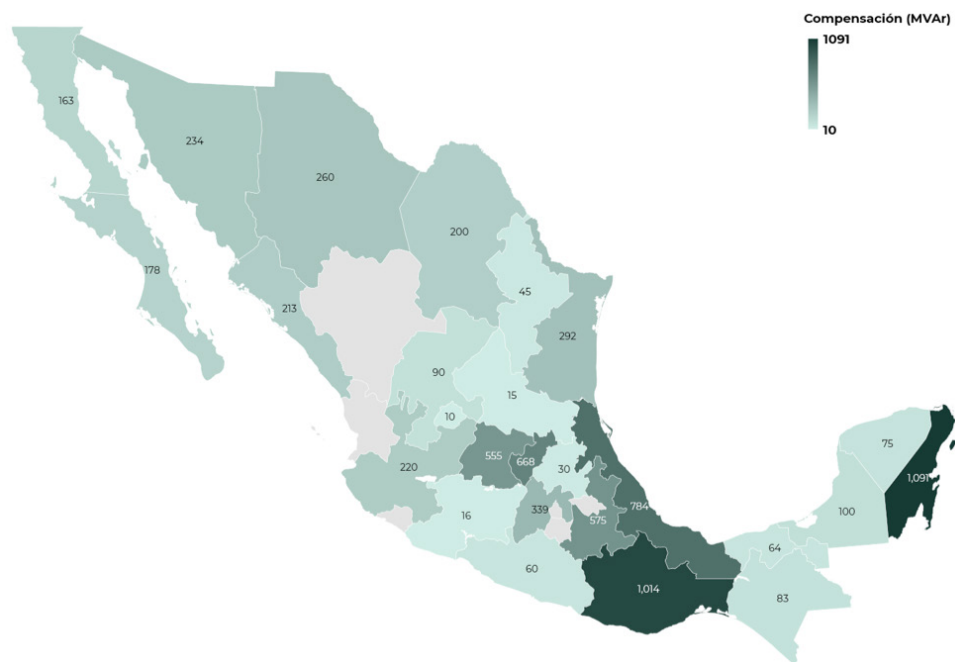
Para los estados de Oaxaca, Veracruz y Puebla, el proyecto “M16-ORI Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coatzacoalcos, Temascal – Grijalva

y Grijalva - Tabasco” adiciona 2,171.9 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Finalmente, en el estado de Querétaro se tienen los proyectos “P19-OC4 Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío”, “P18-OC9 Compensación capacitiva en la zona Querétaro” y “P15-OC6 Compensación Capacitiva Occidente”, los cuales incrementan 667.5 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Además, se reemplazará el Compensador Estático de VAR (CEV) en la SE Temascal III al haber cumplido su vida útil, con una capacidad de  $\pm 300$  MVAR y se modernizarán equipos de protección y control, sistema de enfriamiento y válvulas de tiristores en siete CEV adicionales. De igual forma se modernizarán los equipos de protección y control de la compensación serie instalada en las SE Donato Guerra y Temascal III. Dichos proyectos de modernización permitirán aumentar la Confiabilidad de la RNT y permitirán mantener las capacidades de transmisión existentes en los enlaces de transmisión involucrados.

**FIGURA 6.6. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



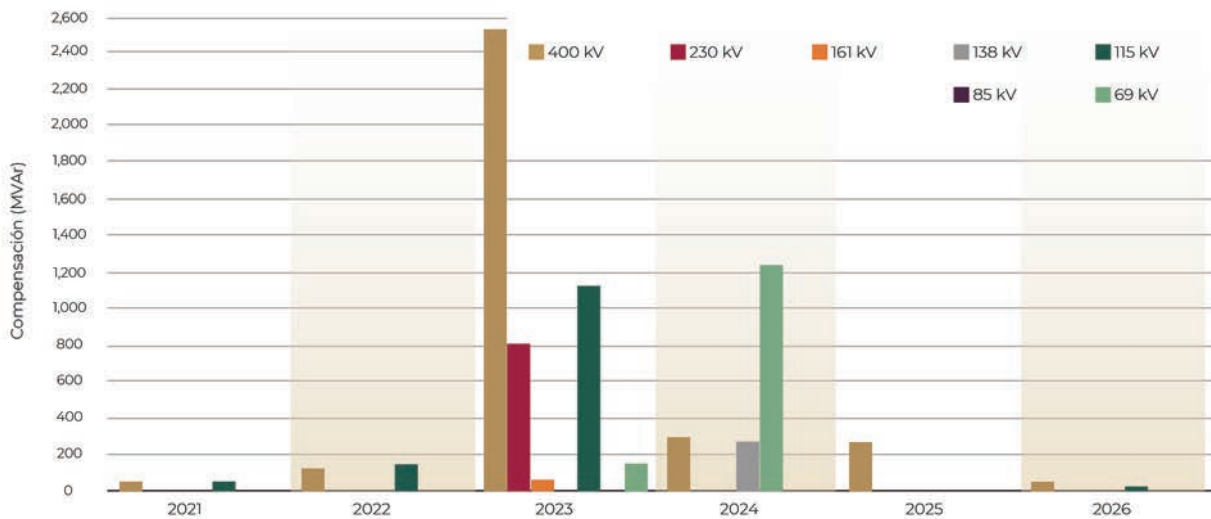
Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

En la Figura 6.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 3,358.7 MVar, en 230 kV 808.0 MVar y en 115 kV 2,620.0 MVar en total.

En 2023 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total

de 4,721.6 MVar, donde la principal contribución provendrá del proyecto “M16-OR1 Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla – Temascal, Temascal – Coahuila, Temascal – Grijalva y Grijalva - Tabasco”. En 2024 se incrementarán 1,889.3 MVar.

**FIGURA 6.7. CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

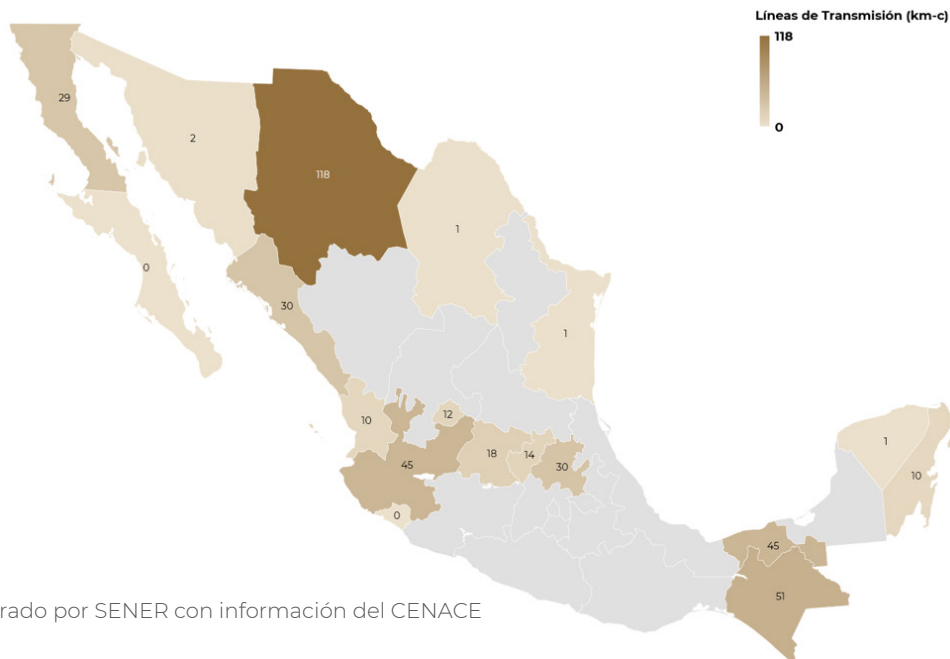


**Fotografía 29.** Gerencia de Control Regional Norte. CENACE.

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 417.5 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco e Hidalgo. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 385.9 km-c. En las Figuras 6.8 y 6.9 se puede observar el detalle por entidad federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

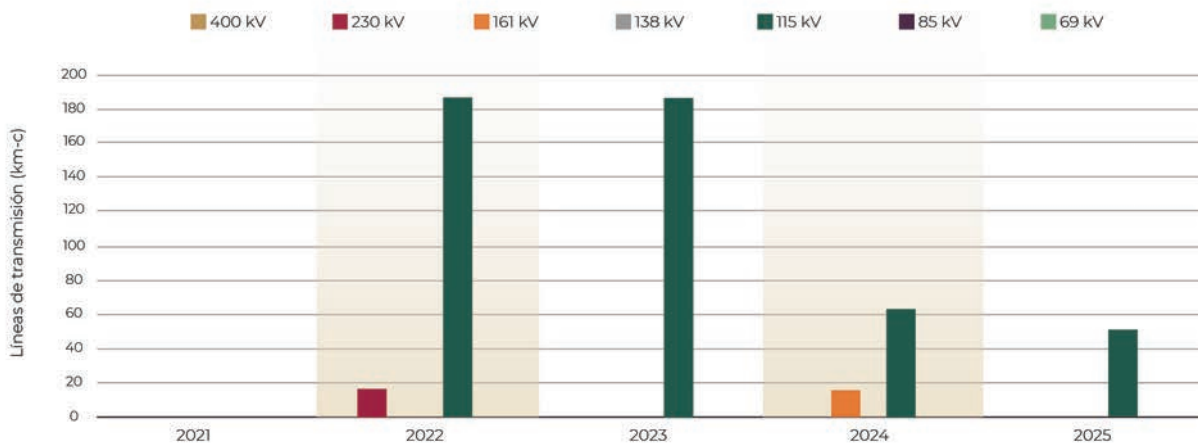


**FIGURA 6.8. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.9. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución constituyen de un total de 2,681.3 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Baja California, Jalisco, Sinaloa, Veracruz y Sonora. En la Figura 6.10 se puede observar el detalle por Entidad Federativa. En el estado de Baja California

se tienen instruidos un total de 11 proyectos y en los estados de Jalisco, Sinaloa, Veracruz y Sonora se han instruido 7 proyectos, en cada uno.

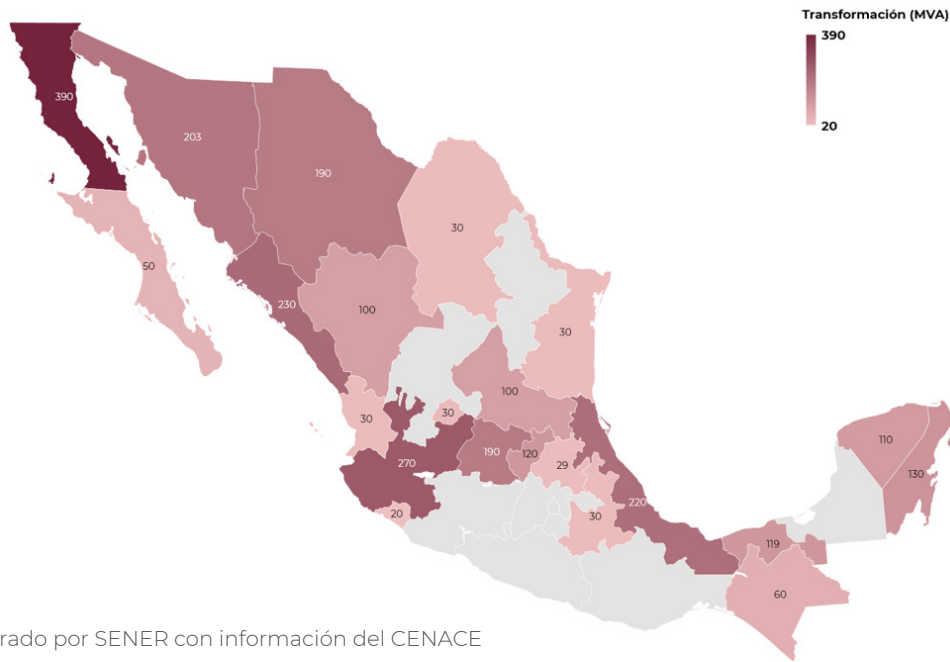
En la Figura 6.11 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores



a 69 kV, con un total de 2,211.3 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 300.0 MVA y finalmente los bancos de transformación de 161 kV, con 170.0 MVA. En 2022 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,381.9 MVA, seguido por 2024 con 610.0 MVA.

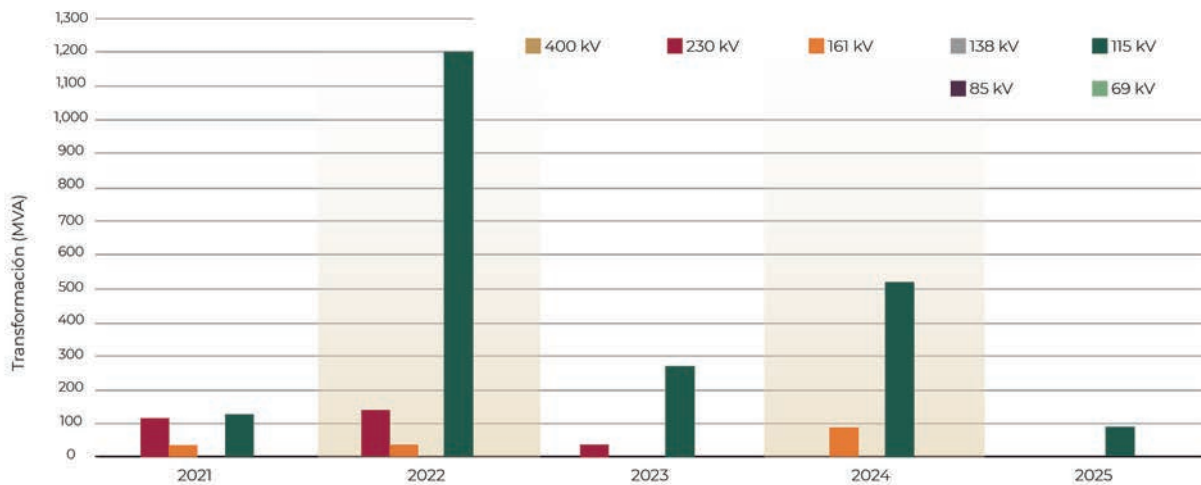
Los proyectos instruidos de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 158.7 MVAR de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

**FIGURA 6.10. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.11. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



## 6.5 PROPUESTA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021–2035, CENACE ha identificado 19 proyectos de ampliación de la RNT, los cuales se muestran en el Cuadro 6.3,

con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes; objetivos descritos en la sección 6.1.

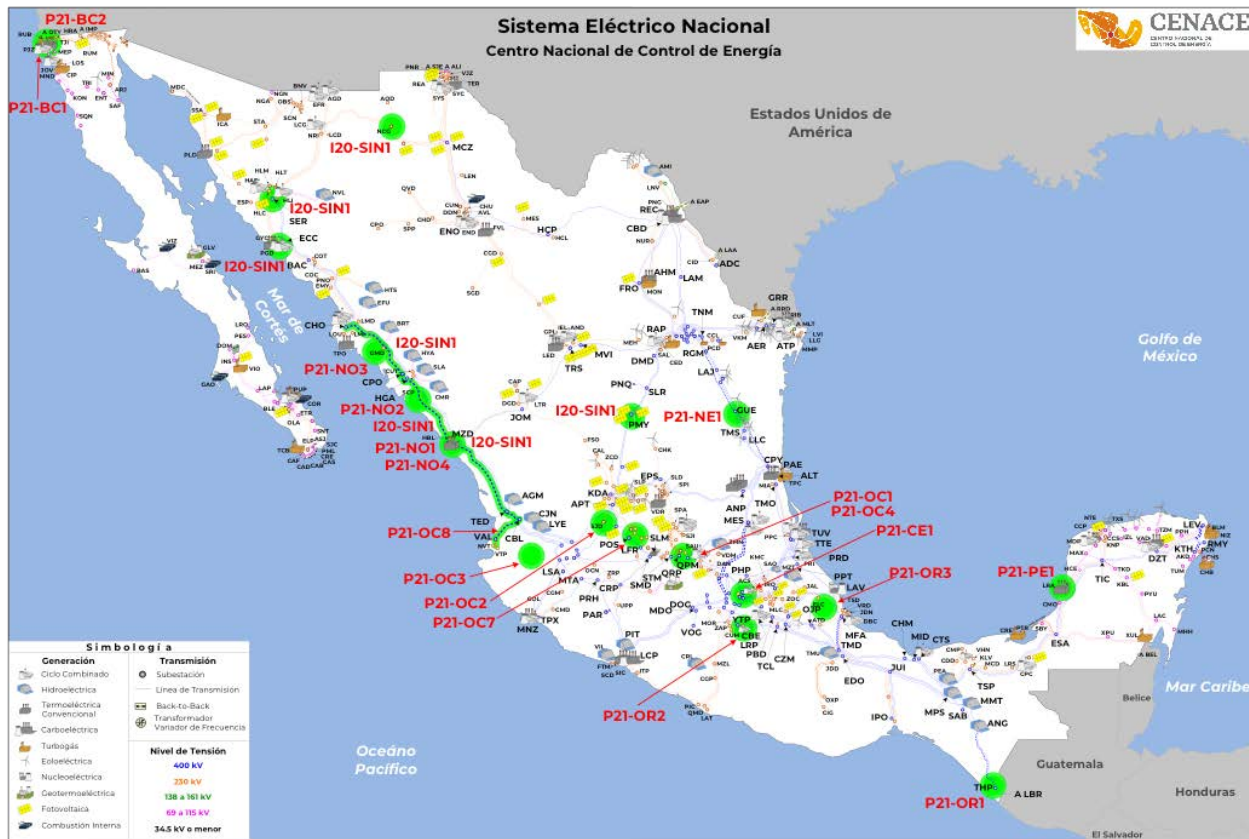
**CUADRO 6.3. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2021 – 2035**

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	EJERCICIO DE PLANEACIÓN EN EL QUE SE IDENTIFICA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Noroeste, Norte y Occidental	I20-SIN1	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	abr-21	2020	Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Nayarit, Zacatecas y Aguascalientes
Central	P21-CE1	Incremento en la capacidad de transmisión en el corredor Teotihuacán - Texcoco en 400 kV	feb-21	2021	Valle de México Norte y Centro / Ciudad de México y Estado de México
Oriental	P21-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal	abr-20	2021	San Cristóbal y Tapachula/ Chiapas
	P21-OR2	Suministro de energía eléctrica en Morelos	abr-20	2021	Cuautla y Morelos / Morelos
	P21-OR3	Refuerzo de Transmisión en la zona Xalapa	abr-20	2021	Xalapa / Veracruz
Occidental	P21-OC1	Incremento en capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Querétaro	abr-21	2021	Querétaro / Querétaro
	P21-OC2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Los Altos	abr-21	2021	Los Altos / Jalisco
	P21-OC3	Soporte de tensión para la zona Minas	abr-22	2021	Minas / Jalisco
	P21-OC4	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro	abr-27	2021	Querétaro / Querétaro
	P21-OC7	Incremento en la capacidad de transmisión de la red eléctrica en 115 kV de las zonas León e Irapuato	abr-24	2021	León e Irapuato / Guanajuato
	P21-OC8	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	abr-22	2021	Tepic y Vallarta / Nayarit y Jalisco
Noroeste	P21-NO1	Compensación capacitiva al noroeste de la zona Mazatlán	abr-25	2021	Mazatlán / Sinaloa
	P21-NO2	Compensación capacitiva al sur de la zona Culiacán	abr-25	2021	Culiacán / Sinaloa
	P21-NO3	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Ruiz Cortines	abr-25	2021	Guasave / Sinaloa
	P21-NO4	Eliminar restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos en 115 kV de la SE Mazatlán Tecnológico	abr-25	2021	Mazatlán / Sinaloa
Noreste	P21-NE1	Incremento de capacidad de transmisión en la red de 115 kV de la zona Victoria	abr-21	2021	Victoria / Tamaulipas
Peninsular	P21-PE1	Aumento en la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la Zona Campeche	abr-25	2021	Campeche / Campeche
Baja California	P21-BC1	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	abr-25	2021	Tijuana / Baja California
	P21-BC2	Compensación capacitiva en la zona Tecate	abr-25	2021	Tecate / Baja California

En la Figura 6.12. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos verdes hacen alusión a

las obras de ampliación. Los textos en rojo indican el Proyecto Elemental Mínimo (PEM), definido para cada uno en el Cuadro 6.3.

**FIGURA 6.12. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2021 – 2035**



Fuente: Elaborado por CENACE



**Fotografía 30.** Centro de Control Regional Noroeste. CENACE.

Con el objetivo de solventar las problemáticas establecidas en la sección 6.3 para la modernización de la RNT, se han identificado 14 proyectos de modernización de la RNT por parte CFE Transmisión y acordados con CENACE; los cuales se presentan en el Cuadro 6.4 y en la Figura 6.13.



**CUADRO 6.4. PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2021 – 2035**

GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN CFE	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE
Central	M21-CE1	Modernización parcial del CEV Nopala (+300/-90 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	dic-21	b
	M21-CE2	Adecuación de Subestaciones Eléctricas Hidalgo y Cubitos	dic-21	d y f
	M21-CE3	Sustitución de equipamiento en la GCR Central que han sido rebasados en su capacidad de corto circuito	feb-21	a
	M21-OR4	Modernización de la Línea de Transmisión Tecamachalco - 73690 - Tlacotepec en 115 kV	feb-20	b
Oriente	M21-OR1	Modernización Integral de la Subestación Eléctrica Juile y partición de barras de 400 kV	dic-23	b, d, e y f
	M21-OR2	Modernización de Cuchillas, Equipo PCyM y SCADA de la Subestación Eléctrica Tres Estrellas	jun-23	b, e y f
Noroeste	M21-NO1	Modernización de la SE Sahuaro para adición de nueva bahía en 115 kV	abr-22	d
	M21-NO2	Normalizar las derivaciones en la Línea de Transmisión BÁCUM - 73450 - Maniobras Bluemex que suministra las SE Valle del Yaqui y SE Vicam	abr-22	d
	M21-NO3	Normalizar la derivación en la Línea de Transmisión Culiacán Poniente - 73J30 - La Higuera que suministra la SE Navolato	abr-22	d
Norte	M21-NT1	Repotenciación de la Línea de Transmisión Cuauhtémoc - 73840 - Maniobras Treinta y Cuatro	abr-21	b y f
Noreste	M21-NE1	Cambio de arreglo en la Subestación Eléctrica Villa de García en 115kV y modernización de tableros de Protección, Control y Medición	abr-21	d
Baja California	M21-BC1	Modernización de interruptores en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Baja California	abr-21, abr-23 y abr-24	a
	M21-BS1	Incremento en la compensación capacitiva zona Los Cabos	abr-24	c
	M21-MU1	Modernización de arreglo de barras en la SE Santa Rosalía en 115 kV	abr-22	d

**Categorías aplicables:** a). Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado. | b). Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). | c). Equipo con Daño. | d). Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología. | e). Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. | f). Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.13. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2021 – 2035**


Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



Con el fin de atender hasta 2026, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes.

Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación

esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 6.5 y en la Figura 6.14 se muestran los 28 proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo y mediano plazo.

