SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

Prospectiva del Sector Eléctrico

2018-2032

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO

2018-2032

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2018

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Fernando Zendejas Reyes
Subsecretario de Electricidad

Aldo Flores Quiroga
Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Rafael Alexandri Rionda
Director General de Planeación e Información Energéticas

Víctor Manuel Avilés Castro
Director General de Comunicación Social

Elaboración y Revisión:

Rafael Alexandri Rionda
Director General de Planeación e Información Energéticas
(ralexandri@energia.gob.mx)

Fabiola Rodríguez Bolaños
Directora de Integración de Prospectivas del Sector
(frodriguez@energia.gob.mx)

Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera
Subdirectora de Consumo Energético
(aubaldo@energia.gob.mx)

Eder García Jimenez
Subdirector de Planeación e Integración Energética
(egarciaj@energia.gob.mx)

Thalia Ramírez Flores
Jefa de Departamento de Política Energética
(tramírez@energia.gob.mx)

Apoyo administrativo: Paulina Moreno Rodríguez.

2018. Secretaría de Energía

AGRADECIMIENTOS

Centro Nacional de Control de Energía

Comisión Federal de Electricidad

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

Comisión Reguladora de Energía

Ea Energy Analyses

PEMEX Corporativo

Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Subsecretaría de Hidrocarburos, SENER

Subsecretaría de Electricidad, SENER

Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica

Dirección General de Energías Limpias, SENER

Instituto Nacional de Investigaciones Eléctricas y Energías Limpias

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

Programa de Colaboración México-Dinamarca en Materia de Energía y Cambio Climático

Universidad Técnica de Dinamarca, Departamento de Análisis de Sistemas Energéticos

ÍNDICE

Índice de Figuras 9

Índice de Mapas 11

Índice de Tablas 13

Índice de Cuadros 14

Presentación 15

Introducción 16

Resumen Ejecutivo 17

1. Capítulo Uno. Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico Mexicano 19

1.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos 19

1.2. Leyes Secundarias 19

1.2.1. Ley de la Industria Eléctrica 20

1.2.2. Ley General de Cambio Climático 20

1.2.3. Ley de Transición Energética 21

1.2.4. Ley de la Comisión Federal de Electricidad 21

1.3. Instrumentos y Políticas de Planeación del Sector Eléctrico 22

1.3.1. Planes, Programas y Estrategias 22

1.3.2. Mercado Eléctrico Mayorista 25

1.3.3. Subastas Eléctricas 26

1.3.4. Certificados de Energías Limpias 29

1.3.5. Fondo de Servicio Universal Eléctrico 30

1.4. Marco Normativo para la elaboración de la Prospectiva del Sector Eléctrico 30

2. Capítulo Dos. Diagnóstico Histórico del Sistema Eléctrico Nacional, 2007-2017 31

2.1. Entorno Internacional del Sector Eléctrico 31

2.2. Análisis de la Economía Mexicana 32

2.3. Usuarios y Tarifas de Energía Eléctrica 32

2.3.1. Usuarios de energía eléctrica 33

2.3.2. Tarifas ... 33
2.4. Consumo y demanda de energía eléctrica ... 35
2.4.1. Consumo bruto de energía eléctrica ... 35
2.4.2. Consumo final de energía eléctrica ... 40
2.4.3. Demanda de Energía Eléctrica ... 41
2.5. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional ... 44
2.5.1. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica ... 44
2.5.2. Generación Bruta de Energía Eléctrica ... 47
2.5.3. Red de Transmisión y Distribución del Sistema Eléctrico Nacional ... 51
3. Capítulo Tres. Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032 ... 58
3.1. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 ... 58
3.2. Supuestos del Escenario de Planeación ... 58
3.2.1. Entorno Macroeconómico Nacional ... 59
3.2.2. Pronósticos de los precios de los combustibles ... 60
3.2.3. Potencial de Energías renovables y Metas de Energías Limpias ... 61
3.3. Comportamiento esperado de la demanda y el consumo de energía eléctrica ... 63
3.3.1. Pronósticos del Consumo de energía eléctrica ... 63
3.3.2. Pronósticos de Demanda Máxima ... 65
3.4. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 ... 67
3.4.1. Adiciones de capacidad de generación de energía eléctrica ... 67
3.4.2. Retiros de capacidad de generación de energía eléctrica ... 70
3.4.3. Evolución esperada de la capacidad de generación de energía eléctrica ... 71
3.4.4. Evolución esperada de la generación de energía eléctrica ... 73
3.4.5. Consumo de Combustibles y Emisiones de GEI ... 75
3.4.6. Margen de reserva ... 77
3.5. Expansión de la red de Transmisión y Distribución 2018-2032 ... 78
3.5.1. Transmisión ... 78
3.5.2. Distribución ... 83

4. Capítulo Cuatro. Ejercicios de Sensibilidad 84

4.1. Evaluación histórica de las congestiones en las redes de transmisión de electricidad 84

4.1.1. Antecedentes 84

4.1.2. Metodología 85

4.1.3. Resultados 86

4.1.1. Conclusiones 94

4.2. Escenarios a largo plazo para el sector energía en México: Costo de Integración de Energía Renovable 95

4.2.1. Antecedentes 95

4.2.2. Metodología 96

4.2.3. Supuestos 97

4.2.4. Resultados 102

4.2.5. Conclusiones 111

Anexo Estadístico 112

Anexo Metodológico 121

Glosario 122

Abreviaturas, acrónimos y siglas 140

Referencias 143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1. Marco Constitucional del SEN 19
Figura 1. 2. Principales Leyes Secundarias del SEN 20
Figura 1. 3. Principales programas que orientan el sector energético 22
Figura 1. 4. Objetivos Estratégicos del Programa Especial de la Transición Energética 23
Figura 1. 5. Metas de generación eléctrica con energías limpias 24
Figura 1. 6. Metas de Eficiencia Energética 24
Figura 1. 7. Principales elementos del PRODESEN 25
Figura 1. 8. Componentes del Mercado Eléctrico Mayorista 26
Figura 1. 9. Figuras participantes en las Subastas de Mediano y Largo Plazo 27
Figura 1. 10. Objetivos de la primer subasta de mediano plazo 28
Figura 1. 11. Requisito de Certificados de Energías Limpias, 2020, 2021 y 2022 29
Figura 2. 1. Generación Eléctrica Mundial 2017 31
Figura 2. 2. Crecimiento del PIB y del sector eléctrico 32
Figura 2. 3. Usuarios de Servicio de Electricidad 33
Figura 2. 4. Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario 34
Figura 2. 5. Evolución del Consumo de energía eléctrica por región de control, ... 36
Figura 2. 6. Ventas internas de energía eléctrica por sector tarifario 36
Figura 2. 7. Estructura de las ventas internas por entidad federativa y región estadística, 2017 37
Figura 2. 8. Consumo final de energía eléctrica, 2007-2017 40
Figura 2. 9. Consumo Final de energía eléctrica por región, 2017 40
Figura 2. 10. Demanda máxima integrada por región de control, 2016-2017 41
Figura 2. 11. Demandas coincidentes con el SIN, 2017 42
Figura 2. 12. Demanda Máxima Bruta, 2007 y 2017 43
Figura 2. 13. Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica, 2007-2017 44
Figura 2. 14. Capacidad instalada de generación eléctrica por tecnología, 2017 45

Figura 2. 15. Capacidad instalada de generación eléctrica por modalidad, 2017 45

Figura 2. 16. Capacidad Instalada por entidad federativa, 2017 46

Figura 2. 17. Evolución de la generación bruta de energía eléctrica 47

Figura 2. 18. Generación bruta de energía eléctrica por tecnología, 2007 vs 2017 48

Figura 2. 19. Generación eléctrica por modalidad, 2017 49

Figura 2. 20. Capacidad de transmisión por región de control, 2017 53

Figura 2. 21. Líneas de Distribución 56

Figura 3. 1. Pronósticos de Crecimiento del PIB, 2017-2032 59

Figura 3. 2. Pronósticos de crecimiento de la Población en México, 2018-2032 60

Figura 3. 3. Evolución estimada del tipo de cambio, 2018-2032 60

Figura 3. 4. Precios de combustibles 2018-2032, Escenario de Planeación 61

Figura 3. 5. Trayectoria de las metas de energías limpias 2018-2032 62

Figura 3. 6. Participación de las regiones de control en el consumo de energía eléctrica, 2018 y 2032 64