**CUADRO 6.5. PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2021 – 2035**

Gerencia de Control Regional	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha necesaria	Atiende problemática de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución/Estado
Oriental	D21-OR2	Cuautla II Banco 2	abr-25	Cuautla / Morelos
	D21-OR3	Palenque Banco 1 (sustitución)	abr-25	Los Ríos / Chiapas
	D21-OR4	La Isla Banco 1	abr-26	Chontalpa / Tabasco
Occidental	D21-OC1	El Pedregal Banco 1	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D21-OC2	Matehuala Banco 2 (sustitución)	abr-25	Matehuala / San Luis Potosí
	D21-OC4	San Pedro Banco 2	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D21-OC5	Santiago Banco 2	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí
Noroeste	D21-NO1	Villa Mercedes Banco 1	abr-25	Hermosillo / Sonora
	D21-NO2	Rolando García Urrea Banco 2	abr-25	Hermosillo / Sonora
	D21-NO3	Culiacán Centro Banco 2	abr-25	Culiacán / Sinaloa
	D21-NO4	Mazatlán Emiliano Zapata Banco 1	abr-26	Mazatlán / Sinaloa
Norte	D21-NT1	Meoqui Banco 1 (sustitución)	abr-25	Delicias / Chihuahua
		Saucito Banco 2	abr-25	Chihuahua / Chihuahua
Noreste	D21-NE1	Tamalín Banco 1	abr-25	Tampico / Veracruz
	D21-NE2	Miramar II Banco 1	abr-25	Tampico / Tamaulipas
	D21-NE3	Molino Banco 1	abr-26	Tampico / Veracruz
	D21-NE4	Ahuacatlán Banco 1	abr-26	Valles / San Luis Potosí
	D21-NE5	Las Palmas Banco 1	abr-26	Victoria / Tamaulipas
	D21-NE6	Hidalgo Banco 1	abr-26	Tampico / Tamaulipas
	D21-NE7	Laguna Banco 1	abr-26	Valles / San Luis Potosí
	D21-NE8	Sinaí Banco 1	abr-25	Reynosa / Tamaulipas
	D21-NE9	Fomerrey 22 Banco 2	abr-25	Monterrey Poniente / Nuevo León
	D21-NE10	Playa Banco 1	abr-25	Tampico / Tamaulipas



Gerencia de Control Regional	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha necesaria	Atiende problemática de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución/Estado
Peninsular	D21-PE1	Punta Sam Banco 2	abr-23	Cancún / Quintana Roo
Baja California	D21-BC1	Valle Potencia Banco 1	abr-25	San Luis Río Colorado / Baja California
	D21-BC2	Valle Dorado Banco 1	abr-25	Ensenada / Baja California
	D21-BC3	Seminario Banco 2	abr-25	Tijuana / Baja California
	D21-BC4	Centenario Banco 2	abr-25	Mexicali / Baja California

FUENTE: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.14. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN PAMRNT 2021 – 2035**



FUENTE: Elaborado por SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021–2035 constituyen de un total de 1,072.1 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa y Nayarit. En la Figura 6.15 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para dichos Estados, la principal contribución proviene del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”, el cual incrementará 782.0 km-c la longitud de la RNT. También, en el estado de Nayarit se

cuenta con el proyecto “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta”, el cual contiene 130 km-c de Líneas de Transmisión.

En la Figura 6.16 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 904.1 km-c, en 230 kV 50.7 km-c y de 161 a 69 kV 117.3 km-c. En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 865.0 km-c en ese año.

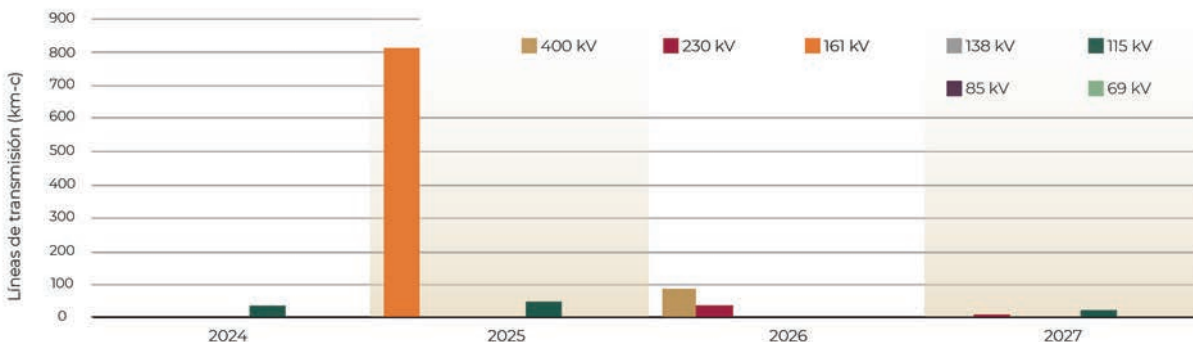
Es relevante mencionar, que se modernizarán 66.1 km-c de Líneas de Transmisión con los proyectos identificados de modernización de la RNT.

**FIGURA 6.15. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.16. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 2,875 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Sonora, Querétaro, Nayarit y Morelos. En la Figura 6.17 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

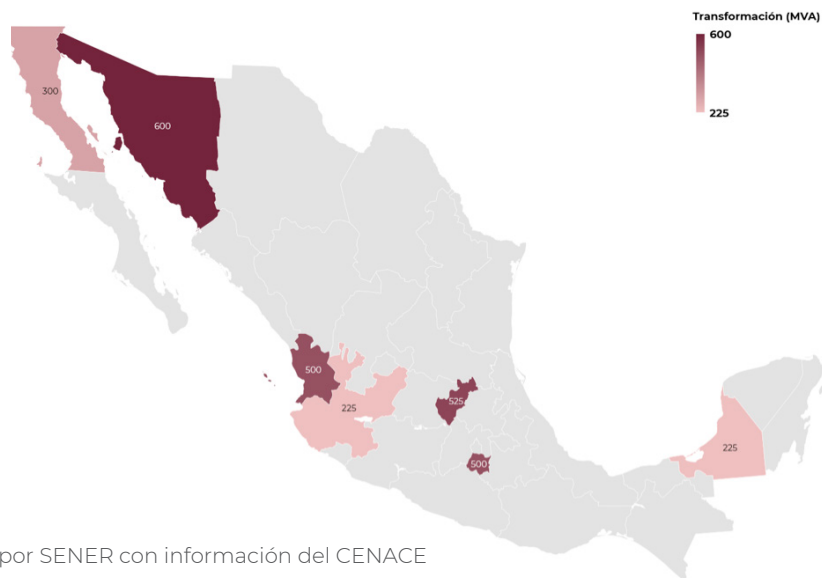
Los estados de Nayarit y Morelos incluyen los proyectos “P21-OC8 Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta” y “P21-OR2 Suministro de energía eléctrica en Morelos”, los cuales agregan 500 MVA de capacidad de transformación en cada uno de los estados, respectivamente.

En cuanto al estado de Sonora, se tiene el proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”, el cual incrementa en 600 MVA la capacidad de transformación.

En la Figura 6.18 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 1,600 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 1,275 MVA de capacidad. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,850 MVA, seguido por 2027 con 525 MVA y finalmente 2026 con 500 MVA.

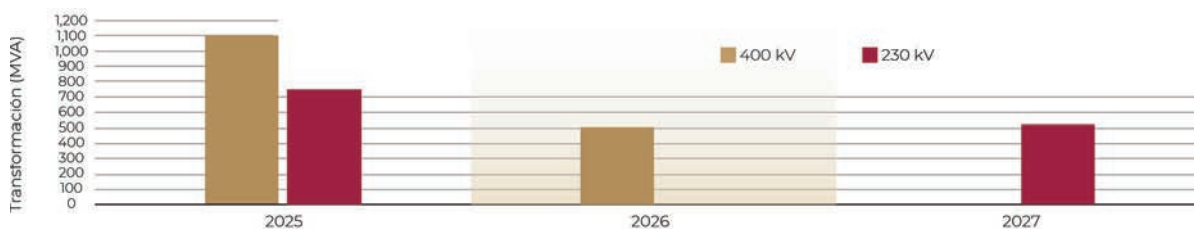
El estado de Querétaro tiene el proyecto “P21-OC4 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Querétaro”, el cual considera 525 MVA de capacidad de transformación.

**FIGURA 6.17. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.18. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSION**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 2,850.3 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Sinaloa, Chihuahua, Zacatecas, Sonora y Chiapas. En la Figura 6.19 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para los estados de Sinaloa, Chihuahua, Zacatecas y Sonora la principal contribución proviene de los STATCOM asociados al proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”, el cual adiciona 2,450 MVAR de compensación de potencia reactiva. Para el estado de Chiapas, el proyecto “P21-OR1 Suministro de energía eléctrica en la zona Tapachula y San Cristóbal” adiciona 200 MVAR de compensación de potencia reactiva.

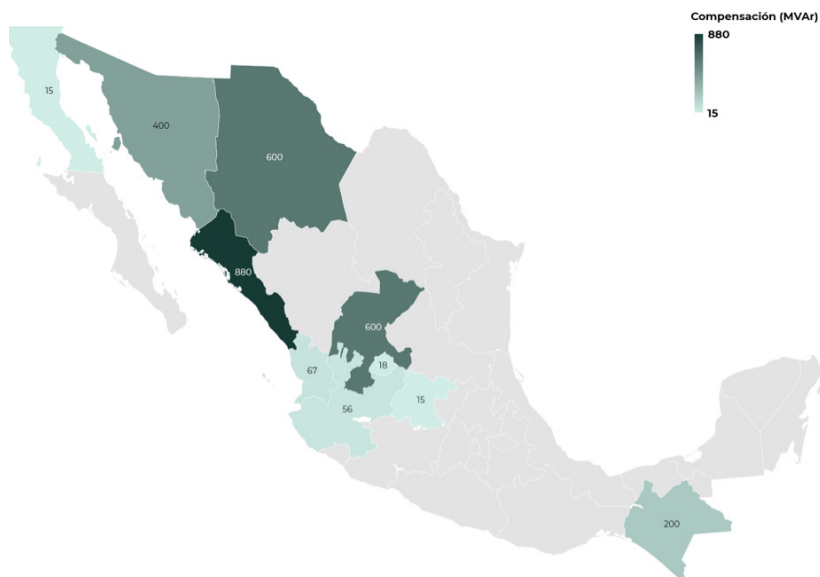
En la Figura 6.20 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 1,516.7 MVAR, en 230 kV 1,000 MVAR y de 161 a 69 kV 333.6 MVAR en total. En 2024 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 2,400 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de



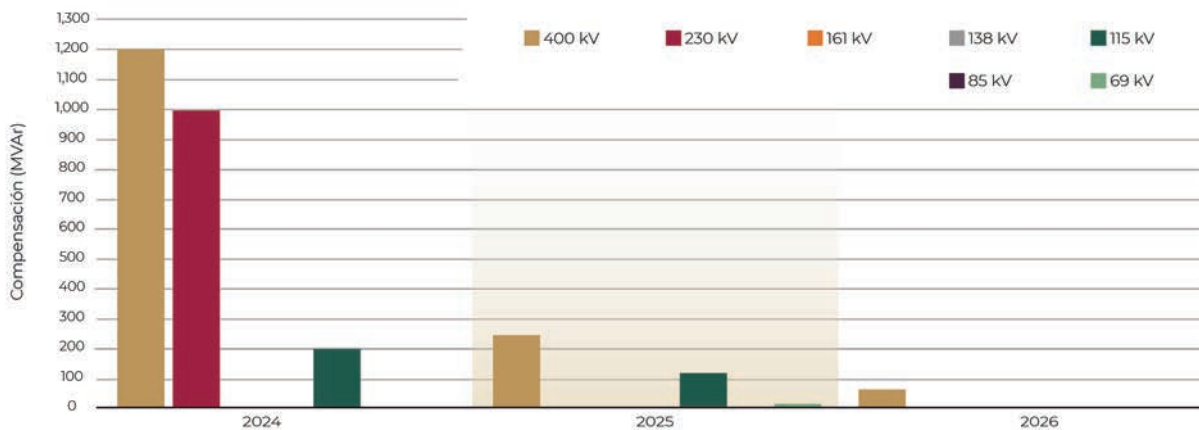
**Fotografía 31.** Reunión Nacional de Huracanes. Veracruz. 2019. CFE.

transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. En 2025 se incrementarán 383.6 MVAR. Adicionalmente, se modernizarán 67.5 MVAR de compensación.

**FIGURA 6.19. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FIGURA 6.20. CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen de un total de 82.9 km-c de Líneas de Transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán adiciones

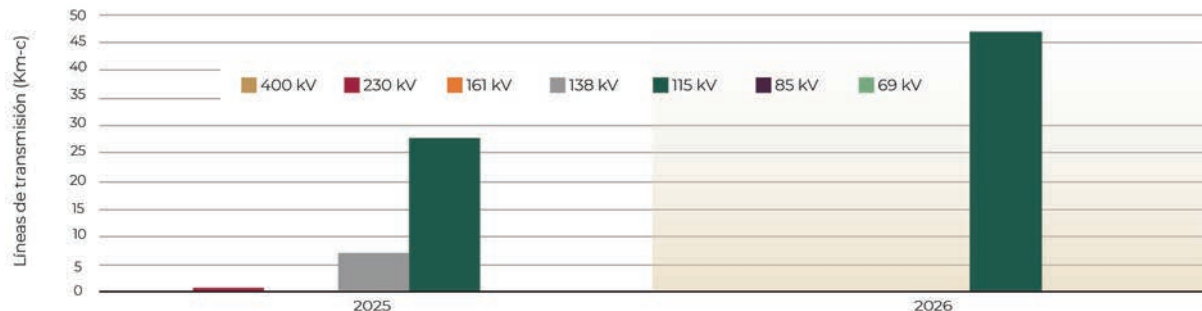
son San Luis Potosí, Tamaulipas, Sonora, Veracruz, Sinaloa, Baja California y Tabasco. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 74.5 km-c. En las Figuras 6.21 y 6.22 se puede observar el detalle por Entidad Federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

**FIGURA 6.21. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

**FIGURA 6.22. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021–2035 constituyen de un total de 862.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de San Luis Potosí, Tamaulipas, Baja California, Sonora y Sinaloa. En la Figura 6.23 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

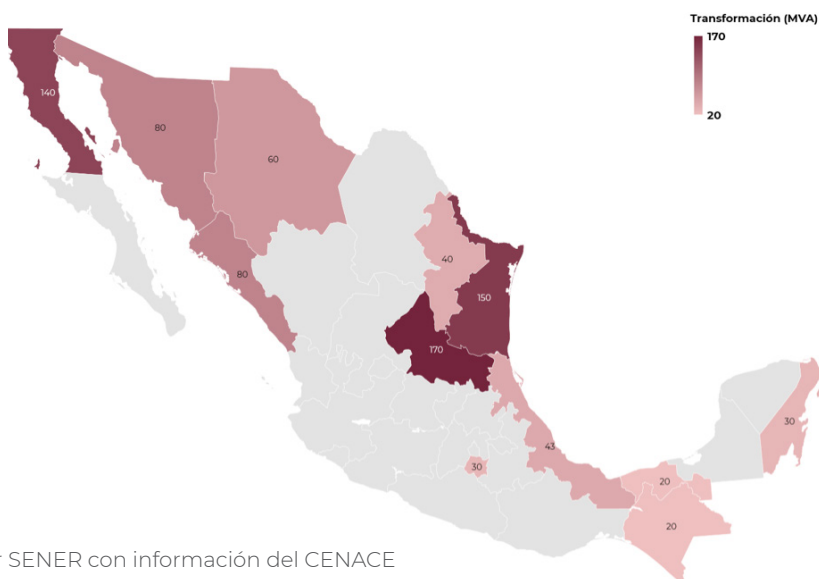
La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 752.5 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 80 MVA y finalmente los bancos de transformación de 138 kV, con 30 MVA. En 2025 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 672.5 MVA, seguido por 2026 con 190.0 MVA.

En el estado de San Luis Potosí se han identificado un total de 6 proyectos, en Tamaulipas 5 proyectos, en Baja California 4 proyectos y en Sonora y Sinaloa 2 proyectos, en cada uno.

Los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM también adicionan en las RGD una capacidad total de 51.8 MVar de compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en media tensión.

En la Figura 6.24 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de

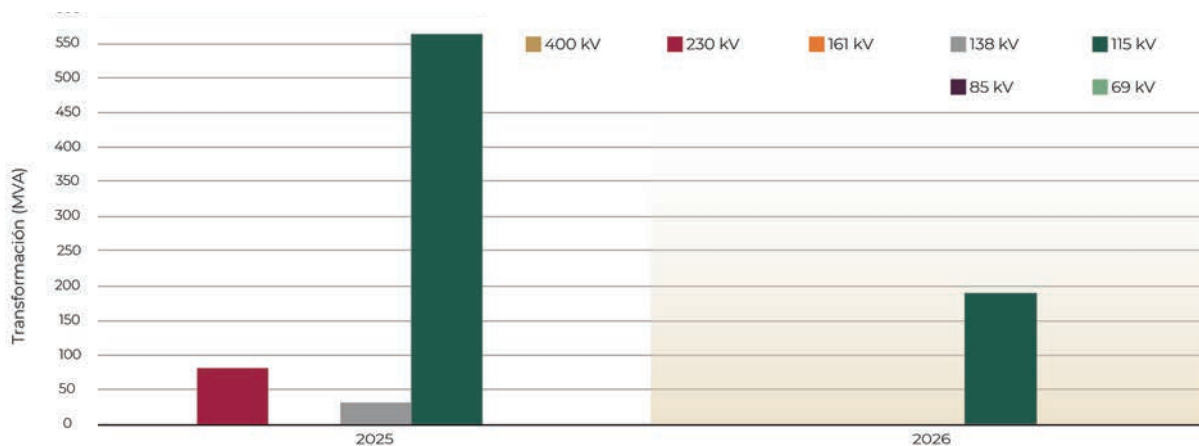
**FIGURA 6.23. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE



**FIGURA 6.24. CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con información del CENACE

A continuación, se hace una breve reseña de cada uno de los proyectos identificados de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM, incluyendo las metas físicas de la infraestructura, los beneficios esperados del proyecto, su fecha estimada de entrada en operación y su área de influencia. Las metas físicas de la infraestructura

podrían modificarse debido a la factibilidad constructiva, así como de la viabilidad de la obtención de los derechos de vía e inmobiliarios, permisos ambientales y arqueológicos, entre otros. Aunque pudiesen presentarse ajustes en los mismos, siempre se busca lograr el objetivo planteado para cada uno de ellos.



**Fotografía 32.** Torre de transmisión. Los Altos, Jalisco CFE.



I20-SIN1

**SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA DE CONGESTIÓN DE LOS ENLACES DE TRANSMISIÓN INTERNOS EN LA GCR NOROESTE Y DE LOS ENLACES DE TRANSMISIÓN CON LAS GRC OCCIDENTAL Y NORTE**

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

En los últimos años se han incorporado una gran cantidad de proyectos de generación eléctrica entre las que destacan Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y otras tecnologías que utilizan los recursos renovables disponibles en esta región del país, por lo que se presentará una diversificación la matriz energética de generación en las GCR Noroeste, Norte y Noreste. Por tanto, se presentan y se seguirán presentando una alta transferencias de potencia activa (MW) en las compuertas que forman parte de la GCR Noroeste y las que interconectan con las GCR Norte y Occidental, ya que, en algunas de ellas, se alcanza su límite de operativo, con su respectiva congestión, en diferentes escenarios de demanda durante el día y durante diferentes periodos estacionales, lo que repercute en la Confiabilidad y en el incremento en los costos de operación del SIN.

Esta situación de creciente capacidad de generación de energía eléctrica en la parte Norte del país (que además con costos de producción bajos) origina un incremento en la magnitud del flujo de potencia en los enlaces norte-sur del país, por consiguiente, se han presentado Estados Operativos de Alerta y/o Emergencia a nivel Sistema, además de las reportadas al interior de cada GCR. Las más críticas han sido por alcanzar los límites operativos de las compuertas que interconectan el sistema interconectado Norte (GCR Noroeste – Norte y Noreste) con el resto del SIN.

El incremento pronosticado de la demanda será suministrado localmente con la generación instalada en las GCR Noroeste, Norte y Noreste, desde el invierno de 2019 la GCR Noroeste es una región exportadora de energía eléctrica. Por tanto, es necesaria la construcción de nueva infraestructura eléctrica desde el sur de la ciudad de Hermosillo (Sonora) hasta Cerro Blanco (Nayarit) y Nuevo Casas Grandes (Chihuahua), de forma que sea posible incrementar los límites de transmisión en la red eléctrica del Noroeste hacia el Occidente y Norte del país, con lo anterior, se mejora la estabilidad angular y de tensión ante perturbaciones en escenarios de alta transmisión de potencia y permite una mejor participación en la regulación de frecuencia de las Centrales Eléctricas instaladas en el norte del país, aumentando la Confiabilidad del SIN. Por consiguiente, se obtendrán beneficios al aprovechar los bajos costos de producción de las regiones del norte del país, con el despacho sin restricciones de las Centrales Eléctricas y precios marginales de menor costo a largo plazo. Adicionalmente, dado que el proyecto considera cuatro equipos dinámicos de compensación de potencia reactiva, se logra una mejor regulación de tensión y se mejora el amortiguamiento en zonas donde existen problemas de estabilidad de tensión o que son muy sensibles ante la dinámica de la carga, variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia intermitente o perturbaciones.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SIN, minimizar las congestiones en la RNT, incentivar una expansión eficiente de la generación, aplicación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes y reducción en los costos de producción totales.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- LT Choacahui – Culiacán Poniente, de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 216 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil (Mil Circular Miils) de tipo Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR) en 400 kV.
- LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos, de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 268 km, y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Mazatlán Dos – Tepic Dos, de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 252 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- LT Tepic Dos – Cerro Blanco, de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 46 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 150 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Empalme Ciclo Combinado.
- Un banco de reactores de línea compuesto de tres unidades monofásicas (no incluye fase de reserva) de 25 MVar cada una en 400 kV en la SE Choacahui (incluye reactor de neutro).
- Un banco de reactores de línea compuesto de cuatro unidades monofásicas de 25 MVar cada una (incluye fase de reserva y reactor de neutro) en 400 kV en la SE Culiacán Poniente.
- Un banco de reactores de línea compuesto de tres unidades monofásicas de 25 MVar cada una en 400 kV en la SE Mazatlán Dos (incluye reactor de neutro).
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 200/-200 MVar en 230 kV en la SE Seri.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVar en 230 kV en la SE Nuevo Casas Grandes.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVar en 400 kV en la SE Mazatlán Dos.
- Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de 300/-300 MVar en 400 kV en la SE Primero de Mayo.
- Ocho alimentadores para interconectar las cuatro LT: Choacahui – Culiacán Poniente, Culiacán Poniente – Mazatlán Dos, Mazatlán Dos – Tepic Dos y Tepic Dos – Cerro Blanco.



RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO						
TIPO DE OBRA	KV	KM-C	MVA	STATCOM	MVAR	ALIMENTADORES
Transmisión	400	782.0	-	-	-	-
Transformación	400/230	-	600.0	-	-	-
Compensación	400	-	-	1,200.0	250.0	-
	230	-	-	1,000.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	-	8
<b>Total</b>		<b>782.0</b>	<b>600.0</b>	<b>2,200.0</b>	<b>250.0</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2024 y abril de 2025	GCR Noroeste, Norte, Noreste y Occidental.

**P21-CE1 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL CORREDOR TEOTIHUACÁN - TEXCOCO EN 400 KV**

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá incrementar la capacidad de transmisión por el corredor Texcoco – Teotihuacán de 400 kV y tener las condiciones de suficiencia en infraestructura eléctrica que permita atender el crecimiento esperado de demanda de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

Adicionalmente, se evitará el Estado Operativo de Alerta que se presenta en la actualidad durante condiciones de alto flujo de potencia activa y que pone en riesgo el suministro local, al posicionar Esquemas de Acción Remedial que realizan la desconexión de un circuito en 400 kV del corredor Texcoco – Teotihuacán y en consecuencia el corte masivo de carga para evitar la sobrecarga de circuitos en 230 kV dentro de la red de la GCR Central, lo anterior podría ocurrir ante la eventual contingencia sencilla de un circuito del corredor en mención.

Finalmente, con la construcción del proyecto, se evitarán restricciones para el otorgamiento de licencia para el mantenimiento de los circuitos de 400 kV, así como riesgos operativos durante el proceso de mantenimiento.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Repotenciación del doble circuito Teotihuacán – Texcoco en 400 kV, que consiste en el reemplazo de 16.07 km de conductor tipo ACSR, por dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo Aluminium Conductor Steel Supported (ACSS) o similar con tecnología de alta temperatura, así como los accesorios homologados al tipo de conductor para soporte y sujeción en las torres de transmisión existentes.
- Sustitución de equipo primario en 400 kV en la SE Teotihuacán de las dos LT repotenciadas Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2350 MVA.
- Sustitución de equipo primario en 400 kV en la SE Texcoco de las dos LT repotenciadas Teotihuacán – Texcoco para llegar a una capacidad de 2350 MVA.

RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO			
TIPO DE OBRA	KV	KM-C	EQUIPO PRIMARIO
Transmisión	400	32.14	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	4
<b>Total</b>		<b>32.14</b>	<b>4</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Diciembre de 2025	Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

P21-OR1	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA TAPACHULA Y SAN CRISTÓBAL									
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>										
<p>Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de Confiabilidad para el Suministro Eléctrico de las zonas Tapachula y San Cristóbal en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o ante la salida de operación del banco de transformación de la SE Tapachula Potencia, considerando que actualmente se presentan salidas de Líneas de Transmisión o banco de transmisión con cierta frecuencia, provocando problemáticas de bajo voltaje en las zonas de carga mencionadas que se refleja en cortes del Suministro Eléctrico.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto permitirá la libranza del banco de transformación durante condiciones de demanda media para su mantenimiento, ya que actualmente se tienen restricciones por eventuales afectaciones de carga.</p> <p>Finalmente, se podrá atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica en el sur del estado de Chiapas en el mediano y largo plazo, permitiendo su crecimiento económico.</p>										
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>										
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +50/-50 MVar en 115 kV, a instalarse en la SE Tapachula Aeropuerto.</li> <li>· Equipo de compensación dinámica (STATCOM) con una capacidad de +50/-50 MVar en 115 kV, a instalarse en la SE Huixtla.</li> </ul>										
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>200.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>200.0</b></td> </tr> </tbody> </table>		TIPO DE OBRA	KV	MVar	Compensación	115	200.0	<b>Total</b>		<b>200.0</b>
TIPO DE OBRA	KV	MVar								
Compensación	115	200.0								
<b>Total</b>		<b>200.0</b>								
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MORELOS</b>									
Abril de 2024	Zonas San Cristóbal y Tapachula, estado de Chiapas									

P21-OR2	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MORELOS
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>	
<p>Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de Confiabilidad para el suministro de la zona Morelos en condiciones de red completa y ante la contingencia sencilla del banco de transformación "T3" instalado en la SE Yautepec Potencia. Del 2015 a la fecha se han presentado 5 eventos de salida del transformador, en tres de ellos se presentó afectación de carga de 2,228 MWh de energía con un tiempo total de 79 horas.</p> <p>Además, la propuesta permitirá evitar la dependencia del equipo de transformación de la SE Yautepec Potencia para el suministro de la zona, que se refleja en la limitada posibilidad de libranza del equipo para su mantenimiento, que solo puede realizarse en condición de demanda mínima y con riesgo en la saturación de los bancos de transformación instalados en la SE Zapata.</p> <p>Finalmente, se podrá atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica en el estado de Morelos en el mediano y largo plazo, permitiendo el crecimiento económico de la zona.</p>	
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>· LT de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil de tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Cuautla Dos – 73180 – Industrial Cuautla Dos con la SE Ciclo Combinado Centro.</li> <li>· LT de doble circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Cuautla Dos – 73150 – Tepalcingo con la SE Ciclo Combinado Centro.</li> <li>· Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Ciclo Combinado Centro.</li> <li>· Cambio de Transformador de Corriente (TC) en 115 kV en ambos extremos de la LT Yautepec Potencia – 73690 – Jiutepec, de relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 131 MVA.</li> <li>· Cuatro alimentadores en 115 kV en la SE Ciclo Combinado Centro para la interconexión con el entronque de la LT Cuautla Dos – 73180 – Industrial Cuautla Dos y la LT Cuautla Dos – 73150 – Tepalcingo.</li> </ul>	



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVA	ALIMENTADORES	TC
Transmisión	115	4.0	-	-	-
Transformación	400/115	-	500.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>4.0</b>	<b>500.0</b>	<b>4</b>	<b>2</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Zona Morelos, estado de Morelos

P21-OR3

**REFUERZO DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA XALAPA**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en las Subestaciones Eléctricas de la zona Xalapa y parte de la zona Veracruz, específicamente las asociadas al corredor de transmisión en 115 kV desde la SE Castillo hasta la SE Veracruz II con una longitud aproximada de 110 km. Lo anterior en condición de red completa y ante contingencia sencilla en la red de 115 kV asociada.

Adicionalmente, el proyecto de refuerzo permitirá evitar la necesidad de realizar posibles cortes de carga, ante la contingencia sencilla de algún circuito del corredor mencionado.

Por último, la construcción del proyecto de refuerzo de transmisión incrementará la capacidad de suministro en la zona Xalapa, permitiendo el desarrollo económico local, con la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga en la región.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- LT Veracruz II – Tamarindo II de doble circuito, tendido de segundo, con una longitud estimada de 36 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Veracruz II para la conexión de la LT Veracruz II – Tamarindo II.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Tamarindo II para la conexión de la LT Veracruz II – Tamarindo II.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT El Castillo – 73260 – La Reina, con relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT La Reina – 73X10 – Las Trancas, relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 180 MVA.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	ALIMENTADORES	TC
Transmisión	115	36.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	2	4
<b>Total</b>		<b>36.0</b>	<b>2</b>	<b>4</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Ciudad de Xalapa y poblaciones aledañas, estado de Veracruz.



P20-OC1	<b>INCREMENTO EN CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA RED DE 115 KV DE LA ZONA QUERÉTARO</b>
---------	--

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de transmisión en la red eléctrica de 115 kV de la Zona Querétaro, mejorando la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en el estado de Querétaro.

Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla de alguno de los elementos de transmisión y transformación de la Zona Querétaro.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Repotenciación de la LT Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur con una longitud de 5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Repotenciación de 0.8 km de la LT Satélite – 73110 – La Loma para sustituir calibre 336 kcmil tipo ACSR y 1000 mm<sup>2</sup> tipo Cross-linked polyethylene (XLPE) – Aluminio (Al) por 795 kcmil tipo ACSR y 1250 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al, respectivamente, para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.
- Repotenciación de 0.4 km de la LT Querétaro I – 73540 – Satélite para sustituir calibre 1000 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al por 1250 mm<sup>2</sup> tipo XLPE-Al para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Reemplazo de los transformadores de corriente (TC) existentes en 115 kV en ambos extremos de la LT Querétaro Poniente – 73090 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Reemplazo de los transformadores de corriente (TC) existentes en 115 kV en ambos extremos Querétaro Potencia – 73720 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar el límite térmico del nuevo conductor 179 MVA.
- Reemplazo de los transformadores de corriente (TC) existentes en 115 kV en lado Querétaro Sur de la LT Querétaro Potencia – 73050 – Querétaro Sur con una relación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- Recalibración de bus y puentes de 115 kV en la SE Querétaro Poniente.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	TC	BUS
Transmisión	115	6.2	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	5	1
<b>Total</b>		<b>6.2</b>	<b>5</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2024	Zona Querétaro, estado de Querétaro

P21-OC2	<b>INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA LOS ALTOS</b>
---------	--

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de la zona Los Altos, ubicada al nororiente de la Zona Metropolitana de Guadalajara, al incrementar la capacidad de transformación que alimenta la red de 115 kV.

Con esta obra se logra incrementar la Confiabilidad ante contingencia sencilla de algún elemento de la red de transmisión y ante mantenimientos de la infraestructura, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico. Mejora el perfil de voltaje de la zona al considerar la instalación de compensación reactiva e incrementa la capacidad de transmisión en la red de 115 kV al sustituirse equipo serie en Líneas de Transmisión.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE San Juan II.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.
- Traslado de un banco de capacitores de 18 MVar de capacidad en 115 kV desde la SE Tepatlán a la SE Peñuelas.
- Un banco de capacitores de 22.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Tepatlán.



- Instalación de bus de 115 kV en la SE Capilla de Guadalupe.
- Reemplazo de los TC existentes en 115 kV en ambos extremos de la LT Jalostotitlán – 73390 – San Juan II con una relación de transformación 1000/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 179 MVA.
- Reemplazo de los TC existentes en 115 kV en ambos extremos de la LT San Juan de los Lagos – 73450 – Encarnación de Díaz con una relación de transformación de 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.
- Reemplazo de los TC existentes en 115 kV en ambos extremos de la LT Jalostotitlán – 73430 – San Juan de Los Lagos con una relación de transformación de 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 133 MVA.

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	KV	MVA	MVAr	TC	Bus
Transformación	230/115	225.0	-	-	-
Compensación	115	-	55.5	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	6	1
<b>Total</b>		<b>225.0</b>	<b>55.5</b>	<b>6</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Zona Los Altos, estado de Jalisco

P21-OC3	SOPORTE DE TENSIÓN PARA LA ZONA MINAS
---------	---------------------------------------

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

La zona Minas se ubica al occidente de la Zona Metropolitana de Guadalajara y suministra energía eléctrica principalmente a los municipios de Amatitán, Ameca y Tala del estado de Jalisco. El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de la zona Minas, al incrementar la red de transmisión en 69 kV además de incluir la construcción de una nueva Subestación Eléctrica.

Con esta obra se logra incrementar la Confiabilidad ante contingencia sencilla de algún elemento de la red de transmisión y ante mantenimientos de la infraestructura, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico. Mejorará el perfil de voltaje de la zona al considerar la instalación de compensación reactiva en 69 kV.

Finalmente, ya no se tendrá el riesgo de inestabilidad de voltaje en la zona, que actualmente puede suceder en condiciones de alta demanda y ante la indisponibilidad de algún elemento de transmisión o ante indisponibilidad de la generación hidráulica instalada en la zona.

#### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV para entroncar la LT La Venta – 63970 – Santa Rosa en la nueva SE Minas.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 69 kV para entroncar la LT Amatitán – Tala (actualmente Tala – 63980 – Santa Rosa) en la nueva SE Minas.
- Un banco de capacitores de 5.0 MVAr de capacidad en 69 kV en la SE La Vega.
- Un banco de capacitores de 8.1 MVAr de capacidad en 69 kV en la nueva SE Minas.
- Un banco de capacitores de 5.0 MVAr de capacidad en 115 kV en la SE Estancita.
- Cuatro alimentadores en 69 kV en la nueva SE Minas para el entronque de las LT La Venta – 63970 – Santa Rosa y Amatitán – Tala (actualmente Tala - 63980 – Santa Rosa).
- Reemplazo de los TC existentes 69 kV en ambos extremos de la LT Santa Rosa – 63990 – Tequila con una relación de transformación 800/5 A para alcanzar una cargabilidad mínima de 80 MVA.
- Instalación de bus y puentes de 69 kV en la SE La Vega.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVAr	ALIMENTADORES	TC	Bus
Transmisión	69	0.4	-	-	-	
Compensación	69	-	13.1	-	-	
	115		5.0	-		
Equipo en Subestación Eléctrica	69	-	-	4	2	1
<b>Total</b>		<b>0.4</b>	<b>18.1</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Zona Minas, estado de Jalisco.

P21-OC4	INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA QUERÉTARO
---------	---

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la capacidad y Confiabilidad de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales ubicados en la zona de Querétaro. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en el estado de Querétaro.

Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla, principalmente ante la salida de alguno de los elementos de transformación de la Zona Querétaro, minimizando las interrupciones en el Suministro Eléctrico ante contingencia o salidas de equipos por mantenimiento.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Otomí.
- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Conín.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 5.34 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Las Delicias – 93300 – Querétaro Potencia en la nueva SE Otomí.
- LT de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 5.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV entre las SE Otomí y Colinas de Apaseo.
- Repotenciación de la LT Querétaro Maniobras – 73220 – Querétaro Industrial aproximadamente 1.4 km para sustituir conductor 336 y 2/0 kcmil tipo ACSR por 795 kcmil tipo ACSR para alcanzar una cargabilidad mínima de 160 MVA.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 5.16 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT La Loma – 73860 – Querétaro Poniente en la nueva SE Otomí.
- LT de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 9.96 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Campanario – Zibata en la SE Conín, dejando deshabilitado el tramo de la LT desde el entronque hacia la SE Campanario.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Otomí para la conexión de las nuevas LT.
- Tres alimentadores en 115 kV en la SE Otomí para la conexión de las nuevas LT.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Colinas de Apaseo para la conexión de la nueva LT Otomí – Colinas de Apaseo.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Conín para la conexión de la nueva LT Conín - Zibata.
- Remplazo de los TC existentes en 115 kV en ambos extremos de la LT Querétaro Maniobras – 73580 – Querétaro Potencia con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.
- Sustitución de interruptor Conín-77990 para alcanzar una capacidad de 40 kA.



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVA	ALIMENTADORES	TC	INTERRUPTOR
Transmisión	230	10.68	-	-	-	-
	115	26.78		-	-	-
Transformación	230/115		525.0	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-		2	-	-
	115			5	2	1
<b>Total</b>		<b>37.46</b>	<b>525.0</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2027	Zona Querétaro, estado de Querétaro

P21-OC7

**INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA RED ELÉCTRICA EN 115 KV DE LAS ZONAS LEÓN E IRAPUATO**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

Las zonas León e Irapuato en el estado de Guanajuato, se encuentran enlazadas eléctricamente a través de una Línea de Transmisión en 115 kV entre las SE Silao y Los Sauces, formando una trayectoria longitudinal desde la SE León Oriente hasta Silao. Derivado de la condición mencionada, ante contingencia de alguna de las Líneas de Transmisión que alimentan esta trayectoria se presentan bajos niveles de tensión y sobrecargas en las Líneas de Transmisión que quedan en operación. Llegando a presentarse sobrecargas en condiciones de red completa en escenarios de alta demanda.

Con esta obra se logra incrementar la Confiabilidad ante contingencia sencilla de algún elemento de la red de transmisión y ante mantenimientos de la infraestructura, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico. También, mejora el perfil de voltaje de la zona al considerar la instalación de compensación reactiva en 115 kV.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- LT León Oriente – San Carlos con una longitud estimada de 6.1 km un circuito y un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, de los cuales 0.95 km será nueva trayectoria sobre poste troncocónico doble circuito tendido del primero y 5.15 km tendido del segundo circuito sobre la estructura de la actual LT León Oriente – 73710 – San Carlos.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Michelin.
- Un alimentador nuevo en 115 kV en la SE León Oriente para la nueva LT León Oriente – San Carlos.
- Un alimentador nuevo en 115 kV en la SE San Carlos para la nueva LT León Oriente – San Carlos.
- Recalibración del bus y puentes de 115 kV de la SE Los Sauces.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVAr	ALIMENTADORES	Bus
Transmisión	115	6.1	-	-	
Compensación	115	-	15.0	-	
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	2	1
<b>Total</b>		<b>6.1</b>	<b>15.0</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Zona León, estado de Guanajuato.



**P21-OC8**      **AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN Y TRANSMISIÓN ENTRE LAS ZONAS TEPIC Y VALLARTA**

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la capacidad y Confiabilidad de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales ubicados en las zonas de Tepic y Vallarta, También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en los estados de Nayarit y Jalisco.

Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla, principalmente ante la salida de alguno de los elementos de transformación 400/230 kV de la SE Tepic II, minimizando las interrupciones en el Suministro Eléctrico ante contingencia o salidas de equipos por mantenimiento. Adicionalmente, se incluye una nueva Subestación Eléctrica con la cual se puede alimentar la carga de la zona Vallarta, disminuyendo el riesgo de colapso total de la zona en caso de presentarse contingencias múltiples en la red de 230 kV.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- LT Cerro Blanco – Vallejo de doble circuito tendido del primero circuito, con una longitud estimada de 90 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV (se incluyen transposiciones).
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 20 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV para entroncar la LT Vallarta Potencia – 93D20 – Nuevo Vallarta en la SE Vallejo.
- Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 125 MVA cada una (se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Vallejo.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Cerro Blanco para la conexión de la LT Cerro Blanco – Vallejo.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Vallejo para la conexión de la LT Cerro Blanco – Vallejo.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Vallejo para el entronque de la LT Vallarta Potencia – 93D20 – Nuevo Vallarta.
- Reemplazo de los TC existentes en 230 kV lado Vallarta Potencia de la LT Tepic II – 93950 – Vallarta Potencia con una relación de transformación 1200/5 A, para alcanzar una cargabilidad mínima de 319 MVA.
- Un banco de reactores de cuatro unidades de 16.66 MVar cada uno (se incluye fase de reserva) en 400 kV en la SE Vallejo.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	KM-C	MVA	STATCOM	MVAr	ALIMENTADORES
Transmisión	400	90.0	-	-	-	-
	230	40.0	-	-	-	-
Transformación	400/230		500			
Compensación	400	-	-	66.7	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	2	-
	230	-	-	-	2	1
<b>Total</b>		<b>130.0</b>	<b>500.0</b>	<b>66.7</b>	<b>4</b>	<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2026	Zonas Vallarta y Tepic, estados de Jalisco y Nayarit.

**P21-N01**      **COMPENSACIÓN CAPACITIVA AL NOROESTE DE LA ZONA MAZATLÁN**

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de baja tensión que se registra en el corredor de transmisión en 115 kV entre las SE El Habal, Piaxtla y La Cruz, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE La Cruz.



RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO		
TIPO DE OBRA	KV	Km-c
Compensación	115	15.0
<b>Total</b>		<b>15.0</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Poblaciones al noroeste de la ciudad de Mazatlán, estado de Sinaloa

P21-N02	COMPENSACIÓN CAPACITIVA AL SUR DE LA ZONA CULIACÁN												
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>													
<p>Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de baja tensión que se registra en el corredor de transmisión en 115 kV entre las SE Quilá y El Dorado, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.</p> <p>Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.</p>													
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>													
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE El Dorado</li> </ul>													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</th> </tr> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>Km-c</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>15.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>15.0</b></td> </tr> </tbody> </table>		RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO			TIPO DE OBRA	KV	Km-c	Compensación	115	15.0	<b>Total</b>		<b>15.0</b>
RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO													
TIPO DE OBRA	KV	Km-c											
Compensación	115	15.0											
<b>Total</b>		<b>15.0</b>											
FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO												
Abril de 2025	Culiacán, estado de Sinaloa.												

P21-N03	ELIMINAR RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN CABLES SUBTERRÁNEOS EN 115 KV DE LA RUIZ CORTINES												
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>													
<p>Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la LT Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines en 115 kV, por restricción de flujo de potencia por tramo de cable de potencia subterráneo, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.</p> <p>Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.</p>													
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>													
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Sustitución del tramo subterráneo de la Línea de Transmisión que contiene un tramo con Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS) Los Mochis Industrial – Ruiz Cortines de un circuito, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.</li> </ul>													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</th> </tr> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>Km-c</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>1.0</b></td> </tr> </tbody> </table>		RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO			TIPO DE OBRA	KV	Km-c	Compensación	115	1.0	<b>Total</b>		<b>1.0</b>
RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO													
TIPO DE OBRA	KV	Km-c											
Compensación	115	1.0											
<b>Total</b>		<b>1.0</b>											
FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO												
Abril de 2025	Poblaciones de Ruiz Cortines, Juan José Ríos, Leyva Solano y Guasave, estado de Sinaloa												

P21-N04	ELIMINAR RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN CABLES SUBTERRÁNEOS EN 115 KV DE LA SE MAZATLÁN TECNOLÓGICO										
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>											
<p>Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico en 115 kV, por restricción de flujo de potencia por tramo de cable de potencia subterráneo, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Noroeste.</p> <p>Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de la tensión para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.</p>											
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>											
<ul style="list-style-type: none"> <li>Recalibración del tramo subterráneo de la LT Mazatlán Dos – 73920 – Mazatlán Tecnológico, 3.31 km por un conductor con una capacidad operativa equivalente al tramo aéreo existente de la LT Mazatlán Dos – Mazatlán Tecnológico en 115 kV.</li> </ul>											
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>Km-c</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>3.31</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>3.31</b></td> </tr> </tbody> </table>			TIPO DE OBRA	KV	Km-c	Compensación	115	3.31	<b>Total</b>		<b>3.31</b>
TIPO DE OBRA	KV	Km-c									
Compensación	115	3.31									
<b>Total</b>		<b>3.31</b>									
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>									
Abril de 2025		Mazatlán, estado de Sinaloa.									

P21-NE1	INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA RED DE 115 KV DE LA ZONA VICTORIA										
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>											
<p>El proyecto permitirá incrementar la capacidad de transmisión de potencia, que se suministra a la zona de distribución Victoria, desde la SE Güémez hacia las SE Olivos y Libertad, en la red eléctrica de 115 kV. Asimismo, se refuerza el soporte de tensión entre las Subestaciones Eléctricas de zona.</p> <p>Todo esto, con la finalidad de no afectar el Suministro Eléctrico a las cargas presentes en la zona, por el crecimiento anual de la demanda y/o ante la ocurrencia de alguna contingencia sencilla en la red eléctrica de ésta, asegurando así la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y continuidad del Sistema Eléctrico Nacional.</p>											
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>											
<ul style="list-style-type: none"> <li>Recalibración de la LT Güémez – 73560 – Libertad, con una longitud estimada de 20 km y un conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, sobre torre de acero.</li> <li>Recalibración de la LT Güémez – 73520 – Olivo, con una longitud aproximada de 13.5 km y un conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre torre de acero.</li> <li>Sustitución de 5 postes de madera por estructuras de acero, reemplazo de herraje y aislamiento de ambas Líneas de Transmisión.</li> </ul>											
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>Km-c</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>3.35</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>3.35</b></td> </tr> </tbody> </table>			TIPO DE OBRA	KV	Km-c	Compensación	115	3.35	<b>Total</b>		<b>3.35</b>
TIPO DE OBRA	KV	Km-c									
Compensación	115	3.35									
<b>Total</b>		<b>3.35</b>									
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>									
Abril de 2024		Zona Victoria, estado de Tamaulipas.									



P21-PE1	AUMENTO EN LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA ZONA CAMPECHE										
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>											
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en la zona Campeche, en particular a las Subestaciones Eléctricas de la ciudad de Campeche debido a que las Líneas de Transmisión en 115 kV que la conectan tienen una longitud promedio de 165 km. Por lo cual ante la contingencia sencilla del banco de transformación en la SE Lerma se pierde el soporte de la red eléctrica de 230 kV, requiriéndose cortes de carga para mantener la Calidad de voltaje o en dado caso, depender de que las Unidades de la Central Eléctrica Lerma estuvieran sincronizadas como unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para proveer soporte de tensión en 115 kV.</p> <p>Por último, la construcción del proyecto incrementará la capacidad de suministro en la zona Campeche, permitiendo el desarrollo económico local, con la posibilidad de conectar nuevos Centros de Carga en la región. También, permitirá la reducción de los costos de producción de energía eléctrica y de emisiones al no tener que despachar la generación a base de combustóleo instalada en la SE Lerma.</p>											
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>											
<ul style="list-style-type: none"> <li>Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Lerma.</li> </ul>											
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>230/115</td> <td>225.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>225.0</b></td> </tr> </tbody> </table>			TIPO DE OBRA	KV	MVA	Compensación	230/115	225.0	<b>Total</b>		<b>225.0</b>
TIPO DE OBRA	KV	MVA									
Compensación	230/115	225.0									
<b>Total</b>		<b>225.0</b>									
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>										
Abril de 2025	Ciudad de Campeche y zonas rurales aledañas, estado de Campeche.										

P21-BC1	INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN CON RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 230/115/69 KV EN LA ZONA TIJUANA										
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>											
<p>El proyecto permitirá atender el Suministro Eléctrico a la ciudad de Tijuana, Baja California, garantizando la Continuidad del servicio ante la indisponibilidad de equipos de transformación. Se tendrá flexibilidad operativa y se mejora la Calidad del servicio, beneficiando a los Usuarios Finales de la Zona Tijuana-Tecate.</p> <p>Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación pronosticada en la SE Metrópoli Potencia, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de elementos de transmisión y transformación.</p> <p>Se esperan beneficios como son la reducción de costos de producción, costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.</p> <p>Con la nueva infraestructura, se garantizan los criterios definidos conforme al Código de Red de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en una instalación crítica para el Sistema Interconectado Baja California.</p>											
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>											
<ul style="list-style-type: none"> <li>Un banco de transformación compuesto de cuatro unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE Metrópoli; operación inicial 230/69 kV.</li> </ul>											
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>230/115/69</td> <td>300.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>300.0</b></td> </tr> </tbody> </table>			TIPO DE OBRA	KV	MVA	Compensación	230/115/69	300.0	<b>Total</b>		<b>300.0</b>
TIPO DE OBRA	KV	MVA									
Compensación	230/115/69	300.0									
<b>Total</b>		<b>300.0</b>									
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>										
Abril de 2025	Tijuana, estado de Baja California.										



P21-BC2	COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA ZONA TECATE									
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>										
<p>Con la entrada en operación del proyecto de compensación se logrará satisfacer la demanda que abastecen las SE Tecate Uno, Tecate Dos, Encinal y las SE de Parques industriales instalados en el área de influencia, manteniendo el perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California.</p> <p>Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda de la zona Tecate, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un Suministro Eléctrico que incremente el desarrollo económico de la ciudad de Tecate, obteniendo beneficios para la población.</p> <p>Se estiman beneficios adicionales como son: la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.</p>										
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>										
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Un banco de capacitores en la Subestación Eléctrica Tecate Uno de 15 MVar en 69 kV.</li> </ul>										
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>69</td> <td>15.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>15.0</b></td> </tr> </tbody> </table>		TIPO DE OBRA	KV	MVar	Compensación	69	15.0	<b>Total</b>		<b>15.0</b>
TIPO DE OBRA	KV	MVar								
Compensación	69	15.0								
<b>Total</b>		<b>15.0</b>								
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>									
Abril de 2025	Municipio de Tecate, estado de Baja California.									

D21-OR2	CUAUTLA II BANCO 2																				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																					
<p>El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la parte norte de la ciudad de Cuautla, en el estado de Morelos. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico mediante el incremento de capacidad de transformación en la SE Cuautla II con su red de distribución asociada, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R).</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>																					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Cuautla II con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV</li> <li>· Dos alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>																					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>OBRA QUE PERTENECE A</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> <th>MVar</th> <th>ALIMENTADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td> <td>115/13.8</td> <td>30.0</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Redes Generales de Distribución</td> <td>13.8</td> <td></td> <td>1.8</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>30.0</b></td> <td><b>1.8</b></td> <td><b>2</b></td> </tr> </tbody> </table>		OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0			Redes Generales de Distribución	13.8		1.8	2	<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>2</b>
OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES																	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0																			
Redes Generales de Distribución	13.8		1.8	2																	
<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>2</b>																	
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>																				
Abril de 2025	Municipio de Cuautla, estado de Morelos.																				



D21-OR2	PALENQUE BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)			
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>				
<p>El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la parte oriente del municipio de Palenque, en el estado de Chiapas. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico mediante el incremento de capacidad de transformación en la SE Palenque, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en la región oriente del municipio y poblaciones cercanas. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>				
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Sustitución del banco de transformación de 9.375 MVA en la SE Palenque por un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVA<sub>r</sub> de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> </ul>				
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>				
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>MVA</b>	<b>MVA<sub>r</sub></b>
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	20.0	
Redes Generales de Distribución		13.8		1.2
<b>Total</b>			<b>20.0</b>	<b>1.2</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>		
Abril de 2025		Municipio de Palenque y poblaciones aledañas, estado de Chiapas.		

D21-OR4	LA ISLA BANCO 1					
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>						
<p>El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en el municipio de Cunduacán, en el estado de Tabasco. Con esto se evitarán problemas de suministro de energía eléctrica mediante el incremento de capacidad de transformación en la zona, ya que actualmente este municipio se alimenta por circuitos de distribución provenientes de la SE Cárdenas I y Villahermosa Poniente. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R).</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de suministro de energía eléctrica en la zona de influencia.</p>						
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de una nueva SE denominada La Isla mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.</li> <li>· Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Cárdenas Dos – 73610 – Cactus Switcheo en la SE La Isla.</li> <li>· Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE La Isla.</li> <li>· Dos alimentadores en media tensión en (34.5 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVA<sub>r</sub> de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>						
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>						
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>Km-c</b>	<b>MVA</b>	<b>MVA<sub>r</sub></b>	<b>ALIMENTADORES</b>
Red Nacional de Transmisión		115	2.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/34.5	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución		34.5	-	-	1.2	2
<b>Total</b>			<b>20.0</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>4</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>				
Abril de 2026		Municipio de Cunduacán y poblaciones aledañas, estado de Tabasco.				

D21-OC1	EL PEDREGAL BANCO 1					
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>						
<p>El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en la región poniente de la ciudad de San Luis Potosí, San Luis Potosí. Se resolverá la problemática de saturación de los bancos de transformación de la SE San Luis Poniente mediante la construcción de una nueva SE denominada El Pedregal. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la red eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial, industrial y agrícola. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.</p> <p>Finalmente, con la entrada en operación del proyecto se logrará: atender el incremento de demanda esperado en la zona, cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.</p>						
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de una nueva SE denominada El Pedregal mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Construcción de una LT aérea-subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.24 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en su tramo aéreo y de 2.4 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP en su tramo subterráneo, para entroncar la LT San Luis Potosí – 73820 – Tangamanga en la SE El Pedregal.</li> <li>· Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE El Pedregal.</li> <li>· Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>						
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>						
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>Km-c</b>	<b>MVA</b>	<b>MVAr</b>	<b>ALIMENTADORES</b>
Red Nacional de Transmisión		115	7.3	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución		13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>			<b>7.3</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>				
Abril de 2025		Poniente de San Luis Potosí, estado de San Luis Potosí.				

D21-OC2	MATEHUALA BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda del área rural de las poblaciones de Vanegas, Cedral, Santo Domingo, Catorce y Villa de Guadalupe, San Luis Potosí, compuesta por Centros de Carga de tipo residencial y comercial. Con la sustitución del banco 2 en la SE Matehuala no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplirw con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Sustitución del banco de transformación de 30 MVA en la SE Matehuala por un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>MVA</b>	<b>MVAr</b>	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/34.5	40.0	-	
Redes Generales de Distribución		34.5	-	2.4	
<b>Total</b>			<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
Abril de 2025		Vanegas, Cedral y poblaciones aledañas, estado de San Luis Potosí			



D21-OC4	SAN PEDRO BANCO 2				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de los municipios de Soledad de Graciano Sánchez y Cerro de San Pedro, San Luis Potosí, donde se espera un incremento de la demanda para los próximos años provocando la saturación de la transformación de la SE San Pedro. El proyecto permite liberar la carga del banco existente y distribuir las densidades de carga para esta área que son de tipo residencial y comercial haciendo más confiable el Suministro Eléctrico.</p> <p>Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE San Pedro con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Cinco alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>MVA</b>	<b>MVAr</b>	<b>ALIMENTADORES</b>
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución		13.8	-	1.8	5
<b>Total</b>			<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>5</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
Abril de 2025		Soledad de Graciano Sánchez y Cerro de San Pedro, estado de San Luis Potosí			

D21-OC5	SANTIAGO BANCO 2				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la región norte de la ciudad de San Luis Potosí, San Luis Potosí, será posible liberar la carga del banco existente de la SE Santiago cuyo perfil se compone por Centros de Carga de tipo residencial y comercial haciendo más confiable el Suministro Eléctrico.</p> <p>Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Santiago con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>MVA</b>	<b>MVAr</b>	<b>ALIMENTADORES</b>
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución		13.8	-	1.8	6
<b>Total</b>			<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>6</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
Abril de 2025		Norte de San Luis Potosí, estado de San Luis Potosí			



D21-NO1	VILLA MERCEDES BANCO 1
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>	

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al noroeste de Hermosillo, Sonora. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las SE Hermosillo Misión, Quiroga y Ladrilleras, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule  $I^2R$  y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>
-------------------------------------

- Construcción de una nueva SE denominada Villa Mercedes mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4.4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Hermosillo Loma – 73NO0 – Quiroga en la SE Villa Mercedes.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Villa Mercedes.
- Ocho alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución..

<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>
--

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	8.8	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
<b>Total</b>		<b>8.8</b>	<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>10</b>

<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>
Abril de 2025	Noroeste de Hermosillo, estado de Sonora.

D21-NO2	ROLANDO GARCÍA URREA BANCO 2
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>	

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al sur de Hermosillo, Sonora. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE Rolando García Urrea, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule  $I^2R$  y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>
-------------------------------------

- Ampliación de la SE Rolando García Urrea con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Ocho alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	8
<b>Total</b>		<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Sur de Hermosillo, estado de Sonora.

**D21-NO3**
**CULIACÁN CENTRO BANCO 2**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en el sector central de la ciudad de Culiacán, Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE Culiacán Centro, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Ampliación de la SE Culiacán Centro con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Ocho alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVAr de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	8
<b>Total</b>		<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Centro de Culiacán, estado de Sinaloa.

**D21-NO4**
**MAZATLÁN EMILIANO ZAPATA BANCO 1**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en el sector central de la ciudad de Mazatlán, Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV, ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas (SE) Mazatlán Uno, SE Mazatlán Oriente, SE Del Mar y SE Mazatlán tecnológico, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Construcción de una nueva SE denominada Mazatlán Emiliano Zapata mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2.4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Mazatlán Dos – 73990 – Mazatlán Oriente en la futura SE Mazatlán Emiliano Zapata.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Mazatlán Emiliano Zapata.
- Ocho alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	4.8	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
<b>Total</b>		<b>4.8</b>	<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>10</b>

**FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN**

Abril de 2026

**ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

Centro de Mazatlán, estado de Sinaloa.

D21-NT1

Meoqui Banco 1 (Sustitución)

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro de la zona Delicias en el estado de Chihuahua mediante la sustitución del banco de transformación existente en la SE Meoqui. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico ante el crecimiento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Sustitución del banco de transformación de 20 MVA en la SE Meoqui por un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8
<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>

**FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN**

Abril de 2025

**ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

Municipio de Delicias y poblaciones aledañas, estado de Chihuahua.



D21-NT3	SAUCITO BANCO 2																				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																					
<p>El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la población al norponiente de la ciudad de Chihuahua en el estado de Chihuahua, permitiendo evitar la saturación de la transformación instalada en la SE Saucito. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Saucito no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 23.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de la SE, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>																					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Saucito con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 23.8 kV.</li> <li>· Dos alimentadores en media tensión (23.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 23.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>																					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>OBRA QUE PERTENECE A</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> <th>MVar</th> <th>ALIMENTADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td> <td>115/23.8</td> <td>30.0</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Redes Generales de Distribución</td> <td>23.8</td> <td>-</td> <td>1.8</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>30.0</b></td> <td><b>1.8</b></td> <td><b>2</b></td> </tr> </tbody> </table>		OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/23.8	30.0	-	-	Redes Generales de Distribución	23.8	-	1.8	2	<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>2</b>
OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES																	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/23.8	30.0	-	-																	
Redes Generales de Distribución	23.8	-	1.8	2																	
<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>2</b>																	
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>																				
Abril de 2025	Municipio de Chihuahua, estado de Chihuahua.																				

D21-NE1	TAMALÍN BANCO 1
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>	
<p>El objetivo del proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en los municipios de Naranjos, Chinampa, Tamalín, Tantíma, Citlaltepec y Chontla del estado de Veracruz para garantizar en el corto y mediano plazo, el Suministro Eléctrico en el área de influencia correspondiente al área de Distribución Naranjos tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>	
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de la SE Tamalín con un banco de transformación de 12.5 MVA con relación de transformación 115/13.8KV.</li> <li>· Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ozuluama – 73860 – Naranjos en la SE Tamalín.</li> <li>· Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Tamalín.</li> <li>· Tres alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 0.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>	



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	0.4	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	12.5	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	0.8	3
<b>Total</b>		<b>0.4</b>	<b>12.5</b>	<b>0.8</b>	<b>5</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Municipios de Naranjos, Chinampa, Tamalín, Tantima, Citlaltepec y Chontla, estado de Veracruz.

D21-NE2

MIRAMAR II BANCO 1

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El objetivo del proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en el municipio de Altamira, Tamaulipas para garantizar en el corto y mediano plazo, el Suministro Eléctrico en el área de influencia correspondiente a la Gerencia de Distribución Noreste, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Construcción de una nueva SE, encapsulada en Hexafluoruro de Azufre (SF6), denominada Miramar II mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 3.0 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Santa Amalia – 73K10 – Laguna del Conejo en la SE Miramar II.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Miramar II.
- Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 0.8 MVAr de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	6.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>		<b>6.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Municipio de Altamira, estado de Tamaulipas.

D21-NE3

MOLINO BANCO 1

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El objetivo del proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en el municipio de Pánuco, Veracruz para garantizar en el corto y mediano plazo, el Suministro Eléctrico en el área de influencia correspondiente a la Gerencia de Distribución Noreste, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.



### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Molino mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Pánuco – 73880 – Higo Dos en la SE Molino.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Molino.
- Cuatro alimentadores en media tensión en (34.5 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	8.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.8	4
<b>Total</b>		<b>8.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>6</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA  
EN OPERACIÓN

Abril de 2026

ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Municipio de Pánuco, estado de Veracruz.

D21-NE4

AHUACATLÁN BANCO 1

### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona Valles, permitiendo evitar la saturación de la transformación de la SE Axtla que atiende a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Ahuacatlán no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I2R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Ahuacatlán mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Línea de Transmisión de un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 23 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, para conectar la nueva SE Ahuacatlán con la SE Axtla.
- Un alimentador aislado y operado en 115 kV en la nueva SE Ahuacatlán.
- Un alimentador aislado y operado en 115 kV en la SE Axtla.
- Dos alimentadores en media tensión en (34.5 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	23.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.2	2
<b>Total</b>		<b>23.0</b>	<b>20.0</b>	<b>1.2</b>	<b>4</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2026	Municipio de Valles, estado de San Luis Potosí.

D21-NE5	LAS PALMAS BANCO 1
---------	--------------------

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona Victoria, permitiendo evitar la saturación de la transformación de las SE Libertad y Olivo que atienden a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Las Palmas no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

#### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada SE Las Palmas mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión aérea-subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.75 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en su tramo aéreo y de 1.75 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP en su tramo subterráneo, para entroncar la LT Olivo – 73530 – Bicentenario en la SE Las Palmas.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Las Palmas.
- Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	7.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>		<b>7.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Municipio de Victoria, estado de Tamaulipas.

D21-NE6	HIDALGO BANCO 1
---------	-----------------

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona Tampico, permitiendo evitar la saturación de la transformación de la SE Infonavit que atienden a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Hidalgo no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.



### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE, encapsulada en SF6, denominada Hidalgo mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Infonavit – 73350 – Chairel en la SE Hidalgo.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Hidalgo.
- Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVA<sub>r</sub> de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVA <sub>r</sub>	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	2.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>		<b>2.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2026	Poniente de Tampico, estado de Tamaulipas.

D21-NT7

LAGUNA BANCO 1

### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona Valles, permitiendo evitar la saturación de la transformación de la SE Valles que atiende a Centros de Carga residenciales, comerciales y agrícolas. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Laguna no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Laguna mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ingenio San Miguel el Naranjo – 73040 – Valle Alto en la SE Laguna.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Laguna.
- Dos alimentadores en media tensión en (34.5 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVA<sub>r</sub> de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVA <sub>r</sub>	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	0.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.2	2
<b>Total</b>		<b>0.2</b>	<b>20.0</b>	<b>1.2</b>	<b>4</b>



FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2026	Municipios de Valles, Tamuín, Ébano, Aquismón, San Vicente, Tanquián, Tancanhuitz, estado de San Luis Potosí.

D21-NE8	SINAÍ BANCO 1
---------	---------------

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona Reynosa, permitiendo evitar la saturación de la transformación de las SE Parque Industrial del Norte, Aztlán y San Cristóbal que atienden a Centros de Carga residenciales, comerciales e industriales. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Sinaí no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

#### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de una nueva SE denominada Sinaí mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 138/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 138 kV, con una longitud estimada de 3.68 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Jarachina – 83A50 – San Cristóbal en la SE Sinaí.
- Dos alimentadores aislados y operados en 138 kV en la nueva SE Sinaí.
- Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV para reconfiguración y optimización de redes de distribución.

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVar	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	138	7.36	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	138/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>		<b>7.36</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Municipio de Reynosa, estado de Tamaulipas

D21-NE9	FOMERREY 22 BANCO 2
---------	---------------------

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la población al oriente del municipio de Santa Catarina en el estado de Nuevo León, permitiendo evitar la saturación de la transformación instalada en las SE Santa Catarina y Fomerrey 22. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Fomerrey 22 no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.



**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Ampliación de la SE Fomerrey 22 con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVA de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Ocho alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV para reconfiguración y optimización de redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	8
<b>Total</b>		<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>8</b>

**FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN**

Abril de 2025

**ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

Municipio de Santa Catarina, estado de Nuevo León.

D21-NE10

PLAYA BANCO 1

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la población al oriente de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, permitiendo evitar la saturación de la transformación instalada en las SE Tampico y Refinería Madero. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE Playa no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Construcción de una nueva SE, encapsulada en SF6, denominada Playa mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión subterránea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.5 km y un conductor por fase de calibre 2000 mm<sup>2</sup> Cu tipo XLP, para entroncar la LT Flex América – 73110 – Refinería Madero en la SE Playa.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Playa.
- Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVA de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV para reconfiguración y optimización de redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	138	3.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	138/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
<b>Total</b>		<b>3.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>

**FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN**

Abril de 2025

**ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

Municipios de Tampico y Madero, estado de Tamaulipas.

D21-PE1	PUNTA SAM BANCO 2				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la parte nororiente de la ciudad de Cancún, en el estado de Quintana Roo. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico mediante el incremento de capacidad de transformación en la SE Punta Sam con su red de distribución asociada, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R).</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Punta Sam con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Seis alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
<b>OBRA QUE PERTENECE A</b>		<b>KV</b>	<b>MVA</b>	<b>MVAr</b>	<b>ALIMENTADORES</b>
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución		13.8	-	1.8	6
<b>Total</b>			<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>6</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>		<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
Abril de 2025		Nororiente de Cancún, estado de Quintana Roo.			

D21-BC1	VALLE POTENCIA BANCO 1			
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>				
<p>El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al poniente de San Luis Río Colorado, Sonora. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Valle Potencia se descargarán bancos de transformación en las SE Ruiz Cortines y Parque Industrial, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.</p> <p>De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>				
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de una nueva SE denominada Valle Potencia mediante la instalación de un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/161/13.8 kV.</li> <li>· Línea de Transmisión de doble circuito en 230 kV, con una longitud estimada de 0.5 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ruiz Cortines – 93BCO – Parque Industrial en la futura SE Valle Potencia.</li> <li>· Dos alimentadores aislados y operados en 230 kV en la nueva SE Valle Potencia.</li> <li>· Seis alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>				



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	230	1.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/161/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	6
<b>Total</b>		<b>1.0</b>	<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>8</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	San Luis Río Colorado, estado de Sonora.

D21-BC2

VALLE DORADO BANCO 1

**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la región urbana al sur de la ciudad de Ensenada, Baja California. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Valle Dorado se descargará la transformación de la SE Ciprés, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Construcción de una nueva SE denominada Valle Dorado mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Ciprés – 73210 – Cementos California en la futura SE Valle Dorado.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Valle Dorado.
- Cuatro alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVAr de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

OBRA QUE PERTENECE A	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Red Nacional de Transmisión	115	2.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	4
<b>Total</b>		<b>2.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>6</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Ensenada, estado de Baja California.



D21-BC3	SEMENARIO BANCO 2																				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																					
<p>El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la región oriente de la ciudad de Tijuana, Baja California. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Seminario se resolverá la problemática de saturación en los bancos de transformación de las SE La Mesa y Seminario, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>																					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Seminario con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69/13.8 kV, que operará inicialmente en 69/13.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Cinco alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>																					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>OBRA QUE PERTENECE A</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> <th>MVar</th> <th>ALIMENTADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td> <td>115/69/13.8</td> <td>30.0</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Redes Generales de Distribución</td> <td>13.8</td> <td>-</td> <td>1.8</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>30.0</b></td> <td><b>1.8</b></td> <td><b>5</b></td> </tr> </tbody> </table>		OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/69/13.8	30.0	-	-	Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	5	<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>5</b>
OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES																	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/69/13.8	30.0	-	-																	
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	5																	
<b>Total</b>		<b>30.0</b>	<b>1.8</b>	<b>5</b>																	
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>																				
Abril de 2025	Tijuana, estado de Baja California.																				

D21-BC4	CENTENARIO BANCO 2																				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																					
<p>El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la región poniente y sur de la ciudad de Mexicali, Baja California. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Centenario se resolverá la problemática de saturación en la transformación existente en las SE Centenario, Wisteria y Xochimilco, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I<sup>2</sup>R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.</p>																					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ampliación de la SE Centenario con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.</li> <li>· Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.</li> <li>· Seis alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.</li> <li>· Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.</li> </ul>																					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>OBRA QUE PERTENECE A</th> <th>KV</th> <th>MVA</th> <th>MVar</th> <th>ALIMENTADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td> <td>230/13.8</td> <td>40.0</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Redes Generales de Distribución</td> <td>13.8</td> <td>-</td> <td>2.4</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>40.0</b></td> <td><b>2.4</b></td> <td><b>6</b></td> </tr> </tbody> </table>		OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/13.8	40.0	-	-	Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	6	<b>Total</b>		<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>6</b>
OBRA QUE PERTENECE A	KV	MVA	MVar	ALIMENTADORES																	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	230/13.8	40.0	-	-																	
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	6																	
<b>Total</b>		<b>40.0</b>	<b>2.4</b>	<b>6</b>																	



FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Mexicali, estado de Baja California.

M21-CE1	MODERNIZACIÓN PARCIAL DEL CEV NOPALA (+300/-90 MVAR): CONTROLADOR, PROTECCIONES, VÁLVULA DE TIRISTORES Y SISTEMA DE ENFRIAMIENTO
---------	--

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá tener mayor Confiabilidad de Suministro Eléctrico en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, además de mantener el apoyo en la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y operación por los Centros de Control, minimizando el riesgo de colapso de voltaje ante condiciones de demanda máxima en la Gerencia de Control Regional Central.

Adicionalmente, se conservará la capacidad de Suministro Eléctrico del Pacífico hacia la región centro del País, considerando que la Gerencia es deficitaria de generación de energía eléctrica local que permita el suministro con la Calidad requerida.

#### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

· Modernización de los elementos principales de control del CEV de la SE Nopala como son:

- Controlador y servicios asociado
- Protecciones
- Válvulas de Tiristores
- Sistema de Enfriamiento

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	KV	Control, Protección, Válvulas de tiristores y Sistema de Enfriamiento
Equipo en Subestación Eléctrica	400	1
<b>Total</b>		<b>1</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Septiembre de 2023	Zona Metropolitana del Valle de México.

M21-CE2	ADECUACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS HIDALGO Y CUBITOS
---------	--

#### BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico hacia la zona de carga Pachuca, que tiene a cargo la ciudad de Pachuca, capital del estado de Hidalgo, mediante la adecuación de los arreglos de las SE Hidalgo y Cubitos en el nivel de 85 kV para su conversión al arreglo de anillo, las cuales entroncan corredores de transmisión relevantes para alimentar la carga de la ciudad de Pachuca. Lo anterior, con red completa y ante contingencia sencilla en la red de transmisión de 85 kV de la zona.

Adicionalmente, con la infraestructura propuesta se atenderá la normalización requerida en Código de Red para la conexión de las nuevas SE Hidalgo y Cubitos, logrando su aprovechamiento para la atención del suministro en las poblaciones cercanas a la ciudad de Pachuca.

Finalmente, se incrementará la flexibilidad operativa para el mantenimiento de equipamiento en las nuevas Subestaciones Eléctricas.

#### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Instalación de interruptor en SF<sub>6</sub> operado en 85 kV en la SE Hidalgo para formar un arreglo en anillo.
- Instalación de interruptor en SF<sub>6</sub> operado en 85 kV en la SE Cubitos para formar un arreglo en anillo.
- Reemplazo del cable de potencia subterráneo que entronca la SE Hidalgo por calibre de mayor ampacidad de calibre 1600 mm<sup>2</sup> tipo XLP.

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	INTERRUPTOR EN SF <sub>6</sub>
Transmisión	85	1.1	-
Equipo en Subestación Eléctrica	85	-	2
<b>Total</b>		<b>1.1</b>	<b>2</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Diciembre de 2024	Ciudad de Pachuca, estado de Hidalgo.