Figura 3. 7. Evolución de las adiciones de capacidad por tipo de tecnología 2018-2032 67

Figura 3. 8. Retiros de capacidad por tecnología 2018-2032 70

Figura 3. 9. Comparativo de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018 y 2032 72

Figura 3. 10. Comparativo de la Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2018 y 2032 74

Figura 3. 11. Evolución del consumo de combustible 2018-2032 75

Figura 3. 12. Emisiones de GEI del Sector Eléctrico por Tecnología 2018-2032 76

Figura 3. 13. Reservas de Planeación en el SIN 77

Figura 3. 14. Reservas de planeación en SIBC y SIBCS 77

Figura 3. 15. Diagrama simplificado del proyecto de Interconexión BC - SIN 80

Figura 3. 16. Objetivos del Programa de Ampliación y Modernización de la Red General de Distribución 83

Figura 4. 1 PML medios anuales en todos los NodosP de la región de transmisión de Obregón durante 2017 92

Figura 4. 2. Desarrollo histórico del costo nivelado de generación de electricidad a partir de fuentes renovables - y una estimación de los valores del 2020 96

Figura 4. 3. Supuesta Expansión de la capacidad nuclear al 2050 97

Figura 4. 4. Proyección de demanda eléctrica al 2050 98

Figura 4. 5. Capacidad de generación existente y comprometida 98

Figura 4. 6. Costos de inversión de energía eólica, solar y geotérmica 100

Figura 4. 7. Capacidad de generación total, exógenas y Endógenas, para el escenario Principal 102

Figura 4. 8. Generación anual para el escenario Principal 103

Figura 4. 9. Participación de generación de energía en el 2020 y en el 2050 104

Figura 4. 10. Capacidad de generación total en el escenario Sin restricciones y el escenario Principal 105

Figura 4. 11. Diferencia en la capacidad total de generación entre el escenario Sin restricciones y el escenario Principal 105

Figura 4. 12. Energía Limpia como porcentaje de la generación total para el escenario Principal y el escenario Sin restricciones 106

Figura 4. 13. Capacidad de generación total para el escenario Principal y Nuclear 107

Figura 4. 14. Diferencia en la generación anual para el escenario Nuclear y el escenario Principal 107

Figura 4. 15. Despacho eléctrico en el año 2050 – escenario principal (arriba) y escenario nuclear (abajo) 108

Figura 4. 16. expansión de las líneas de transmisión hasta el año 2050. escenario principal (arriba) y escenario nuclear (abajo) 109

Figura 4. 17. Emisiones anuales de CO_2 para el escenario Principal y Nuclear. Solo se incluyen las emisiones para el sector de energía 110

Figura 4. 18. Costos anuales totales del sistema para el escenario Principal y Nuclear 110

Índice de Mapas

Mapa 2. 1. Regiones de Control del SEN 35

Mapa 2. 2. Red troncal de transmisión del SEN 2017 51

Mapa 2. 3. Regiones de transmisión del SEN, 2017 52

Mapa 2. 4. Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN, 2017 53

Mapa 2. 5. Interconexiones Transfronterizas 56

Mapa 3. 1. Crecimiento medio anual del consumo de energía eléctrica por región de control, escenario de planeación 2018-2032 63

Mapa 3. 2. Crecimiento medio anual de la demanda máxima instantánea por Región de control, 2018-2032 65

Mapa 3. 3. Adiciones de capacidad por región de control 2018-2032 68

Mapa 4. 1. Regiones de transmisión del SEN agrupadas por región de control 86

Mapa 4. 2. Ramas entre nodos de fijación de precios que conectan diferentes regiones de transmisión del SEN 87

Mapa 4. 3. Precios marginales locales medios en cada región de transmisión y congestiones entre enlaces de NodosP que conectan regiones de transmisión 88

Mapa 4. 4. Precios marginales locales medios en cada región de transmisión y número de horas con congestiones entre enlaces de NodosP que conectan regiones de transmisión durante 2017 89

Mapa 4. 5. Precios marginales locales medios en cada región de transmisión y pérdidas entre enlaces de NodosP que conectan regiones de transmisión 90

Mapa 4. 6. Congestión media dentro de cada región de transmisión durante el año 2017 90

Mapa 4. 7. Congestión media anual del enlace que presentó mayor congestión dentro de cada región de transmisión durante el año 2017 91

Mapa 4. 8. Pérdidas medias dentro de cada región de transmisión durante el año 2017 91

Mapa 4. 9. Pérdidas media anuales del enlace que presentó mayores pérdidas dentro de cada región de transmisión durante el año 2017 92

Mapa 4. 10. Expansión planeada en la capacidad de transmisión hasta el año 2024 94

Mapa 4. 11. Potencial regional de energía eólica 101

Mapa 4. 12. Potencial regional de energía solar 101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1. Energía Eléctrica de Autoabastecimiento Remoto 38

Tabla 2. 2. Pérdidas de energía eléctrica por región de control 39

Tabla 2. 3. Usos Propios 39

Tabla 2. 4. Generación de energía eléctrica por entidad federativa 50

Tabla 2. 5. Líneas de transmisión, 2016 y 2017 54

Tabla 2. 6. Resumen de Kilómetros de líneas de transmisión por entidad federativa 2017 55

Tabla 3. 1. Pronósticos de consumo por región de control, escenario de planeación 2018-2032 64

Tabla 3. 2. Pronósticos de demanda máxima integrada por región de control, Escenario de planeación 2018-2032 66

Tabla 3. 3. Demandas Integradas e instantáneas del SIN por escenario de estudio 2018-2032 66

Tabla 3. 4. Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2018-2032 68

Tabla 3. 5. Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2018-2032 69

Tabla 3. 6. Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2018-2032 69

Tabla 3. 7. Retiros de Capacidad por Estado y Tecnología 71

Tabla 3. 8. Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018-2032 73

Tabla 3. 9. Evolución esperada de la generación de energía eléctrica 2018-2032 75

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. 1. Resultados de las subastas eléctricas a largo plazo 28

Cuadro 2. 1. Nuevo esquema tarifario 34

Cuadro 2. 2. Interconexiones Transfronterizas 57

Cuadro 3. 1. Potencial de Energías Limpias 62

Cuadro 3. 2. Regiones de Transmisión 78

Cuadro 3. 3. Seguimiento a proyectos instruidos por SENER a CFE-Transmisión 79

Cuadro 3. 4. Proyectos identificados de ampliación 2018 81

Cuadro 3. 5. Proyectos Destacados 82

Cuadro 3. 6. Proyectos identificados de modernización 82

Cuadro 4. 1. Enlaces entre NodosP situados en la misma región de transmisión que presentaron mayores pérdidas a la transmisión de electricidad 93

Cuadro 4. 2. Escenarios del Ejercicio de análisis de Integración de Energía Renovable 96

Cuadro 4. 3. Tecnologías de inversión y sus características 99

Cuadro A. 1. Características Básicas de las centrales eléctricas en operación, 2017 112

Cuadro A. 2. Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 113

PRESENTACIÓN

El Sector Energético presenta su mayor transformación en los últimos años con el claro objetivo de asegurar el abastecimiento de energía a México y tener un impacto positivo en el desarrollo económico tanto a nivel nacional como regional.

Así, para alcanzar un mayor dinamismo en la economía, es necesario tener la garantía de que todos los sectores productivos cubrirán sus demandas energéticas. La Reforma Energética, brinda las herramientas y mecanismos que incentivan la participación tanto de las Empresas Productivas del Estado, como de empresas privadas, en proyectos de inversión contribuyendo al desarrollo óptimo de los mercados, de forma transparente y en igualdad de condiciones. De esta forma, México mantendrá su posición dentro de los primeros lugares de las economías más atractivas en la captación de recursos para inversión en el Sector Energía.