M21-CE3	<b>SUSTITUCIÓN DE EQUIPAMIENTO EN LA GCR CENTRAL QUE HAN SIDO REBASADOS EN SU CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO</b>			
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>				
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad en la operación de las SE Teotihuacán y Tula en 400 y 230 kV, así como las SE Texcoco y Remedios en 230 kV, siendo Subestaciones Eléctricas estratégicas para el Suministro Eléctrico en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, las cuales están interconectadas dentro de la red eléctrica troncal de 400 y 230 kV a cargo de la Gerencia de Control Regional Central. Considerando que actualmente se tienen en operación múltiples equipos en las Subestaciones Eléctricas mencionadas con capacidades interruptivas por debajo de los niveles de Corto Circuito esperados ante falla, lo cual puede provocar situaciones de explosión en equipos con riesgos de incendios en las mismas.</p> <p>Además, el proyecto aporta otro beneficio muy importante como es la seguridad física del personal que labora en las Subestación Eléctrica, ya que se no se tendrán riesgos por explosión o daños ante el accionamiento de los equipos que interrumpen la energía eléctrica en condiciones de corto circuito.</p>				
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>				
· Reemplazo de equipamiento en las SE Tula, Teotihuacán, Texcoco y Remedios en los niveles de tensión de 400 y 230 kV, consistente en Interruptores, Cuchillas y Transformadores de Corriente.				
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>				
TIPO DE OBRA	KV	INTERRUPTORES	CUCHILLAS	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
Equipo en Subestación Eléctrica Tula	85	6	-	78
	230	38	76	114
Equipo en Subestación Eléctrica Teotihuacán	400	4	-	48
	230	2	32	96
Equipo en Subestación Eléctrica Texcoco	230	-	57	54
Equipo en Subestación Eléctrica Remedios	230	9	67	72
<b>Total</b>		<b>59</b>	<b>232</b>	<b>462</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
Diciembre de 2024	Zona Metropolitana de la Ciudad de México.			

M21-OR1	<b>MODERNIZACIÓN INTEGRAL DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA JUILE Y PARTICIÓN DE BARRAS DE 400 KV</b>				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad en la operación de la SE Juile, que forma parte de la red troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Oriental, siendo un punto estratégico para el suministro de la misma Gerencia y de la Central, como parte del corredor de transmisión del Sur al Centro del País, con la transmisión de energía eléctrica proveniente de Centrales Eléctricas Hidroeléctricas del sistema Grijalva y de tipo Eólica instaladas en el Istmo de Tehuantepec.</p> <p>Además, se incrementará la flexibilidad operativa, al realizar la partición de barras de la SE Juile, principalmente para tener la posibilidad de realizar el mantenimiento del equipamiento en la SE en forma oportuna.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Instalación de interruptores y adecuación en SE Juile para la partición de barras.</li> <li>· Modernización de los Tableros de Protecciones, Control y Medición (PCyM).</li> <li>· Modernización de los esquemas de protección diferencial.</li> <li>· Modernización del servidor <i>Supervisory control and data acquisition</i> (SCADA).</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
TIPO DE OBRA	KV	INTERRUPTOR	TABLEROS PCyM	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	SERVIDOR SCADA
Equipo en Subestación Eléctrica	400	2	1	1	1
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>				
Noviembre de 2026	Estados de Veracruz, Puebla y Zona Metropolitana de la Ciudad de México.				



M21-OR2	MODERNIZACIÓN DE CUCHILLAS, EQUIPO PCYM Y SCADA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRES ESTRELLAS																		
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																			
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad en la operación de la SE Tres Estrellas, que forma parte de la red troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Oriental, siendo un punto estratégico para el suministro de la misma Gerencia y de la Central, en donde se encuentran interconectados tres grandes Centrales Eléctricas, con una capacidad total instalada cercana a los 2,000 MW.</p> <p>Adicionalmente, se incrementará la seguridad física de la Subestación Eléctrica, al reemplazar equipamiento obsoleto y en malas condiciones por corrosión.</p> <p>Finalmente, se mantendrá la capacidad de transmisión en la Subestación Eléctrica, que permita realizar el transporte de la energía eléctrica generada localmente hacia la región centro del País.</p>																			
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																			
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Reemplazo de 51 cuchillas desconectadoras en la SE Tres Estrellas en 400 kV.</li> <li>· Modernización de los Tableros de Protecciones, Control y Medición.</li> <li>· Modernización de los esquemas de protección diferencial.</li> <li>· Modernización del servidor SCADA.</li> </ul>																			
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>CUCHILLAS</th> <th>TABLEROS PCyM</th> <th>ESQUEMAS DE PROTECCIÓN</th> <th>SERVIDOR SCADA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Equipo en Subestación Eléctrica Tula</td> <td>400</td> <td>51</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>51</b></td> <td><b>1</b></td> <td><b>1</b></td> <td><b>1</b></td> </tr> </tbody> </table>		TIPO DE OBRA	KV	CUCHILLAS	TABLEROS PCyM	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	SERVIDOR SCADA	Equipo en Subestación Eléctrica Tula	400	51	1	1	1	<b>Total</b>		<b>51</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
TIPO DE OBRA	KV	CUCHILLAS	TABLEROS PCyM	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	SERVIDOR SCADA														
Equipo en Subestación Eléctrica Tula	400	51	1	1	1														
<b>Total</b>		<b>51</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>														
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>																		
Noviembre de 2025	Estado de Veracruz y Zona Metropolitana de la Ciudad de México.																		

M21-OR4	MODERNIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TECAMACHALCO - 73690 - TLACOTEPEC EN 115 KV									
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>										
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad en la operación de la SE Tlacotepec, la cual permite atender el Suministro Eléctrico del municipio de Tlacotepec y poblaciones aledañas en el estado de Puebla, considerando que actualmente se tienen fallas frecuentes del circuito que alimenta dicha Subestación Eléctrica debido a las condiciones de envejecimiento del cable conductor.</p> <p>Además, con la modernización del corredor mencionado, se instalará conductor con calibre normalizado que permitirá incrementar la capacidad de transmisión hacia la SE Tlacotepec, para el propio crecimiento económico con nuevos Centros de Carga.</p> <p>Finalmente, el proyecto aporta otro beneficio como es la seguridad física de las personas, ya que no se tendrán riesgos de caída de conductor en el derecho de vía existente.</p>										
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>										
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Modernización de la LT Tecamachalco – 73690 – Tlacotepec en 115 kV con aproximadamente 33.7 km de longitud, reemplazo de postes de madera, aisladores herrajes, con la instalación de conductor calibre 266 kcmil tipo ACSR.</li> </ul>										
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>Km-c</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transmisión</td> <td>115</td> <td>33.7</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>33.7</b></td> </tr> </tbody> </table>		TIPO DE OBRA	KV	Km-c	Transmisión	115	33.7	<b>Total</b>		<b>33.7</b>
TIPO DE OBRA	KV	Km-c								
Transmisión	115	33.7								
<b>Total</b>		<b>33.7</b>								
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>									
Febrero de 2024	Municipio de Tlacotepec y poblaciones aledañas, estado de Puebla.									



M21-NO1	MODERNIZACIÓN DE LA SE SAHUARO PARA ADICIÓN DE NUEVA BAHÍA EN 115 KV	
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>		
<p>El proyecto evitará la pérdida de la carga que es suministrada con la SE Sahuaro y contribuye a reducir el riesgo de colapso por bajo voltaje en la Zona Peñasco ante escenarios alta demanda en la red eléctrica. Además, incrementará la Confiabilidad de la red que abastece de energía eléctrica a las Subestaciones Eléctricas actualmente instaladas, como SE Playa Encanto, SE Maniobras Minera Fresnillo y SE La Pinta.</p> <p>Adicionalmente, se estará en posibilidad de mantener la capacidad del Suministro Eléctrico y atender el crecimiento natural de la demanda de la zona Peñasco, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro que incremente el desarrollo económico, obteniendo beneficios para la población.</p>		
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Dos módulos de estructura mayor para Barra Principal (BP) – Barra de Transferencia (BT), (se rematarán 2 LT por un lado y por el otro una bahía de transferencia).</li> <li>· Equipamiento para las bahías 73010, 73A30 y 77010 con arreglo de BP-BT, Transformadores de Potencial (TP) Inductivo en BP.</li> <li>· Instalación de dos tableros PCyM, protecciones de Línea de Transmisión en 115 kV y medidores de energía en las mismas.</li> <li>· Un Poste Troncocónico tipo remate de 2 circuitos (bisecado a 45 grados para lograr el remate de los dos circuitos a la SE Sahuaro).</li> </ul>		
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>		
<b>TIPO DE OBRA</b>	<b>KV</b>	<b>DETALLE DE OBRAS</b>
Equipo de líneas de Transmisión	115	1 poste troncocónico
Equipo de Comunicación	115	2 módulos ópticos y cable de Fibra óptica
Equipo de Protección	115	Completo: Incluye Tableros Integrales y registradores, obra civil y puesta en servicio
Equipo en Subestación Eléctrica	115	Considera, interruptores en 115 kV, cuchillas, TC, TP, Apartarrays, aisladores, obra civil y electromecánica y puesta en servicio
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>	
Abril de 2023	Zona Puerto Peñasco, estado de Sonora.	

M21-NO2	NORMALIZAR LAS DERIVACIONES EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN BÁCUM - 73450 - MANIOBRAS BLUEMEX QUE SUMINISTRA LA SE VALLE DEL YAQUI Y SE VÍCAM	
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>		
<p>Las obras incluidas en este proyecto permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con la capacidad, Confiabilidad y economía requeridas, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el servicio de suministro, beneficiando principalmente a Centros de Carga rurales, industriales, comerciales y desarrollo normal en la región del Valle del Yaqui. El proyecto permitirá minimizar la Energía No Suministrada y la afectación a los usuarios ante el disparo de la LT Bácum – Valle del Yaqui – 73450 – Vícam – Maniobras Bluemex, mejorando la Confiabilidad de la SE Valle del Yaqui al eliminar la conexión en TAP de la SE Vícam.</p> <p>El proyecto disminuye las pérdidas eléctricas por efecto Joule <math>i^2R</math> de la zona de influencia, y adicionalmente, se estará en posibilidad de mantener la capacidad de Suministro Eléctrico y atender el crecimiento natural de la demanda en el área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro que incremente el desarrollo económico, obteniendo beneficios para la población.</p>		
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de una nueva Bahía de Transferencia. (En la bahía futura o disponible)</li> <li>· Construcción de cimentaciones, completar equipos faltantes en una bahía de 115 kV en la SE Bácum, para la nueva LT Bácum – 73450 – Vícam.</li> <li>· Instalación de 1 interruptor de Potencia en 115 kV en la bahía de Transferencia.</li> <li>· Instalación de 3 cuchillas de 115 kV en la bahía de transferencia.</li> <li>· Instalación de 3 TC de 115 kV en la bahía de transferencia.</li> <li>· Instalación de 2 cuchillas (un pantógrafo y la de bus 2) en la bahía a reubicarse Bácum – 73450 – Vícam.</li> <li>· Reubicación de 3 TC a su nueva ubicación a la salida de la Línea de Transmisión.</li> <li>· Instalación de 3 transformadores de potencial bahía nueva Bácum – 73450 – Vícam.</li> </ul>		



- Instalación de 3 apartarrayos en bahía nueva BÁCUM – 73450 – Vícam.
- Renombrar los equipos de la bahía para la LT BÁCUM – 73XX0 – Valle del Yaqui.
- Instalación tablero PCyM para LT BÁCUM – 73XX0 – Valle del Yaqui.
- Construcción de dos bahías en 115 kV en la SE Vícam, Bus Principal y Bus Auxiliar en 115 Kv.
- Adecuar la bahía 72010 para recibir al Bus Principal y Bus Auxiliar.
- LT de un circuito, con una longitud estimada de 5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil de tipo ACSR en 115 Kv (Tendido sobre poste troncocónico existente).

#### RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	DETALLE DE OBRAS
Equipo de Líneas	115		3 postes troncocónicos de un circuito en 115 kv, Considera una estructura para retirar el TAP de la SE Valle del Yaqui
Líneas de Transmisión	115	5.0	Calibre 795 kcmil ACSR
Equipo de Comunicación	115		2 módulos ópticos y cable de Fibra óptica
Equipo de Protección	115		Completo: Incluye Tableros Integrales y registradores, obra civil y puesta en servicio
Equipo en Subestación Eléctrica	115		Considera interruptores, cuchillas, TC, TP, Apartarrayos, aisladores, Obra civil y electromecánica y puesta en servicio
<b>Total</b>		<b>5.0</b>	

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2023	Zona Obregón, estado de Sonora.

M21-NO3

#### NORMALIZAR LA DERIVACIÓN EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CULIACÁN PONIENTE - 73J30 - LA HIGUERA QUE SUMINISTRA LA SE NAVOLATO

##### BENEFICIOS DEL PROYECTO

Las obras incluidas en este proyecto permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la región poniente del estado de Sinaloa, que cuenta con Centros de Carga residenciales, acuícolas, riego agrícola e invernaderos, para proporcionar la capacidad, Confiabilidad y economía requeridas para el Suministro Eléctrico, garantizando la flexibilidad operativa y la Calidad en el servicio.

Con la entrada en operación del proyecto se disminuirán los problemas de regulación de voltaje y Energía no Suministrada en el área de Navolato y la afectación a los Usuarios Finales ante el disparo de la LT Culiacán Poniente – TAP Navolato – La Higuera en 115 kV. También, se dará más Confiabilidad a la SE Navolato y la futura SE Villa Ángel Flores de acuerdo con los criterios de planeación de SEN, tanto en condición de red completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión. El proyecto disminuye las pérdidas eléctricas por efecto Joule  $i^2R$  de la zona de influencia, y adicionalmente, se estará en posibilidad de mantener el Suministro Eléctrico y atender el crecimiento natural de la demanda en el área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro que incremente el desarrollo económico, obteniendo beneficios para la población.

##### INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Construcción de un Línea de Transmisión de doble circuito, con una longitud estimada de 9 km y postes troncocónicos tipo lindero, de la SE Villa Ángel Flores a SE Navolato con cable conductor 795 kcmil ACSR y considera las actividades previas.
- Dos módulos de estructura mayor para Barra Principal – Barra de Transferencia (se rematarán 2 líneas por un lado y por el otro una bahía de transferencia), así como la conexión de los dos módulos existentes de las bahías del T1 y T2, respectivamente.
- Arreglo de traveses y columnas existentes para lograr la interconexión al nuevo módulo a las bahías existentes del T1 y T2, para que se pueda realizar la transferencia de los interruptores del T1 y T2, considerar el arreglo de cuchillas.
- Equipamiento para las bahías L1 73XX0, L2 73XX0 y 77010 con arreglo de BP-BT y Transformadores de Potencial Inductivo en BP.
- Instalación de dos tableros PCyM, protecciones de Línea de Transmisión en 115 kV y medidores de energía en las mismas.
- Construcción o ampliación de caseta de control para el equipamiento de Transmisión.
- Enlace de Fibra Óptica entre las SE Villa Ángel Flores y Navolato.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	DETALLE DE OBRAS
Transmisión	115	18.0	Calibre 795 kcmil ACSR
Equipo de Comunicación	115		2 módulos ópticos, cable de fibra óptica, Nodo y Ruteador y más
Equipo de Protección	115		Completo: Incluye Tableros Integrales y Gabinetes MES, Registradores, cables, obra civil y puesta en servicio
Equipo en Subestación Eléctrica	115		Considera interruptores, cuchillas, TC, TP, Apartarrayos, aisladores, Obra civil y electromecánica y puesta en servicio
<b>Total</b>		<b>18.0</b>	

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril 2025	Culiacán, estado de Sinaloa.

M21-NT1

**REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CUAUHTÉMOC - 73840 - MANIOBRAS TREINTA Y CUATRO**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico hacia las Zonas de Distribución Chihuahua y Cuauhtémoc, pertenecientes al estado de Chihuahua, mediante la repotenciación de la LT Cuauhtémoc – 73840 – Maniobras Treinta y Cuatro en un nivel de tensión de 115 kV, además de mantener el apoyo en la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional minimizando el riesgo de colapso de voltaje ante condiciones de demanda máxima.

Adicionalmente, se refuerza la infraestructura de la red para alimentar futuros Centros de Carga, o bien permitir el crecimiento normal de los usuarios actualmente conectados, dando condiciones de Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad en el servicio, contribuyendo a soportar el crecimiento de la demanda.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Recalibración de 8.33 km de la LT Cuauhtémoc – 73840 – Maniobras Treinta y Cuatro, la cual tiene actualmente calibre 477 kcmil por cable de alta temperatura con capacidad de al menos 179 MVA. Las características del conductor mencionado no representan un incremento de peso considerable y posibilita realizar su reemplazo sin requerir modificación de las estructuras existentes.
- Recalibración del bus y puentes de 115 kV de la SE Cuauhtémoc por uno de capacidad similar al límite que se alcanzaría con el conductor de alta temperatura (179 MVA).
- Reemplazo de cuchillas en las SE Cuauhtémoc y Maniobras Treinta y Cuatro.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	BUS Y PUENTES	CUCHILLAS
Transmisión	115	8.33	1	3
<b>Total</b>		<b>8.33</b>	<b>1</b>	<b>3</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2023	Municipios de Chihuahua y Cuauhtémoc, estado de Chihuahua.



M21-NE1	<b>CAMBIO DE ARREGLO EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA VILLA DE GARCÍA EN 115 KV Y MODERNIZACIÓN DE TABLEROS DE PROTECCIÓN CONTROL Y MEDICIÓN</b>				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>					
<p>Con la reconfiguración del arreglo de barras en la SE Villa de García 115 kV, se espera mantener la Confiabilidad y Continuidad del suministro de energía de la zona Metropolitana Poniente de Monterrey, sin la necesidad tener interrupciones y afectación de carga ante la pérdida temporal del bus de 115 kV de la Subestación Eléctrica.</p> <p>Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son la Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad con el fin de mantener el desarrollo y la operación eficiente del SEN. Con esta propuesta se logran mejoras significativas en los siguientes rubros: i) la Confiabilidad en las instalaciones se ve incrementada con el equipo nuevo, el cual cumple con todas las especificaciones técnicas necesarias para su correcta operación, ii) los equipos de nueva tecnología proporcionan, selectividad y rapidez ante situaciones de falla, teniendo menor afectación a la RNT, menor tiempo de interrupción del servicio a los usuarios y mayor facilidad de restablecimiento y iii) se incrementa la seguridad del personal que labora en la instalación.</p>					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción del arreglo Barra 1, Barra 2 con opción a transferencia en 115 kV con suministro de caseta integral considerando: plataforma donde se ubicarán las nuevas bahías de 115 kV, estructura mayor, base para caseta integral, trincheras, instalación y conexión de cable de control, instalación de Tableros de PCyM, reubicación y arreglo para llegadas de líneas de 115 kV a la nueva bahía, reubicación de la llegada de Fibra Óptica, suministro e Instalación del equipo eléctrico primario y puesta en servicio.</li> </ul>					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>					
	<b>TIPO DE OBRA</b>	<b>KV</b>	<b>BAHÍAS DE 115 KV, EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO</b>	<b>TABLEROS PCyM</b>	<b>ESQUEMAS DE PROTECCIÓN</b>
	Equipo en Subestación Eléctrica	115	1	1	1
	<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
	<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>			
	Abril de 2023	Zona Metropolitana Poniente de Monterrey, estado de Nuevo León.			

M21-BC1	<b>MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES EN EL ÁMBITO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA</b>			
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>				
<p>El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad en los equipos de interrupción de las Subestaciones Eléctricas identificadas con sobrecargas por corrientes de corto circuito en el equipo eléctrico primario en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California debido al crecimiento natural de la infraestructura eléctrica.</p> <p>El proyecto consiste en la sustitución de equipo eléctrico primario, el cual rebasó su capacidad nominal interruptiva en cuenta a la corriente de Corto Circuito en las SE Centro y Río Nuevo en 161 kV y las SE Lago, La Mesa, Metròpoli Potencia, Panamericana Potencia, Río, El Rubí y Tijuana Uno en 69 kV.</p> <p>Se presentan beneficios en la seguridad y Confiabilidad en los equipos de interrupción instalados en las instalaciones de las SE involucradas, lo que permitirá realizar de manera segura, la operación permanente del equipo y las operaciones de cierre y apertura de elementos eléctricos en cualquier condición de operación y despacho de Unidades de Central Eléctrica.</p>				
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Sustitución de 1 interruptor de potencia en la SE Centro en 161 kV.</li> <li>· Sustitución de 1 interruptor de potencia en la SE Río Nuevo en 161 kV.</li> <li>· Sustitución de 3 interruptores de potencia en la SE Lago en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 1 interruptor de potencia en la SE La Mesa en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 11 interruptores de potencia en la SE Metròpoli Potencia en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 10 interruptores de potencia en la SE Panamericana Potencia en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 1 interruptor de potencia en la SE Río en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 8 interruptores de potencia en la SE El Rubí en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> <li>· Sustitución de 17 interruptores de potencia en la SE Tijuana Uno en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</li> </ul>				



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	NÚMERO DE EQUIPOS
Interruptores de Potencia	161	2
	115/1	51
<b>Total</b>		<b>53</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2023 y 2024	Zonas Tijuana y Mexicali, estado de Baja California

M21-BS1

**INCREMENTO EN LA COMPENSACIÓN CAPACITIVA ZONA LOS CABOS**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

El proyecto consiste en la modernización de los bancos de capacitores en las SE Cabo San Lucas Dos, Cabo Bello y San José del Cabo para que proporcionen 22.5 MVAR, respectivamente. Los equipos de compensación actualmente instalados en las SE involucradas han degradado su capacidad de entrega de potencia reactiva al sistema eléctrico a través de los años de operación. Además, se requiere incrementar la capacidad de transmisión de la zona La Paz a la zona Los Cabos instalando equipos de compensación fija en la zona Los Cabos, obteniendo el beneficio de utilizar energía de menor costo de operación que se instalará en la zona La Paz que considera Unidades de Central Eléctrica de Ciclo Combinado cuyo combustible es gas natural para enviar hacia la zona Los Cabos.

Con la entrada en operación del proyecto de compensación se logrará satisfacer la demanda en la zona Los Cabos logrando mantener niveles de tensión y flujos de potencia dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California Sur.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de suministrar el crecimiento natural de la demanda de la zona Los Cabos motivando a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I<sup>2</sup>R), disminuir el costo de operación a nivel sistema al mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVAR en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV.
- Equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVAR en la SE Cabo Bello en 115 kV.
- Equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVAR en la SE San José del Cabo en 115 kV.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	MVAR
Compensación	115	67.5
<b>Total</b>		<b>67.5</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2024	Ciudad de San José del Cabo y Cabo San Lucas, estado de Baja California Sur



M21-MU1	MODERNIZACIÓN DE ARREGLO DE BARRAS EN LA SE SANTA ROSALÍA EN 115 KV																				
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>																					
<p>El proyecto permitirá atender el Suministro Eléctrico a la población de Santa Rosalía, Baja California Sur, garantizando la Continuidad del servicio ante la indisponibilidad de una de las barras de la SE Santa Rosalía. Se tendrá flexibilidad operativa y se mejora la Calidad en el servicio, beneficiando a los Usuarios Finales de la Zona Santa Rosalía.</p> <p>Con la nueva infraestructura, se garantizan los criterios definidos conforme al Código de Red de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en una instalación crítica para el Sistema Interconectado Mulegé. La implementación del arreglo de Barra Principal – Barra Auxiliar proporciona a su vez, selectividad y rapidez ante situaciones de fallas, teniendo menor afectación a la RNT y el menor tiempo de interrupción del Suministro Eléctrico.</p>																					
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>																					
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Construcción de la obra civil y electromecánica: cimentaciones menores, ductos eléctricos (del equipo eléctrico a trincheras) y pisos terminados (solo restauración de piso de grava).</li> <li>· Suministro e instalación de equipo eléctrico primario y Tableros de Protección, Control y Medición para complementar arreglo de Barra Principal y Barra Auxiliar.</li> <li>· Tendido y conectado de cable de control para enlazar el equipo eléctrico primario a los tableros de protección, control y medición.</li> </ul>																					
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>ELEMENTO</th> <th>CANTIDAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">Compensación</td> <td>115</td> <td>Interruptor de potencia</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>Cuchillas</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>Transformadores de Corriente</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>Transformadores de Potencial</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>Obra civil y electromecánica</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	TIPO DE OBRA	KV	ELEMENTO	CANTIDAD	Compensación	115	Interruptor de potencia	1	115	Cuchillas	9	115	Transformadores de Corriente	6	115	Transformadores de Potencial	9	115	Obra civil y electromecánica	1
TIPO DE OBRA	KV	ELEMENTO	CANTIDAD																		
Compensación	115	Interruptor de potencia	1																		
	115	Cuchillas	9																		
	115	Transformadores de Corriente	6																		
	115	Transformadores de Potencial	9																		
	115	Obra civil y electromecánica	1																		
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>																				
Abril de 2023	Santa Rosalía, estado de Baja California Sur																				

## 6.6 PROYECTOS EN ESTUDIO EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

En la siguiente sección se presentan proyectos de ampliación y modernización de la RNT que fueron identificados como necesarios para el cumplimiento del Código de Red en materia de planeación del Sistema Eléctrico Nacional; sin embargo, por cuestiones de incertidumbre de algún insumo relevante para el proyecto (alta o baja en la demanda, desarrollo de nuevas Centrales Eléctricas, o información relevante de aspectos constructivos) podría ocasionar que no se lleve a cabo la mejor decisión de largo plazo para el sistema eléctrico, por tales motivos se presentan como proyectos en fase de estudio que serán evaluados en el PAMRNT 2022 - 2036.