Hoy en día, en materia de electricidad, se ha logrado mucho en términos del fortalecimiento de la legislación aplicable al sector y derivado de eso, se han asentado las bases para el desarrollo de mercados más competitivos, abiertos, equitativos, y eficientes, acordes a las necesidades que tiene el país. Además, gracias a que México cuenta con un alto potencial de recursos energéticos renovables y bajo el modelo actual, se ha logrado una efectiva transición al mayor uso de estas energías, lo que permitirá cumplir las metas de generación eléctrica con energías limpias plasmadas en la Ley de Transición Energética (LTE), y, por ende, los compromisos Internacionales adquiridos en materia de reducción de emisiones contaminantes, en los que el Sector Eléctrico es pieza fundamental.

La Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032 es un instrumento de planeación indicativa que contiene información histórica de la evolución de las principales variables del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en los últimos diez años, como son el consumo y la demanda de energía eléctrica, la capacidad instalada de generación eléctrica, la generación bruta de energía eléctrica, la capacidad de transmisión, entre otras. Además, toma como referencia el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032, para mostrar las principales variables de planeación para el mediano y largo plazo del SEN, así como la identificación de posibles áreas de oportunidad para nuevas inversiones en infraestructura, mediante la presentación de ejercicios de sensibilidad que muestran diversos escenarios del comportamiento futuro del Sector Eléctrico y las políticas aplicables a este, lo que conllevaría, a un desarrollo óptimo y eficiente del Sector en México.

Con la modernización del mercado eléctrico; las subastas de largo plazo; la emisión de certificados de energías limpias; las licitaciones para el desarrollo de transmisión con capital privado; el desarrollo creciente de la generación distribuida para pequeños negocios y hogares; la implementación de programas de eficiencia energética y otros instrumentos de planeación, como son los Planes, Programas, Estrategias y los documentos de Prospectivas, que en conjunto muestran que el Sector Eléctrico de México es un referente internacional y que es estratégico para el desarrollo de la economía del país y el bienestar de sus habitantes.

INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo de los instrumentos y políticas energéticas emanadas de la Reforma Energética, se ha fortalecido el nuevo modelo eléctrico, con mejores condiciones legislativas y de regulación para la participación de nuevos agentes, apoyado de una regulación más acorde a las necesidades de crecimiento del sector.

El documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032, es una herramienta para la planeación del sector eléctrico y da cumplimiento al mandato de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en su artículo 33 fracción V, así como al artículo 24 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (SENER)[1]. La Prospectiva presenta la situación actual del SEN, así como, la planeación prevista para los próximos 15 años del SEN en materia de nueva capacidad de generación a instalar, la generación eléctrica esperada y los proyectos de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), con los cuáles se permitirá el desahogo de la energía producida y la llevará a los usuarios finales.

La Prospectiva se divide en cuatro capítulos esenciales. En el primero se aborda el marco normativo y regulatorio del sector eléctrico en México; se incluyen los aspectos y resultados más relevantes de la Reforma Energética, su legislación secundaria y los nuevos instrumentos para la transición energética.

En el segundo capítulo se muestra un diagnóstico histórico del SEN en los últimos diez años (2007-2017). Se describen las principales variables como el consumo nacional de energía eléctrica, el comportamiento estacional de la demanda, los precios medios y la infraestructura actual para la generación de transmisión de energía eléctrica. Esta información es la base principal para la planeación futura, ya que muestra las tendencias de las variables antes mencionadas y refleja las principales necesidades que en materia de energía eléctrica requiere el país.

En el tercer capítulo, se describe el resultado del ejercicio de planeación del PRODESEN 2018-2032, donde se muestra la capacidad futura de generación eléctrica y la expansión de la RNT que se requerirá para satisfacer la demanda esperada.