**Fotografía 33.** Centro de Control Baja California. CENACE.

<b>P21-NE2</b>	<b>REFUERZO DE LA RED ELÉCTRICA DE LA ZONA PIEDRAS NEGRAS</b>									
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>										
<p>El proyecto permitirá dar un mayor soporte ante diferentes contingencias (n-1) en la red de la zona Piedras Negras, ante el crecimiento de la demanda y de la inyección de generación de las Centrales Eléctricas Eólicas interconectadas en la SE Los Novillos. Con ello, se podrán solventar problemáticas de sobrecarga en la transformación de 230/138 kV y en la red de transmisión, así como caídas de voltaje en 138 kV de la zona de influencia.</p>										
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>										
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/138 kV en la SE Los Novillos.</li> </ul>										
<b>RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO</b>										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIPO DE OBRA</th> <th>KV</th> <th>MVAr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformación</td> <td>230/138</td> <td>225.0</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td></td> <td><b>225.0</b></td> </tr> </tbody> </table>	TIPO DE OBRA	KV	MVAr	Transformación	230/138	225.0	<b>Total</b>		<b>225.0</b>
TIPO DE OBRA	KV	MVAr								
Transformación	230/138	225.0								
<b>Total</b>		<b>225.0</b>								
<b>FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>	<b>ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO</b>									
Abril de 2025	Zona Piedras Negras, estado de Coahuila									

<b>P21-NT1</b>	<b>INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL ENLACE DE TRANSMISIÓN MOCTEZUMA - CHIHUAHUA</b>
<b>BENEFICIOS DEL PROYECTO</b>	
<p>Derivado de la incorporación de generación (renovable y convencional) en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia tanto en los enlaces norte-sur de la GCR Norte, como hacia la GCR Noreste, sobre todo en escenarios vespertinos cuando se cuenta con la aportación de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas.</p> <p>El proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión en el enlace Moctezuma - Chihuahua, por lo que se podrá aumentar el despacho de generación de las Centrales Eléctricas de la Zona Juárez y la parte norte de la GCR Noroeste, se reducen las pérdidas eléctricas por efecto Joule i2R y se incrementa la Confiabilidad en el SIN.</p>	
<b>INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Nueva SE de Maniobras El Encino III en 400 kV aproximadamente a 15 km de la SE El Encino para el cambio de tensión y conexión de la actual LT El Encino – 93420 – Moctezuma en 230 kV y para la apertura de las LT Moctezuma – A3A70 – El Encino y El Encino – A3A10 – Hércules Potencia.</li> <li>· Cambio de tensión de operación de la LT actual El Encino – 93420 – Moctezuma de 230 a 400 kV (incluye la construcción de tramo de LT de un circuito con una longitud estimada de 5 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV).</li> <li>· LT de doble circuito, con una longitud estimada de 5 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV para entroncar la LT Moctezuma – A3A70 – El Encino en la nueva SE de Maniobras el Encino III.</li> <li>· LT de doble circuito, con una longitud estimada de 5 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV para entroncar la LT El Encino – A3A10 – Hércules Potencia en la nueva SE de Maniobras el Encino III.</li> <li>· Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la SE Moctezuma.</li> <li>· Un banco de reactores compuesto por tres unidades monofásicas de 25 MVAr cada una (no incluye fase de reserva) en 400 kV, con reactor de neutro en la SE Moctezuma para la conexión de la nueva LT Moctezuma – SE de Maniobras El Encino III.</li> <li>· Sustitución del banco de capacitores instalado en la SE Chihuahua Norte por uno de 30 MVAr y traslado del actual banco de capacitores de 10 MVAr de la SE Chihuahua Norte a la SE Chihuahua Planta en 115 kV.</li> <li>· Un alimentador en 400 kV en la SE Moctezuma para la conexión de la LT Moctezuma – SE de Maniobras El Encino III.</li> <li>· Tres alimentadores (cinco interruptores) en 400 kV en la SE de Maniobras El Encino III la conexión de la LT Moctezuma – SE de Maniobras El Encino III, LT El Encino – SE de Maniobras El Encino III y una LT Hércules Potencia – SE de Maniobras El Encino III.</li> </ul>	



**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Transmisión	400	25.0	-	-	-
Transformación	400/230	-	375.0	-	-
Compensación	400	-	-	75.0	-
	115	-	-	40.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	4
<b>Total</b>		<b>25.0</b>	<b>-</b>	<b>115.0</b>	<b>4</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2026	Zonas Juárez y Chihuahua, estado de Chihuahua

P21-NT2

**INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LOS ENLACES DE TRANSMISIÓN CHIHUAHUA - CAMARGO - LA LAGUNA**
**BENEFICIOS DEL PROYECTO**

Derivado de la incorporación de generación (renovable y convencional) en la parte Norte del país, se incrementó la magnitud del flujo de potencia tanto en los enlaces norte-sur de la GCR Norte, como hacia la GCR Noreste, sobre todo en escenarios vespertinos cuando se cuenta con la aportación de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas.

El proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión en el enlace Chihuahua - Camargo - La Laguna, por lo que se podrá aumentar el despacho de generación de las Centrales Eléctricas de la Zona Juárez, Chihuahua y la parte norte de la GCR Noroeste, se reducen las pérdidas eléctricas por efecto Joule  $i^2R$  y se incrementa la Confiabilidad en el SIN.

**INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO**

- Ampliación de SE Camargo Dos a 400 kV para la conexión de las LT Camargo Dos – Nueva SE de Maniobras El Encino III y de LT Camargo Dos – Torreón Sur.
- LT de doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 69 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV desde la nueva SE de Maniobras El Encino III hasta un punto de inflexión fuera de la SE Francisco Villa.
- LT de doble circuito, tendido del segundo circuito, con una longitud estimada de 71 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV desde el punto de inflexión fuera de la SE Francisco Villa hasta la SE Camargo Dos. Finalmente se unen las Líneas de Transmisión para formar la LT Maniobras El Encino III – Camargo Dos.
- LT Camargo Dos – Torreón Sur de doble circuito, tendido del primer circuito, con una longitud estimada de 330 km y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Un banco de reactores compuesto de 4 unidades monofásicas de 25 MVAr cada una (incluye fase de reserva) en 400 kV, con reactor de neutro en la nueva SE de Maniobras El Encino III para la conexión de la LT SE de Maniobras El Encino III – Camargo Dos.
- Un banco de reactores compuesto de 4 unidades monofásicas de 50 MVAr cada una (incluye fase de reserva) en 400 kV, con reactor de neutro en la SE Camargo Dos para la conexión de la LT Camargo Dos – Torreón Sur.
- Un alimentador (un interruptor) en 400 kV en la nueva SE de Maniobras El Encino III para la conexión de la LT SE de Maniobras El Encino III – Camargo Dos.
- Dos alimentadores en 400 kV en la SE Camargo Dos para la conexión de las LT SE de Maniobras El Encino III – Camargo Dos y LT Camargo Dos – Torreón Sur.
- Un alimentador en 400 kV en la SE Torreón Sur para la conexión de la LT Camargo Dos – Torreón Sur.

**RESUMEN DE METAS FÍSICAS DEL PROYECTO**

TIPO DE OBRA	KV	Km-c	MVA	MVAr	ALIMENTADORES
Transmisión	400	470	-	-	-
Compensación	400	-	-	300	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	4
<b>Total</b>		<b>470</b>	<b>-</b>	<b>300</b>	<b>4</b>

FECHA FACTIBLE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
Abril de 2025	Zonas Chihuahua, Camargo y La Laguna, estados de Chihuahua, Coahuila y Durango



# 7

*Programa de Ampliación  
y Modernización de las  
Redes Generales de  
Distribución no Correspondientes  
al Mercado Eléctrico Mayorista*





**Fotografía 34.** Torre de transmisión, Manzanillo, Colima.  
CFE.

## 7. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución considera el crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con este servicio.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la generación distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2021-2025<sup>27</sup>.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía

eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración, gradual y ordenada de la Generación Distribuida. En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla objetivos, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2021-2025.

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyan a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permiten atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica.

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se soportan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia, el pronóstico de demanda máxima en subestaciones 2021-2035 de acuerdo con el CENACE y los supuestos económicos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía utilizados para la evaluación económica de los proyectos para la selección de las opciones de costo mínimo. Y se enfoca a los objetivos siguientes:

1. Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las RGD.
2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.

<sup>27</sup> De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016) y los principios que establece el Artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, y los Artículos 5 y 9 de su Reglamento

OBJETIVO 1. SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS RGD	
Línea de acción	1.1 Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios.
Proyectos	Instalación de acometidas y medidores. Interconectar la isla de Holbox.
Línea de acción	1.2 Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida.
Proyectos	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD.
Línea de acción	1.3 Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas
Proyectos	Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

Fuente: CFE Distribución





OBJETIVO 2. INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Línea de acción	2.1 Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
Proyectos	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas. Regularizar colonias populares.

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 3. INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS RGD Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO	
Línea de acción	3.1 Modernizar y ampliar la infraestructura de las RDG.
Proyectos	Incremento de la confiabilidad de las RDG. Modernización de transformadores de potencia en subestaciones de distribución. Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución. Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RDG. Reemplazo de cable submarino para Isla Mujeres. Operación Remota y Automatismo en Redes de Distribución.

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 4. CUMPLIR CON LOS REQUISITOS DEL MERCADO ELÉCTRICO PARA LAS RGD	
Línea de acción	4.1 Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico.
Proyectos	Gestión del Balance de Energía para las RDG para el MEM.

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 5. TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI) A FIN DE OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE LAS RGD	
Línea de acción	5.1 Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI.
Proyectos	Infraestructura de Medición Avanzada. Escalar la medición a AMI.

Fuente: CFE Distribución

3. Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico.

4. Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD.

5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

## 7.1. SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

### 7.1.1. ATENDER LA DEMANDA DE USUARIOS ACTUALES Y NUEVOS USUARIOS

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la expansión y modernización de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas que permitan la expansión y modernización de las RGD, se realizan evaluaciones técnico-económicas para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica,

así como para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

### Instalación de acometidas y medidores

Este proyecto se desarrolla para atender los incrementos de demanda y de nuevos Centros de Carga que se conectarán a las RGD en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, así como la sustitución de los equipos dañados y obsoletos para brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de la demanda y de Centros de Carga de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente.

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen



su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;

- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.
- En el horizonte 2021-2025, se requerirán 311,554 kilómetros de conductor para acometidas y 13.248 millones de medidores, con una inversión de 21,637 millones de pesos.

### Interconectar la Isla de Holbox

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 3.06 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de combustión interna a diésel en 440 V y dos plantas móviles adicional de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, 2,323 Centros de Carga.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica en el último año fueron de 119.9 millones de pesos, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 4.3 MW en 2023, debido al desarrollo de infraestructura turística en la isla.

El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 60 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. La inversión estimada es de 391.78 millones de pesos.

### 7.1.2. GARANTIZAR EL ACCESO ABIERTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y seguridad del sistema.

### Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

La capacidad en los 12,042 en operación a nivel nacional es única para cada circuito de acuerdo con criterios operativos y debe revisarse periódicamente. De acuerdo con la tendencia de crecimiento observada (Figura 7.1), para el año 2026 se espera una capacidad instalada de 5,754 MW a través de contratos de interconexión en pequeña y mediana escala. Ante la incertidumbre en la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse, el bajo nivel de penetración esperado durante el período 2021-2025, y la capacidad de alojamiento actual de las RGD que garantiza el acceso abierto a la Generación Distribuida, a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementen el costo de la tarifa de distribución, para el período 2021-2025 no son necesarios refuerzos para este propósito.

**FIGURA 7.1. CAPACIDAD INTEGRADA DE CENTRALES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN**



Fuente: CFE Distribución

### 7.1.3. ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES RURALES Y ZONAS URBANAS MARGINADAS

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno de México para el cumplimiento de los



objetivos nacionales de electrificación. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación.

### Fondo de Servicio Universal Eléctrico

México cuenta actualmente con una cobertura eléctrica al cierre de 2020 del 99.08% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, sin embargo, aún están pendientes de electrificar 1.26 millones de personas.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores. En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

En 2020 se autorizaron 2,180 obras de electrificación en 30 estados del país para beneficiar a más de 176 mil personas.

## 7.2. INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica. Durante el año 2020 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 32,583 GWh que representó el 13.84% de la energía recibida en media tensión, de los cuales el 5.59% corresponde a pérdidas técnicas y el 8.25% a pérdidas no técnicas.

### 7.2.1. REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

De 2012 a 2020, la pérdida de energía eléctrica en las RGD disminuyó debido a la aplicación de diferentes estrategias que permitieron disminuir consumos irregulares e invertir en proyectos de modernización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para



Fotografía 35. Reunión Nacional de Huracanes. Veracruz. 2019. CFE.

alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8%.

### Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas son las siguientes y requiere de una inversión de 4,951 millones de pesos en el período 2021-2025.

- Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- Reconfigurar la red de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución, y
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.

DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	78.0
	Rural	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	69.0
Bajío	Urbano	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	31.0
	Rural	50.2	50.1	50.1	50.1	50.1	250.6
Centro Occidente	Urbano	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	57.0
	Rural	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	242.0
Centro Oriente	Urbano	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	64.0
	Rural	38.4	38.4	38.4	38.4	38.4	192.0
Centro Sur	Urbano	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9	184.5
	Rural	123.6	123.5	123.5	123.5	123.5	617.6
Golfo Centro	Urbano	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	50.5
	Rural	43.2	43.1	43.1	43.1	43.1	215.6
Golfo Norte	Urbano	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	48.0
	Rural	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	54.0
Jalisco	Urbano	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	112.5
	Rural	27.6	27.5	27.5	27.5	27.5	137.6
Noroeste	Urbano	15.4	15.3	15.3	15.3	15.3	76.6
	Rural	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	125.0
Norte	Urbano	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	30.5
	Rural	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	121.0
Oriente	Urbano	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	90.0
	Rural	102.0	101.9	101.9	101.9	101.9	509.6
Peninsular	Urbano	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	62.0
	Rural	27.7	27.6	27.6	27.6	27.6	138.1
Sureste	Urbano	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	94.0
	Rural	152.4	152.2	152.2	152.2	152.2	761.2
Valle de México Centro	Urbano	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	183.5
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Norte	Urbano	20.5	20.4	20.4	20.4	20.4	102.1
	Rural	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	52.5
Valle de México Sur	Urbano	28.5	28.4	28.4	28.4	28.4	142.1
	Rural	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	58.5
Nacional	Urbano	281.5	281.2	281.2	281.2	281.2	1,406.3
	Rural	709.5	708.7	708.7	708.7	708.7	3,544.3
<b>TOTAL</b>		<b>991.0</b>	<b>989.9</b>	<b>989.9</b>	<b>989.9</b>	<b>989.9</b>	<b>4,950.6</b>



### Regularizar colonias populares

El proyecto comprende la regularización de 40,784 usuarios con una inversión 808 millones de pesos en el periodo 2021-2025. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no cuentan

con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular.

DIVISIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	0.00	0.00	2.60	18.90	19.50	41.00
Bajío	12.40	9.20	9.20	8.10	8.50	47.40
Centro Occidente	0.00	9.80	9.00	5.90	10.70	35.40
Centro Oriente	117.60	13.60	4.80	14.10	6.30	156.40
Centro Sur	6.20	14.30	8.00	1.80	1.70	32.00
Golfo Centro	0.00	4.10	6.70	9.10	9.60	29.50
Golfo Norte	8.40	19.50	19.50	17.60	18.20	83.20
Jalisco	0.00	6.00	8.60	8.10	6.30	29.00
Noroeste	12.80	8.80	8.40	8.10	7.10	45.20
Norte	0.00	7.30	7.30	6.30	6.60	27.50
Oriente	8.20	3.30	10.80	2.40	4.10	28.80
Peninsular	0.00	12.00	14.60	11.30	11.40	49.30
Sureste	0.90	9.60	10.00	8.30	11.30	40.10
Valle México Centro	34.10	9.50	9.60	8.40	8.90	70.50
Valle de México Norte	7.30	10.00	10.10	8.80	9.40	45.60
Valle México Sur	0.00	12.10	11.90	10.80	12.50	47.30
<b>TOTAL</b>	<b>207.90</b>	<b>149.10</b>	<b>151.10</b>	<b>148.00</b>	<b>152.10</b>	<b>808.20</b>

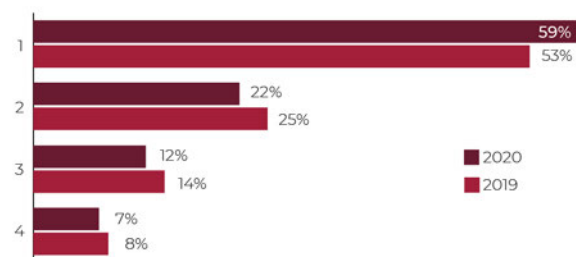
### 7.3. INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Las principales causas que afectan la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las RGD son: la presencia de objetos sobre las líneas (árboles, ramas, animales, otros) y fallas en dispositivos y equipos, entre otros (ver Figura 7.2).

#### 7.3.1. MODERNIZAR Y AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red.

FIGURA 7.2. CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD



Nota: 1. Animales, árbol o rama sobre línea, corrosión o falso contacto. 2. Falla de equipo (Apartarrayos o aislador), descargas atmosféricas, tormenta. 3. Choque o golpe, objetos ajenos sobre línea. 4. Propagación de falla ajena a CFE, vandalismo, vientos fuertes, cortocircuito. Fuente: CFE Distribución. Incremento de la confiabilidad de las RGD.

El proyecto considera una inversión de 904 millones de pesos, en el periodo 2021-2025, y consiste principalmente, entre otros de lo siguiente:

- Instalación y/o reemplazo de 129 restauradores, 216 mil aisladores, 36 mil corta cortacircuitos fusibles, 73 mil apartarrayos.
- Refuerzo de 8,510 estructuras.



DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bajío	Urbano	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	9.2
	Rural	15.5	15.2	14.5	14.8	14.3	74.3
Centro Occidente	Urbano	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
	Rural	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	3.0
Centro Oriente	Urbano	2.9	2.9	2.7	2.8	2.7	14.0
	Rural	8.8	8.7	8.2	8.4	8.1	42.2
Centro Sur	Urbano	2.8	2.7	2.6	2.7	2.6	13.4
	Rural	9.4	9.2	8.7	8.9	8.6	44.8
Golfo Centro	Urbano	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	5.1
	Rural	4.5	4.5	4.2	4.3	4.2	21.7
Golfo Norte	Urbano	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4.5
	Rural	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0
Jalisco	Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noroeste	Urbano	3.6	3.5	3.3	3.4	3.3	17.1
	Rural	5.8	5.7	5.4	5.6	5.4	27.9
Norte	Urbano	4.8	4.7	4.4	4.6	4.4	22.9
	Rural	19.1	18.7	17.8	18.2	17.6	91.4
Oriente	Urbano	3.2	3.2	3.0	3.1	3.0	15.5
	Rural	18.4	18.0	17.1	17.5	16.9	87.9
Peninsular	Urbano	4.1	4.0	3.8	3.9	3.8	19.6
	Rural	9.1	9.0	8.5	8.7	8.4	43.7
Sureste	Urbano	5.4	5.3	5.1	5.2	5.0	26.0
	Rural	43.8	42.9	40.9	41.8	40.3	209.7
Valle de México Centro	Urbano	12.1	11.8	11.3	11.5	11.1	57.8
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Norte	Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Sur	Urbano	6.9	6.7	6.4	6.5	6.3	32.8
	Rural	2.8	2.7	2.6	2.7	2.6	13.4
Nacional	Urbano	49.8	48.7	46.4	47.5	46.0	238.4
	Rural	138.8	136.2	129.5	132.5	128.0	665.0
<b>Total</b>		<b>188.6</b>	<b>184.9</b>	<b>175.9</b>	<b>180.0</b>	<b>174.0</b>	<b>903.4</b>



### Modernización de transformadores de potencia en subestaciones de distribución

Los transformadores de potencia con más de 40 años en operación presentan una alta incidencia de falla y su antigüedad incrementa los tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo,

en el periodo 2021-2025, de 94 elementos de transformación de alta a media tensión en subestaciones de distribución para mantener la confiabilidad del suministro de energía eléctrica y satisfacer la demanda. La inversión requerida para el periodo 2021-2025 es de 1,085.5 millones de pesos.

DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	9.4	9.0	10.6	10.8	11.3	51.1
	Rural	8.3	8.0	9.4	9.5	10.0	45.2
Bajío	Urbano	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	6.0
	Rural	8.8	8.6	10.0	10.1	10.7	48.2
Centro Occidente	Urbano	1.9	1.8	2.1	2.2	2.3	10.3
	Rural	8.0	7.8	9.1	9.2	9.7	43.8
Centro Oriente	Urbano	3.4	3.3	3.8	3.8	4.0	18.3
	Rural	10.1	9.8	11.4	11.5	12.1	54.9
Centro Sur	Urbano	2.3	2.2	2.6	2.6	2.8	12.5
	Rural	7.6	7.0	8.6	8.8	9.2	41.2
Golfo Centro	Urbano	1.9	1.8	2.1	2.2	2.3	10.3
	Rural	8.0	7.8	9.1	9.2	9.7	43.8
Golfo Norte	Urbano	6.2	6.0	7.0	7.1	7.5	33.8
	Rural	7.0	6.8	7.9	8.0	8.4	38.1
Jalisco	Urbano	5.9	5.8	6.7	6.8	7.2	32.4
	Rural	7.0	7.1	8.2	8.3	8.8	39.4
Noroeste	Urbano	3.8	3.7	4.3	4.3	4.6	20.7
	Rural	6.2	6.0	7.0	7.1	7.4	33.7
Norte	Urbano	2.0	1.9	2.2	2.3	2.4	10.8
	Rural	7.9	7.7	9.0	9.1	9.6	43.3
Oriente	Urbano	1.5	1.4	1.7	1.7	1.8	8.1
	Rural	8.4	8.2	9.5	9.7	10.2	46.0
Peninsular	Urbano	3.1	3.0	3.5	3.5	3.7	16.8
	Rural	6.9	6.7	7.7	7.9	8.3	37.5
Sureste	Urbano	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	6.0
	Rural	8.8	8.6	10.0	10.1	11.0	48.5
Valle de México Centro	Urbano	13.2	12.8	14.9	15.1	15.0	71.0
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Norte	Urbano	17.2	16.7	19.4	19.7	21.0	94.0
	Rural	8.8	8.6	10.0	10.1	10.7	48.2
Valle de México Sur	Urbano	9.4	9.0	10.6	10.8	11.0	50.8
	Rural	3.8	3.7	4.3	4.4	4.6	20.8
Nacional	Urbano	83.4	80.6	93.9	95.0	99.5	452.9
	Rural	115.6	112.4	131.1	133.0	140.5	632.6
<b>Total</b>		<b>199.0</b>	<b>193.0</b>	<b>225.0</b>	<b>228.0</b>	<b>240.0</b>	<b>1,085.5</b>

## Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución

Los interruptores de potencia instalados en subestaciones de distribución de alta a media tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos

mecánicos y eléctricos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el período 2021-2025, de 2,375 interruptores de media tensión en subestaciones, con una inversión de 1,155 millones de pesos.

DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	10.6	10.5	10.4	10.1	10.1	51.7
	Rural	9.4	9.3	9.2	9.0	8.9	45.8
Bajío	Urbano	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	8.6
	Rural	14.2	14.1	14.0	13.6	13.5	69.4
Centro Occidente	Urbano	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	5.5
	Rural	4.9	4.8	4.8	4.6	4.6	23.7
Centro Oriente	Urbano	3.5	3.5	3.4	3.3	3.3	17.0
	Rural	10.5	10.4	10.3	10.0	10.0	51.2
Centro Sur	Urbano	3.0	3.0	2.9	2.9	2.8	14.6
	Rural	10.0	9.9	9.8	9.5	9.5	48.7
Golfo Centro	Urbano	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	14.8
	Rural	13.0	12.8	12.7	12.4	12.3	63.2
Golfo Norte	Urbano	7.1	7.0	6.9	6.7	6.7	34.4
	Rural	8.0	7.8	7.8	7.6	7.5	38.7
Jalisco	Urbano	5.0	4.9	4.9	4.7	4.7	24.2
	Rural	6.1	6.0	5.9	5.8	5.7	29.5
Noroeste	Urbano	9.1	9.0	9.0	8.7	8.7	44.5
	Rural	14.9	14.7	14.6	14.2	14.1	72.5
Norte	Urbano	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	9.8
	Rural	8.0	7.9	7.9	7.6	7.6	39.0
Oriente	Urbano	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	8.1
	Rural	9.4	9.2	9.2	8.9	8.9	45.6
Peninsular	Urbano	2.8	2.8	2.7	2.7	2.6	13.6
	Rural	6.2	6.1	6.1	5.9	5.9	30.2
Sureste	Urbano	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	8.6
	Rural	14.2	14.1	14.0	13.6	13.5	69.4
Valle de México Centro	Urbano	35.0	34.6	34.4	33.4	33.2	170.6
	Rural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Norte	Urbano	4.6	4.6	4.5	4.4	4.4	22.5
	Rural	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	11.6
Valle de México Sur	Urbano	9.9	9.8	9.8	9.5	9.4	48.4
	Rural	4.1	4.0	4.0	3.9	3.9	19.9
Nacional	Urbano	102.0	100.8	100.0	97.3	96.8	496.9
	Rural	135.3	133.4	132.6	128.9	128.2	658.4
<b>Total</b>		<b>237.3</b>	<b>234.2</b>	<b>232.6</b>	<b>226.2</b>	<b>225.0</b>	<b>1,155.3</b>



## Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD

Los transformadores de distribución de media a baja tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos electromagnéticos a los que se han visto

sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente su tiempo y costo de reparación.

Este proyecto considera el reemplazo en el período 2021-2025, de 4,491 transformadores de distribución de media a baja tensión, con una inversión de 349 millones de pesos.

DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Rural	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.7
	Urbano	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.4
Bajío	Rural	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	1.0
	Urbano	1.8	0.9	1.8	1.8	1.8	8.0
Centro Occidente	Rural	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.0
	Urbano	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	4.1
Centro Oriente	Rural	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.5
	Urbano	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	7.5
Centro Sur	Rural	0.2	0.2	0.5	0.5	0.2	1.6
	Urbano	0.8	0.8	1.5	1.5	0.8	5.4
Golfo Centro	Rural	3.6	3.4	3.2	3.2	2.9	16.3
	Urbano	15.4	14.6	13.8	13.8	12.2	69.7
Golfo Norte	Rural	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.4
	Urbano	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.7
Jalisco	Rural	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.3
	Urbano	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	2.8
Noroeste	Rural	6.8	6.5	6.5	6.5	6.5	32.7
	Urbano	11.2	10.5	10.5	10.5	10.5	53.3
Norte	Rural	2.4	2.2	2.2	1.8	2.0	10.6
	Urbano	9.6	8.8	8.8	7.2	8.0	42.4
Oriente	Rural	1.7	1.7	1.7	1.5	1.5	8.0
	Urbano	9.4	9.4	9.4	8.5	8.5	45.1
Peninsular	Rural	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.6
	Urbano	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	3.5
Sureste	Rural	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.6
	Urbano	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4.5
Valle de México Centro	Rural	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0
	Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valle de México Norte	Rural	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	3.3
	Urbano	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.7
Valle de México Sur	Rural	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	3.6
	Urbano	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.5
Nacional	Rural	19.9	19.0	19.2	18.6	18.2	94.8
	Urbano	54.1	51.0	51.9	49.4	47.8	254.2
<b>Total</b>		<b>74.0</b>	<b>70.0</b>	<b>71.0</b>	<b>68.0</b>	<b>66.0</b>	<b>349.0</b>



## Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

Es proyecto considera la sustitución del conductor submarino que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres. Con 30 años en operación desde el año 1989 ha concluido su vida útil y está limitado en su capacidad de transmisión debido al daño estructural provocado por las embarcaciones. Con este proyecto se incrementará la capacidad de transmisión del conductor submarino de Isla Mujeres a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en esta área de influencia. Además, se mejorará la Calidad, Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a la Isla, tanto en condiciones normales de operación como en contingencias. Se requiere

una inversión total de 256 millones para el período 2021-2022.

## Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución

Este proyecto tiene como objetivo la instalación de 4,965 equipos de protección y seccionamiento telecontrolados (EPROSEC), en el período 2021-2025, para reducir el tiempo promedio en el restablecimiento del suministro de energía eléctrica y el número de servicios afectados durante una interrupción. Con este proyecto se fortalece, asimismo, el programa de desarrollo de redes inteligentes de distribución. La inversión requerida en el período 2021-2025 es de 1,733 millones de pesos.

DIVISIÓN	TIPO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	14.80	15.40	15.80	16.50	18.90	81.40
	Rural	13.20	13.70	14.00	14.60	16.70	72.20
Bajío	Urbano	3.50	3.70	3.70	3.90	4.50	19.30
	Rural	28.50	29.60	30.30	31.60	36.20	156.20
Centro Occidente	Urbano	5.70	5.90	6.10	6.30	7.30	31.30
	Rural	24.30	25.20	25.80	27.00	30.90	133.20
Centro Oriente	Urbano	6.50	6.70	6.90	7.20	8.30	35.60
	Rural	19.50	20.20	20.70	21.70	24.80	106.90
Centro Sur	Urbano	5.10	5.30	5.40	5.60	6.40	27.80
	Rural	16.90	17.60	18.00	18.80	21.60	92.90
Golfo Centro	Urbano	5.10	5.30	5.50	5.70	6.50	28.10
	Rural	21.90	22.70	23.30	24.30	27.80	120.00
Golfo Norte	Urbano	8.00	8.30	8.50	8.90	10.20	43.90
	Rural	9.00	9.40	9.60	10.00	11.50	49.50
Jalisco	Urbano	6.80	7.00	7.20	7.50	8.60	37.10
	Rural	8.30	8.60	8.80	9.20	10.50	45.40
Noroeste	Urbano	8.70	9.10	9.30	9.70	11.10	47.90
	Rural	14.30	14.80	15.20	15.80	18.10	78.20
Norte	Urbano	1.40	1.50	1.50	1.60	1.80	7.80
	Rural	5.60	5.80	6.00	6.20	7.10	30.70
Oriente	Urbano	2.70	2.80	2.90	3.00	3.40	14.80
	Rural	15.30	15.90	16.30	17.00	19.50	84.00
Peninsular	Urbano	8.40	8.70	8.90	9.30	10.60	45.90
	Rural	18.60	19.30	19.80	20.70	23.70	102.10
Sureste	Urbano	2.00	2.10	2.10	2.20	2.50	10.90
	Rural	16.00	16.60	17.00	17.80	20.40	87.80
Valle de México Centro	Urbano	9.00	9.30	9.60	10.00	11.40	49.30
	Rural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valle de México Norte	Urbano	5.30	5.50	5.60	5.90	6.70	29.00
	Rural	2.70	2.80	2.90	3.00	3.50	14.90
Valle de México Sur	Urbano	6.40	6.60	6.80	7.10	8.10	35.00
	Rural	2.60	2.70	2.80	2.90	3.30	14.30
Nacional	Urbano	99.40	103.20	105.80	110.40	126.30	545.10
	Rural	216.70	224.90	230.50	240.60	275.60	1,188.30
<b>Total</b>		<b>316.10</b>	<b>328.10</b>	<b>336.30</b>	<b>351.00</b>	<b>401.90</b>	<b>1,733.40</b>



## 7.4. CUMPLIR CON LOS REQUISITOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA PARA LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas.

### 7.4.1. CONSTRUIR LA INFRAESTRUCTURA PARA PARTICIPAR EN EL MERCADO ELÉCTRICO

#### Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

El proyecto consiste en el desarrollo de la infraestructura de medición necesaria para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la instalación de 15,360 sistemas de medición en puntos de intercambio de energía, 14,153 de estos instalados al interior de las subestaciones de distribución y 1,207 sobre la trayectoria de los circuitos de distribución. Se requiere una inversión de 7,016 millones de pesos en el período 2021-2025.

## 7.5. TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI)

De acuerdo con la LIE el despliegue de las REI debe contribuir a mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

De conformidad con el Artículo 37 de la Ley de Transición Eléctrica (LTE), la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.



Fotografía 36. Trabajos en torre de transmisión. Puerto Vallarta, Jalisco. CFE.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;

- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y
- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

El proyecto de REI prevé la integración de TIC's en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran.

### 7.5.1. DESARROLLAR E INCORPORAR SISTEMAS Y EQUIPOS QUE PERMITAN UNA TRANSICIÓN A UNA REI

El Programa de Redes Inteligentes 2017-2019, vigente, incluye tres proyectos en desarrollo y dos proyectos candidatos a ser desarrollados por CFE Distribución.

Adicionalmente en este Programa de Ampliación y Modernización (PAM) se incluye un proyecto complementario en el que participa la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.

El proyecto denominado "Sistema de Administración de Distribución Avanzado", se encuentra en revisión, considerando nuevos alcances tomando en cuenta desarrollos propios de CFE Distribución que permitan reducir costos de implementación ya que originalmente se tenía considerada la adquisición de un sistema completo "llave en mano".

El proyecto denominado "Sistema de información geográfica de las RGD" concluyó en 2019 sus etapas de implementación básicas; sin embargo, es necesario replantear su desarrollo con una plataforma tecnológica de licenciamiento abierto que permita reducir los costos de implementación y mantenimiento, por lo que se propone cancelar este proyecto, e incluirlo dentro de los alcances de un proyecto propuesto para el CEMIE REDES.

Por lo que estos dos proyectos se excluyen del PAM de las RGD y se continuará su revisión para considerar su eventual inclusión en subsiguientes programas.

PROYECTOS DE REI	ALINEACIÓN	NOMBRE DEL PROYECTO
En desarrollo (PREI 2017-2019)	Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad y seguridad de las RGD. Integración de proyectos de generación distribuida.	Operación remota y automatismo en redes de distribución. Sistema de información geográfica de las RGD. Infraestructura de medición avanzada.
Candidatos a desarrollar (PREI 2017-2019)	Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI.	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.
	Optimización dinámica de la operación de las RGD.	Sistema de Administración de Distribución Avanzado.
Otros proyectos (CFE SSB)	Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes	Escalamiento de la medición a AMI.



### Operación remota y automatismo en las redes generales de distribución

Este proyecto tiene como objetivo mejorar la Confiabilidad de las RGD mediante la reducción del tiempo de restablecimiento ante falla en las RGD, afectando al menor número de servicios de forma permanente. Consiste en la instalación de equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) para su con operación remota y lograr el automatismo de las RGD. Para el período de 2021 a 2035 se tiene considerado la instalación de 14,811 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 5,170 millones de pesos.

### Infraestructura de Medición Avanzada

Este programa consiste en la adquisición de nuevos medidores de Infraestructura Avanzada de Medición para atender el crecimiento de nuevos usuarios y el reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados en los polígonos que actualmente cuentan con esta tecnología, para que puedan seguir operando en sus condiciones de diseño. Para lo que se requiere de una inversión de 6,082 millones de pesos, en el período 2021-2025.

### Gestión del balance de energía de las redes generales de distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista

Este proyecto comprende la instalación de un total de 15,360 puntos medición en los puntos de intercambio de subestaciones eléctricas de alta a media tensión y sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión. Incluye el suministro de equipos y sistemas de medición, sistemas de comunicaciones y sistemas para el análisis de datos, así como la puesta en servicio, mantenimiento. Se requiere una inversión total de 7,016.06 millones de pesos.

### Escalamiento de la medición a AMI

En el periodo 2021-2025, se planea modernizar 5.77 millones de medidores con una inversión de 8,413 millones de pesos. Para ello se escalarán 2.77 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de AMI, y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia, lo que permitirá ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación.



**Fotografía 37.** Torres de transmisión. Manzanillo, Colima. CFE.





# *Anexo*



**Fotografía 38.** Presa, "Leonardo Rodríguez Alcaine". Río Grande Santiago, Santa María del Oro, Nayarit. 2019. CFE.

## I. Anexos Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020			
Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>01-CENTRAL</b>			
<b>QUERÉTARO (38)</b>	<b>CENTRO (40)</b>		<b>230</b>
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
<b>QUERÉTARO (38)</b>	<b>JILOTEPEC (44)</b>		<b>230</b>
Dañu	Jilotepec	93N20	230
<b>QUERÉTARO (38)</b>	<b>TULA - PACHUCA (42)</b>		<b>400 / 230</b>
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	93030/93290	230
<b>POZA RICA (45)</b>	<b>CENTRO (40)</b>		<b>400</b>
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
<b>POZA RICA (45)</b>	<b>TULA - PACHUCA (42)</b>		<b>400</b>
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3080	400
<b>PUEBLA (47)</b>	<b>CENTRO (40)</b>		<b>400 / 230</b>
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
<b>MORELOS (49)</b>	<b>TOLUCA (43)</b>		<b>230</b>
Zapata	Tianguistenco	93040	230
<b>LÁZARO CÁRDENAS (39)</b>	<b>DONATO GUERRA (41)</b>		<b>400</b>
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
<b>DONATO GUERRA (41)</b>	<b>CENTRO (40)</b>		<b>400</b>
Donato Guerra	Nopala	A3620	400
Almoloya	Nopala	A3X10	400
<b>DONATO GUERRA (41)</b>	<b>TOLUCA (43)</b>		<b>400</b>
Agustin Millan II	Deportiva	A3W60	400
<b>LÁZARO CÁRDENAS (39)</b>	<b>ACAPULCO (48)</b>		<b>400<sup>1/</sup> / 230 / 115</b>
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230



**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400 <sup>1/</sup>
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115
<b>TULA - PACHUCA (42)</b>	<b>CENTRO (40)</b>		<b>400 / 230</b>
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacan	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacan	Texcoco	93120	230
Jorobas	El Vidrio	93F20	230
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
<b>TULA - PACHUCA (42)</b>	<b>JILOTEPEC (44)</b>		<b>115</b>
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
<b>CENTRO (40)</b>	<b>TOLUCA (43)</b>		<b>230 / 400</b>
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
<b>JILOTEPEC (44)</b>	<b>DONATO GUERRA (41)</b>		<b>115</b>
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
<b>02-ORIENTAL</b>			
<b>VERACRUZ (46)</b>	<b>POZA RICA (45)</b>		<b>400 / 115</b>
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
El Castillo	Jalapa Dos	73840	115
El Castillo	La Reina	73260	115
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>JUILE (52)</b>		<b>400</b>
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>COATZACOALCOS (53)</b>		<b>400</b>
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
<b>COATZACOALCOS (53)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		<b>400</b>
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
<b>POZA RICA (45)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		<b>230</b>
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
<b>TEMASCAL (51)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		<b>400</b>
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
<b>GRIJALVA (55)</b>	<b>TABASCO (54)</b>		<b>400 / 230</b>
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
<b>JUILE (52)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		<b>400</b>
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400



**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación	No. de circuito	Tensión (kV)	
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400
Juile	Temascal III	A3340	400
<b>TEMASCAL (51)</b>	<b>OAXACA (50)</b>		<b>230</b>
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Cienega	93740	230
<b>IXTEPEC (56)</b>	<b>JUILE (52)</b>		<b>400</b>
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
<b>JUCHITÁN (57)</b>	<b>JUILE (52)</b>		<b>230</b>
Juchitán II	Juile	93000	230
<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>	<b>JUILE (52)</b>		<b>230</b>
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
<b>JUCHITÁN (57)</b>	<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>		<b>230</b>
Juchitán II	Matias Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matias Romero Potencia	93010	230
<b>MATÍAS ROMERO (58)</b>	<b>COATZACOALCOS (53)</b>		<b>115</b>
Matias Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matias Romero Potencia	Acayucan	73010	115
<b>OAXACA (50)</b>	<b>JUCHITÁN (57)</b>		<b>115</b>
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
<b>OAXACA (50)</b>	<b>ACAPULCO (48)</b>		<b>115</b>
Pinotepa Nacional	Ometepec/Agua Zarca	73440/73430	115
<b>VERACRUZ (46)</b>	<b>TEMASCAL (51)</b>		<b>230 / 115</b>
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230
Paso del Toro	La Granja Tres	73590	115
Paso del Toro	Piedras Negras	73320	115
<b>VERACRUZ (46)</b>	<b>PUEBLA (47)</b>		<b>400 / 230</b>
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93460	230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93560	230
Laguna Verde	Puebla II	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400
<b>PUEBLA (47)</b>	<b>MORELOS (49)</b>		<b>400 / 230</b>
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
<b>ACAPULCO (48)</b>	<b>MORELOS (49)</b>		<b>230</b>
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
<b>03-OCCIDENTAL</b>			
<b>GUADALAJARA (30)</b>	<b>SALAMANCA (34)</b>		<b>400</b>
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
<b>GUADALAJARA (30)</b>	<b>CARAPAN (36)</b>		<b>400 / 230</b>
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
<b>GUADALAJARA (30)</b>	<b>LÁZARO CÁRDENAS (39)</b>		<b>400</b>
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
<b>LÁZARO CÁRDENAS (39)</b>	<b>CARAPAN (36)</b>		<b>400</b>
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
<b>CARAPAN (36)</b>	<b>SALAMANCA (34)</b>		<b>400 / 230</b>
Carapan	Salamanca II	A3J90	400



**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación	No. de circuito	Tensión (kV)	
Carapan	Abasolo II	93220	230
<b>SAN LUIS POTOSÍ (33)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>		<b>400 / 230</b>
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	A3J40	400
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
<b>SAN LUIS DE LA PAZ (37)</b>	<b>SAN LUIS POTOSÍ (33)</b>		<b>230</b>
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230
<b>SALAMANCA (34)</b>	<b>QUERÉTARO (38)</b>		<b>400 / 230</b>
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
<b>TEPIC (29)</b>	<b>GUADALAJARA (30)</b>		<b>400</b>
Cerro Blanco	Tesistán	A3K40	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K50	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K60	400
<b>MANZANILLO (35)</b>	<b>GUADALAJARA (30)</b>		<b>400 / 230</b>
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
<b>GUADALAJARA (30)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>		<b>400 / 115</b>
Tierra Mojada	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
Tepatitlán	Valle de Guadalupe	73420	115
<b>AGUASCALIENTES (31)</b>	<b>LEÓN (32)</b>		<b>400 / 230</b>
Aguascalientes Potencia	Potrerrillos	A3M10	400
Aguascalientes Potencia- Potrero Solar Maniobras	Potrerrillos	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
<b>LEÓN (32)</b>	<b>SALAMANCA (34)</b>		<b>400 / 230</b>
Potrerrillos	Las Fresas	A3L30	400
Potrerrillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor(antes Silao Industrial)- Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río- Irapuato I/Vymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
<b>SAN LUIS DE LA PAZ (37)</b>	<b>QUERÉTARO (38)</b>		<b>230 / 115</b>
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fé	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
<b>04-NOROESTE</b>			
<b>NACOZARI (3)</b>	<b>NUEVO CASAS GRANDES (11)</b>		<b>400<sup>V</sup></b>
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400 <sup>V</sup>
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400 <sup>V</sup>

**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>HERMOSILLO (4)</b>	<b>GUAYMAS (5)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
<b>OBREGÓN (6)</b>	<b>LOS MOCHIS (7)</b>		<b>400 / 230</b>
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
<b>LOS MOCHIS (7)</b>	<b>CULIACÁN (8)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
Guamúchil	Culiacán Poniente	73330	115
Guamúchil II	Culiacán III	93710	230
Guamúchil II	Culiacán III	93730	230
Choacahui	La Higuera	A3N30	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N40	400
<b>CULIACÁN (8)</b>	<b>MAZATLÁN (9)</b>		<b>400 / 230</b>
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
<b>MAZATLÁN (9)</b>	<b>TEPIC (29)</b>		<b>400</b>
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
<b>SEIS DE ABRIL (1)</b>	<b>CANANEA (2)</b>		<b>230 / 115</b>
Industrial caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
<b>CANANEA (2)</b>	<b>NACUZARI (3)</b>		<b>230</b>
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230
<b>SEIS DE ABRIL (1)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>230</b>
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
<b>CANANEA (2)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>230 / 115</b>
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
<b>NACUZARI (3)</b>	<b>HERMOSILLO (4)</b>		<b>4001 / 230</b>
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari	Hermosillo V	93D70	4001/
Nacozari	Hermosillo V	93D90	4001/
<b>GUAYMAS (5)</b>	<b>OBREGÓN (6)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115



**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación	No. de circuito	Tensión (kV)
<b>05-NORTE</b>		
<b>JUÁREZ (10)</b>	<b>MOCTEZUMA (12)</b>	<b>230</b>
Samalayuca	Moctezuma	230
Samalayuca	Moctezuma	230
Samalayuca	Moctezuma	230
<b>MOCTEZUMA (12)</b>	<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>400<sup>v</sup> / 230</b>
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230
Moctezuma	El Encino	93420
<b>CAMARGO (15)</b>	<b>LAGUNA (17)</b>	<b>230</b>
Camargo II	Gómez Palacio	93080
Camargo II	Gómez Palacio	93040
<b>LAGUNA (17)</b>	<b>DURANGO (16)</b>	<b>400 / 230</b>
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20
Lerdo	La Trinidad	93090
<b>DURANGO (16)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>	<b>230</b>
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600
<b>DURANGO (16)</b>	<b>MAZATLÁN (9)</b>	<b>400 / 230</b>
Durango II	Mazatlán	93820
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30
<b>LAGUNA (17)</b>	<b>SALTILLO (23)</b>	<b>400 / 230</b>
Andalucía	Saltillo	93050/93200
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>400</b>
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100
<b>NUEVO CASAS GRANDES (11)</b>	<b>MOCTEZUMA (12)</b>	<b>400<sup>v</sup> / 230 / 115</b>
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920
Galeana	Benito Juárez	73720
San Buenaventura	Benito Juárez	73660
<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>CUAUHTÉMOC (13)</b>	<b>230 / 115</b>
El Encino	Cuauhtémoc II	93340
El Encino	Cuauhtémoc II	93350
Encino II	Cuauhtémoc II	93860
División del Norte	Cuauhtémoc	73250
División del Norte- General Trias-Man. Santa Rosa-Cuauhtémoc		73770/73350
<b>CHIHUAHUA (14)</b>	<b>CAMARGO (15)</b>	<b>230</b>
Avalos	Francisco Villa	93110
Encino II	Francisco Villa	93210
Encino II	Francisco Villa	93260
<b>06-NORESTE</b>		
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>NUEVO LAREDO (19)</b>	<b>400 / 230</b>
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520
<b>REYNOSA (20)</b>	<b>NUEVO LAREDO (19)</b>	<b>138</b>
Reynosa	Falcón	83630

**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
<b>MATAMOROS (21)</b>	<b>REYNOSA (20)</b>		<b>400 / 230 / 138</b>
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
<b>RÍO ESCONDIDO (18)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400 / 230</b>
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
<b>REYNOSA (20)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400 / 230</b>
Aeropuerto	Ternium Maniobras	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810 / 93170 / 93800 / 93790	230
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>CÜÉMEZ (28)</b>		<b>400</b>
Champayán	Cüémez	A3170/A3120	400
Champayán	Cüémez	A3250	400
<b>CÜÉMEZ (28)</b>	<b>MONTERREY (22)</b>		<b>400</b>
Cüémez	Lajas	A3140	400
Cüémez	Lajas	A3D90	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>POZA RICA (45)</b>		<b>400 / 230</b>
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
<b>VALLES (25)</b>	<b>SAN LUIS POTOSÍ (33)</b>		<b>400</b>
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
<b>TAMAZUNCHALE (27)</b>	<b>QUERÉTARO (38)</b>		<b>400</b>
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>VALLES (25)</b>		<b>400</b>
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
<b>HUASTECA (26)</b>	<b>TAMAZUNCHALE (27)</b>		<b>400</b>
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
<b>MONTERREY (22)</b>	<b>SALTILLO (23)</b>		<b>400 / 230</b>
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A38D0	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
<b>SALTILLO (23)</b>	<b>PRIMERO DE MAYO (24)</b>		<b>400</b>
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400





**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>PRIMERO DE MAYO (24)</b>	<b>AGUASCALIENTES (31)</b>		<b>400</b>
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
<b>07-PENINSULAR</b>			
<b>TABASCO (54)</b>	<b>ESCÁRCEGA (60)</b>		<b>400 / 230</b>
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>LERMA (61)</b>		<b>230 / 115</b>
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Sabancuy	Champotón	73130	115
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>MÉRIDA (62)</b>		<b>400</b>
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
<b>ESCÁRCEGA (60)</b>	<b>CHETUMAL (69)</b>		<b>230 / 230<sup>2/</sup></b>
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 <sup>2/</sup>
<b>LERMA (61)</b>	<b>MÉRIDA (62)</b>		<b>230 / 115</b>
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>VALLADOLID (64)</b>		<b>230 / 115</b>
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitás	73T30	115
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>CHETUMAL (69)</b>		<b>230 / 115</b>
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20 / 73210 / 73220 / 73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
<b>MÉRIDA (62)</b>	<b>DZITNUP (63)</b>		<b>400</b>
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
<b>DZITNUP (63)</b>	<b>PUNTO DE INFLEXIÓN (66)</b>		<b>400</b>
Dzitnup	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
<b>DZITNUP (63)</b>	<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>		<b>400</b>
Dzitnup	Riviera Maya/Kantenáh	A3Q70	400
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>PUNTO DE INFLEXIÓN (66)</b>		<b>400</b>
Riviera Maya	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
<b>VALLADOLID (64)</b>	<b>CANCÚN (65)</b>		<b>230 / 115</b>
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115
Tizimín	Canek	73T50/73460	115
Valladolid	Balam	93050	230
Valladolid	Nizuc	93070	230
<b>VALLADOLID (64)</b>	<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>		<b>115</b>
Valladolid	Tulum	73830	115
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>CANCÚN (65)</b>		<b>230 / 115</b>
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230

**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Riviera Maya	Nizuc	73R40 / 73ETO / 73ETO	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
<b>PLAYA DEL CARMEN (67)</b>	<b>COZUMEL (68)</b>		<b>34.5</b>
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
<b>08-BAJA CALIFORNIA</b>			
<b>TIJUANA (71)</b>	<b>MEXICALI (73)</b>		<b>230</b>
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
<b>TIJUANA (71)</b>	<b>ENSENADA (72)</b>		<b>230 / 115 / 69</b>
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340 / 73330 / 73320 / 73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
<b>WECC (EUA)</b>	<b>TIJUANA (71)</b>		<b>230</b>
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230
<b>MEXICALI (73)</b>	<b>SAN LUIS RÍO COLORADO (74)</b>		<b>230/161</b>
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey	93310	230
<b>09-BAJA CALIFORNIA SUR</b>			
<b>INSURGENTES (75)</b>	<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>		<b>115</b>
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
<b>PUERTO SAN CARLOS (77)</b>	<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>		<b>115</b>
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
<b>VILLA CONSTITUCIÓN (76)</b>	<b>LAS PILAS (78)</b>		<b>115</b>
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
<b>LAS PILAS (78)</b>	<b>OLAS ALTAS (79)</b>		<b>115</b>
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
<b>LAS PILAS (78)</b>	<b>LA PAZ (80)</b>		<b>115</b>
Las Pilas	La Paz	73170	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>LA PAZ (80)</b>		<b>115</b>
Olas Altas	La Paz	73170	115
<b>LA PAZ (80)</b>	<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>		<b>115</b>
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>		<b>115</b>
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>COROMUEL (82)</b>		<b>230</b>
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230



**Anexo 3.1. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2020**

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
<b>PUNTA PRIETA II (81)</b>	<b>EL TRIUNFO (83)</b>		<b>115</b>
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
<b>EL TRIUNFO (83)</b>	<b>SANTIAGO (84)</b>		<b>115</b>
El Triunfo	Santiago	73130	115
<b>SANTIAGO (84)</b>	<b>SAN JOSÉ DEL CABO (85)</b>		<b>115</b>
Santiago	San Jose del Cabo	73140	115
<b>OLAS ALTAS (79)</b>	<b>EL PALMAR (86)</b>		<b>230</b>
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
<b>EL PALMAR (86)</b>	<b>CENTRAL LOS CABOS (87)</b>		<b>230</b>
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
<b>EL PALMAR (86)</b>	<b>SAN JOSÉ DEL CABO (85)</b>		<b>115</b>
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
<b>EL PALMAR (86)</b>	<b>CABO SAN LUCAS DOS (88)</b>		<b>115</b>
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
<b>CENTRAL LOS CABOS (87)</b>	<b>CABO SAN LUCAS DOS (88)</b>		<b>115</b>
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115

<sup>1/</sup> Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV

<sup>2/</sup> Línea de transmisión aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV

Fuente: SENER con información de CENACE y CFE

### ANEXO 3.2. CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 30 DE ABRIL DE 2021 <sup>1/</sup>

Tecnología	CFE <sup>5/</sup>	CFE-PIE <sup>5/</sup>	PRIVADO <sup>6/</sup>	PEMEX	TOTAL <sup>1/</sup>
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,993		7,691
Fotovoltaica	6		7,020		7,026
Bioenergía <sup>2/</sup>			408		408
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>13,168</b>	<b>613</b>	<b>14,934</b>	<b>0</b>	<b>28,714</b>
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente <sup>7/</sup>			1,942	367	2,309
Frenos Regenerativos					0
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>1,608</b>	<b>0</b>	<b>1,942</b>	<b>367</b>	<b>3,917</b>
<b>Capacidad total de Energía Limpia</b>	<b>14,776</b>	<b>613</b>	<b>16,876</b>	<b>367</b>	<b>32,632</b>
<b>Por ciento</b>	<b>32.96</b>	<b>3.67</b>	<b>62.42</b>	<b>39.90</b>	<b>36.47</b>
Ciclo combinado	10,959	16,076	8,025		35,060
Térmica convencional <sup>3/</sup>	10,448		939	422	11,809
Turbogás <sup>4/</sup>	2,834		815	131	3,781
Combustión interna	355		379		734
Carboeléctrica	5,463				5,463
<b>TOTAL</b>	<b>44,835</b>	<b>16,689</b>	<b>27,034</b>	<b>921</b>	<b>89,479</b>

<sup>1/</sup> Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 30 de abril de 2021. Incluye centrales en operación y en pruebas.

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

<sup>3/</sup> Incluye Lecho Fluidizado

<sup>4/</sup> Incluye plantas móviles

<sup>5/</sup> Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020

<sup>6/</sup> Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE

<sup>7/</sup> Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL

Fuente: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>  
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE



**ANEXO 3.2A. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Nucleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>2/</sup>	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			343		1	10			113	525	992
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		1,180					65		450	306	2,001
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						275	1,704				1,979
Morelos		642									642
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			3	2						291	295
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
<b>TOTAL</b>	<b>5,463</b>	<b>10,959</b>	<b>355</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>951</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,834</b>	<b>44,835</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

<sup>2/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE (SCPE y SNNR)



**ANEXO 3.2B. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES AL 30 DE ABRIL DE 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	1,678		1,678
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
<b>TOTAL</b>	<b>16,076</b>	<b>613</b>	<b>16,689</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas

FUENTE: Con información de la SCPE y SNNR de CFE al mes de junio de 2020

**ANEXO 3.2C. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
<b>TOTAL</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

<sup>2/</sup> turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CRE y CFE (SCPE y SNNR)



**ANEXO 3.2D. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>2/</sup>	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	38	282	7	384
Durango	156	3			159
Estado de México	850	12	3	105	970
Guanajuato	393	12		5	411
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,043	45		624	3,712
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	44	37	11	671
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
<b>TOTAL</b>	<b>8,025</b>	<b>379</b>	<b>939</b>	<b>815</b>	<b>10,158</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

<sup>2/</sup> incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.2E. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)  
 DE LOS PERMISIONARIOS AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	748	748
Jalisco	184	184
Nuevo León	961	961
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	405	405
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,920	1,920
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	6,993	6,993
<b>TOTAL</b>	<b>6,993</b>	<b>6,993</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.2F. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)  
 DE LOS PERMISIONARIOS AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	1,201	1,201
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Chihuahua	746	746
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	294	294
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	383	383
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	505	505
Sonora	1,324	1,324
Tlaxcala	420	420
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	315	315
<b>TOTAL</b>	<b>7,020</b>	<b>7,020</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.2G. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 30 DE ABRIL 2021 <sup>1/</sup>**

Estado	Bioenergía <sup>2/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>3/</sup>	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	76			79
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		9	41
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	31	50			81
Jalisco	25	9		47	82
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
<b>TOTAL</b>	<b>408</b>	<b>1,942</b>	<b>25</b>	<b>489</b>	<b>2,863</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

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

<sup>3/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás.

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2021 <sup>1/</sup>**

Tecnología	2017 <sup>2/</sup>	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	899	899	951	976
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	7,691
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	7,026
Bioenergía <sup>4/</sup>	374	375	375	378	408
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>17,954</b>	<b>20,629</b>	<b>23,582</b>	<b>25,594</b>	<b>28,714</b>
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente <sup>5/</sup>	1,322	1,709	1,710	2,305	2,309
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>2,930</b>	<b>3,317</b>	<b>3,318</b>	<b>3,913</b>	<b>3,917</b>
<b>Capacidad Total Energía Limpia</b>	<b>20,883</b>	<b>23,946</b>	<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>32,632</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>30.69</b>	<b>32.82</b>	<b>34.29</b>	<b>35.50</b>	<b>36.47</b>
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	35,060
Térmica convencional <sup>6/</sup>	12,665	12,315	11,831	11,809	11,809
Turbogás <sup>7/</sup>	2,960	2,960	2,960	3,545	3,781
Combustión interna	739	880	891	850	734
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
<b>TOTAL</b>	<b>68,050</b>	<b>72,958</b>	<b>78,447</b>	<b>83,121</b>	<b>89,479</b>

<sup>1/</sup> Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2017 al 30 de abril 2021.

<sup>2/</sup> No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

<sup>3/</sup> Capacidad instalada al 30 de abril de 2021, incluye centrales en operación y en pruebas.

<sup>4/</sup> Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

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

<sup>6/</sup> Incluye Lecho Fluidizado

<sup>7/</sup> Incluye plantas móviles

FUENTE: CFE, CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE





**ANEXO 3.3A. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2017**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Nucleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>Y</sup>	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		659					164		1116	42	1,981
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	2,100	20	4,279
Yucatán		220							243	49	512
<b>TOTAL</b>	<b>5,463</b>	<b>7,780</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>11,283</b>	<b>2,637</b>	<b>42,220</b>

<sup>Y</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3B. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2017**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
<b>TOTAL</b>	<b>13,007</b>	<b>613</b>	<b>13,620</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3C. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2017**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
<b>TOTAL</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup> turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3D. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	23	25		68
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	1,892	174		21	2,087
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	563	7	12		582
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
<b>TOTAL</b>	<b>4,553</b>	<b>380</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>6,086</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.3E. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)  
 DE LOS PERMISIONARIOS 2017**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	29	29
Coahuila de Zaragoza	200	200
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	1,651	1,651
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	302	302
Yucatán	90	90
Zacatecas	90	90
<b>TOTAL</b>	<b>3,199</b>	<b>3,199</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3F. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)  
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	1	1
Baja California	1	1
Baja California Sur	30	30
Chihuahua	43	43
Coahuila de Zaragoza	20	20
Durango	46	46
Estado de México	19	19
Guanajuato	1	1
Querétaro	1	1
Sonora	3	3
<b>TOTAL</b>	<b>165</b>	<b>165</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3G. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017**

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3				3
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo		48			48
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	41			58
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	20			23
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4				4
Tamaulipas		215			215
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
<b>TOTAL</b>	<b>374</b>	<b>954</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>1,840</b>

<sup>1/</sup> incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

<sup>2/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.3H. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2018**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Nucleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>1/</sup>	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		550					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		1,116	42	3,603
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
<b>TOTAL</b>	<b>5,463</b>	<b>9,403</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,933</b>	<b>2,637</b>	<b>43,493</b>

<sup>1/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE





**ANEXO 3.3I. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2018**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
<b>TOTAL</b>	<b>13,007</b>	<b>613</b>	<b>13,620</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3J. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2018**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
<b>TOTAL</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup> turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE



**ANEXO 3.3K. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,160	199		21	2,379
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
<b>TOTAL</b>	<b>4,984</b>	<b>521</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>6,658</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3L. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	485	485
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
<b>TOTAL</b>	<b>4,167</b>	<b>4,167</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3M. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2018**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	211	211
Baja California	1	1
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	163	163
Coahuila de Zaragoza	658	658
Durango	92	92
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	170	170
Sonora	103	103
<b>TOTAL</b>	<b>1,872</b>	<b>1,872</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



### ANEXO 3.3N. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
<b>TOTAL</b>	<b>375</b>	<b>1,341</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,228</b>

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas.

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

<sup>3/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás.

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.30. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2019**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Nucleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>1/</sup>	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
<b>TOTAL</b>	<b>5,463</b>	<b>9,403</b>	<b>359</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>874</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,637</b>	<b>43,008</b>

<sup>1/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE





**AANEXO 3.3P. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2019**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	1,415		1,415
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
<b>TOTAL</b>	<b>14,763</b>	<b>613</b>	<b>15,376</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3Q. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2019**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
<b>TOTAL</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup> turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3R. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		13	3	99	114
Guanajuato	351	9		5	366
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,062	199		21	3,281
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	688	23	37	11	758
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
<b>TOTAL</b>	<b>6,236</b>	<b>532</b>	<b>961</b>	<b>192</b>	<b>7,921</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3S. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,390	1,390
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
<b>TOTAL</b>	<b>5,352</b>	<b>5,352</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



### ANEXO 3.3T. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS 2019

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	351	351
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	759	759
Durango	182	182
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	175	175
Sonora	745	745
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
<b>TOTAL</b>	<b>3,640</b>	<b>3,640</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

### ANEXO 3.3U. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
<b>TOTAL</b>	<b>375</b>	<b>1,342</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,229</b>

<sup>1/</sup> incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

<sup>2/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

**ANEXO 3.3V. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Nucleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás <sup>v/</sup>	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			343		1	10			113	315	782
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						250	1,704				1,954
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			3	2						272	276
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
<b>TOTAL</b>	<b>5,463</b>	<b>9,686</b>	<b>355</b>	<b>86</b>	<b>6</b>	<b>926</b>	<b>12,125</b>	<b>1,608</b>	<b>10,448</b>	<b>2,605</b>	<b>43,308</b>

<sup>v/</sup> incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



**ANEXO 3.3W. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL <sup>1/</sup>
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
<b>TOTAL</b>	<b>15,285</b>	<b>613</b>	<b>15,898</b>

<sup>1/</sup>Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

**ANEXO 3.3X. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
<b>TOTAL</b>	<b>367</b>	<b>422</b>	<b>131</b>	<b>921</b>

<sup>1/</sup>turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



**ANEXO 3.3Y. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional <sup>1/</sup>	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	282	7	372
Durango	136	3			138
Estado de México		12	3	99	113
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo				4	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,886	200		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
<b>TOTAL</b>	<b>6,976</b>	<b>495</b>	<b>939</b>	<b>809</b>	<b>9,219</b>

<sup>1/</sup> incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.3Z. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,623	1,623
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
<b>TOTAL</b>	<b>5,806</b>	<b>5,806</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 3.3AA. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Aguascalientes	906	906
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	271	271
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,070	1,070
Tlaxcala	220	220
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
<b>TOTAL</b>	<b>5,143</b>	<b>5,143</b>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.3AB. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Bioenergía <sup>1/</sup>	Cogeneración Eficiente <sup>2/</sup>	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Baja California		15			15
Aguascalientes	3	4			7
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		7	38
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
<b>TOTAL</b>	<b>378</b>	<b>1,937</b>	<b>25</b>	<b>486</b>	<b>2,827</b>

<sup>1/</sup> incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

<sup>2/</sup> incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



**ANEXO 3.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (C.C. Petacalco)	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos (C.T.C. Tula)	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Valle de México II	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México (C. C. C. Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo Combinado
6	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
7	Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
8	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
9	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
10	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
11	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
12	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo Combinado
13	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
14	Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo Combinado
15	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
16	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo Combinado
17	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo Combinado
18	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
19	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo Combinado
20	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	Del Nayar	Hidroeléctrica
21	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
22	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica

**ANEXO 3.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
23	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
24	Central Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
25	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
26	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo Combinado
27	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
28	Energía Azteca VIII, El Sauz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo Combinado
29	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
30	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo Combinado
31	Topolobampo III	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo Combinado
32	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo Combinado
33	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
34	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
35	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo Combinado
36	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo Combinado
37	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo Combinado
38	Central Termoeléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo Combinado
39	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo Combinado
40	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo Combinado
41	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo Combinado
42	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
43	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
44	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
45	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo Combinado
46	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
47	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
48	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo Combinado





**ANEXO 3.4. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
49	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
50	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
51	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
52	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo Combinado
53	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado
54	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
55	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
56	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo Combinado
57	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo Combinado
58	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo Combinado
59	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo Combinado
60	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado
61	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Tijuana	Turbogás
62	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
63	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
64	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
65	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

<sup>v</sup> incluye centrales en operación y en pruebas al 30 de abril de 2021.

Fuente: <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>  
 FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

**ANEXO 3.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología <sup>1/</sup>
1	EVM Energía del Valle de México Generador, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	Generadora Fénix, S. A. P. I. de C. V., Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
4	EVM Energía del Valle de México, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
5	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
6	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/COGEFI
7	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COGEF
8	Eurus, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
10	EGP Magdalena Solar, S. de R. L. de C. V. (Central La Magdalena II)	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
11	Energías Renovables Venta III S.A. de C.V.	Oriental	Puebla	Cuyoaco	FV-Solar
12	Buenos Días Energía, S. de R. L. de C. V.	Oriental	Tlaxcala	Calpulalpan	FV-Solar
13	Braskem Idesa, S. A. P. I.	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río	Ciclo Combinado/COG
14	Eoliatic del Istmo, S. A. P. I. de C. V. (Istmo I y II)	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
15	Eoliatic del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Santo Domingo Ingenio	Eólica
16	Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V. (Central Tuxpan III y IV)	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo Combinado
17	Ciclo Combinado Tierra Mojada, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo Combinado
18	ENR AGS, S. A. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
19	FRV Potosí Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Ramos	FV-Solar



**ANEXO 3.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología <sup>1/</sup>
20	FRV Potrero Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
21	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
22	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo Combinado
23	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
24	Parque Solar Los Cuervos, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	FV-Solar
25	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
26	Cúbico Alten Aguascalientes Uno, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
27	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo Combinado
28	Kenergreen, S. A. P. I. de C. V. (Central Navojoa Solar)	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
29	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
30	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
31	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo Combinado
32	Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
33	Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
34	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
35	Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	FV-Solar
36	Fisterra Energy Santa María I, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
37	Emerging America Inmobiliaria, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Aquiles Serdán	Combustión Interna
38	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo Combinado
39	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
40	Compañía de Electricidad Los Ramones, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
41	Energía Buenavista, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo Combinado



**ANEXO 3.5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 30 DE ABRIL DE 2021**

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología <sup>1/</sup>
42	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
43	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
44	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/ COGEFI
45	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
46	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V. Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
47	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
48	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/ COGEFI CEL
49	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
50	Desarrollo de Fuerzas Renovables, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
51	Altos Hornos de México, S. A. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
52	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
53	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo Combinado
54	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica
55	Eólica de Coahuila, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	General Cepeda	Eólica
56	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
57	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín, S. A. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
58	Eólica del Golfo I, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
59	Energía Azteca X, S. de R. L. de C. V. (Central Mexicali)	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo Combinado

<sup>1/</sup> incluye centrales en operación y en pruebas al 30 de abril de 2021.

<sup>2/</sup> COG: Cogeneración, COGEFI: Cogeneración Eficiente, COGEFI CEL: Cogeneración Eficiente CEL.

Fuente: <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>  
 FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 3.6. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWH) 2017 - 2021 (ENE-ABR) POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL 100% DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE**

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	8,827
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	1,434
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,702	7,600
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	5,610
Bioenergía	585	600	669	600	353
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>48,800</b>	<b>52,511</b>	<b>54,453</b>	<b>65,221</b>	<b>23,824</b>
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	3,250
Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	5,840	6,636	9,237	10,903	2,772
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>16,412</b>	<b>19,837</b>	<b>20,118</b>	<b>21,767</b>	<b>6,021</b>
<b>Capacidad Total Energía Limpia</b>	<b>65,212</b>	<b>72,347</b>	<b>74,570</b>	<b>86,988</b>	<b>29,845</b>
<b>Por ciento</b>	<b>21.53</b>	<b>23.29</b>	<b>23.46</b>	<b>27.85</b>	<b>30.12</b>
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	54,400
Térmica convencional <sup>2/</sup>	42,884	39,345	38,020	22,405	7,602
Turbogás	6,580	7,815	9,090	7,147	3,447
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418	462
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	3,340
<b>TOTAL</b>	<b>302,880</b>	<b>310,685</b>	<b>317,820</b>	<b>312,347</b>	<b>99,097</b>

<sup>1/</sup> Se considera el 100% de la generación de las centrales eléctricas de cogeneración eficiente como energía limpia. Además, se agregó la generación limpia de las centrales eléctricas que tienen un Certificado de Energía Limpia.

<sup>2/</sup> Incluye Lecho fluidizado.

<sup>3/</sup> Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-abr 2021.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

**ANEXO 3.7. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWH) 2017 - 2021 (ENE-ABR) POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE, MÁS LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON CEL**

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	8,827
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	1,434
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,702	7,600
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	5,610
Bioenergía	585	600	669	600	353
<b>Suma limpia renovable</b>	<b>48,800</b>	<b>52,511</b>	<b>54,453</b>	<b>65,221</b>	<b>23,824</b>
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	3,250
Cogeneración Eficiente <sup>1/</sup>	2,054	2,310	3,259	4,002	956
<b>Suma limpia no renovable</b>	<b>12,626</b>	<b>15,510</b>	<b>14,140</b>	<b>14,867</b>	<b>4,206</b>
<b>Capacidad Total Energía Limpia</b>	<b>61,426</b>	<b>68,021</b>	<b>68,592</b>	<b>80,088</b>	<b>28,029</b>
<b>Por ciento</b>	<b>20.28</b>	<b>21.89</b>	<b>21.58</b>	<b>25.64</b>	<b>28.28</b>
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	55,903
Térmica convencional <sup>2/</sup>	42,884	39,345	38,020	22,405	7,602
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,850	3,649
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	573
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	3,340
<b>TOTAL</b>	<b>302,880</b>	<b>310,685</b>	<b>317,820</b>	<b>312,347</b>	<b>99,097</b>

<sup>1/</sup> Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 16-marzo-2021. Además incluye la energía limpia de las centrales con Certificado de Energía Limpia (CEL).

<sup>2/</sup> Incluye Lecho fluidizado.

<sup>3/</sup> Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-abr 2021.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ESTE DOCUMENTO PERTENECE AL

**GOBIERNO DE  
MÉXICO**



ELABORADO POR



# GOBIERNO DE MÉXICO



## SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,  
Benito Juárez, CP 03100, CDMX