Finalmente, en el capítulo cuarto, se presentan dos ejercicios de sensibilidad que permite un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del sector eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tiene la volatilidad de algunas variables participantes en la planeación del sector. El primero es un análisis sobre las diferencias en precios de electricidad entre nodos y regiones en el año 2017 y el segundo es un estudio prospectivo, analizando diversos escenarios que posibiliten alcanzar una mayor integración de energías limpias a largo plazo, para lograr las Metas de Energías Limpias plasmadas dentro del marco de la LTE. Cabe mencionar que, estos ejercicios indicativos no son parte de la planeación del SEN, de tal modo que pueden o no ser considerados en la planeación de largo plazo.

[1] Para mayor detalle ver apartado de *"Marco Normativo para la elaboración de la Prospectiva del Sector Eléctrico"* en el Capítulo Uno, de este documento.

Resumen Ejecutivo

La Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032 es un documento de política energética, que sirve como herramienta de análisis para distintos usuarios como son: Inversionistas, Investigadores, Académicos, Empresas Productivas del Estado, Tomadores de decisiones y quienes están a cargo de la planeación energética del país, que requieren información general y específica del sector eléctrico. La información contenida en la Prospectiva se ubica en dos horizontes, histórica (diez años) y prospectiva (15 años).

Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico Mexicano

En el presente capítulo se hace mención de los principales ordenamientos jurídicos para el buen desempeño del SEN, así como los instrumentos y herramientas con el que se cuenta para la planeación de éste. Mientras que la Ley de Planeación y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, determinan a quien le corresponde la planeación del sector energético; la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética, fijan las directrices por las cuales se debe regir el SEN.

Por otra parte, se describen los principales programas y herramientas que permitirán llevar a cabo, una planeación energética eficiente y más amigable con el medio ambiente. Como es el caso de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, que establece las Metas a fin de que el consumo de energía eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan a la Eficiencia Energética y una proporción creciente de generación con energías limpias, en condiciones de viabilidad económica.

Diagnóstico Histórico del Sistema Eléctrico Nacional, 2007-2017

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en 2017, la demanda de energía eléctrica a nivel mundial creció 3.1% (780 TWh), respecto al 2016. Del total de generación mundial (25,570 TWh), las energías renovables concentraron el 25%, siendo la fuente energética con mayor crecimiento, ya que se incrementó 6% (380 TWh) en comparación al 2016.

En el Sistema Eléctrico Nacional entre 2007 y 2017, la cantidad de usuarios de energía eléctrica creció a una tasa media anual de 2.5%, registrando en el último año poco más de 42 millones de usuarios. Asimismo, el consumo bruto de energía eléctrica creció para el mismo período, a una tasa media de 2.6%, para ubicarse en 309,727 GWh en 2017.

Al cierre de 2017, la capacidad instalada del SEN fue de 75,685 MW, 3.0% mayor que lo registrado en 2016. Por otra parte, 70.5% de la capacidad de generación total del SEN en 2017, provino de 526 centrales con tecnologías convencionales, equivalente a 53,358 MW. El restante 29.5% de la capacidad, provino de 270 centrales con tecnologías limpias, equivalente a 23,327 MW.

En 2017 la generación bruta de energía eléctrica se ubicó en 329,162 GWh, 3.1% superior a la registrada en 2016. El 78.9% de la generación eléctrica provino de tecnologías convencionales y el restante 21.1% de tecnologías limpias. Finalmente, en materia de transmisión entre 2016 y 2017, creció la capacidad 3.4% y la longitud de las líneas en 2.8%.

Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032

El tercer capítulo contiene información indicativa del ejercicio de planeación 2018-2032 publicado en el PRODESEN. En este ejercicio, se consideraron variables como el crecimiento esperado de la economía en los próximos 15 años, como la principal referencia para identificar las necesidades energéticas que requerirá el país en los próximos años. Otra variable importante para el ejercicio es la evolución esperada de los precios de los combustibles, que permite identificar los costos de generación futuros de cada una de las tecnologías. Por otra parte, también se presenta el potencial de las energías renovables que permite identificar, los recursos

existentes y la disponibilidad de ellos, en la participación de la matriz energética, que llevará al cumplimiento de las metas de energías limpias, plasmadas en la Ley de Transición Energética.

Para el período 2018-2032, se prevé que el crecimiento anual del Producto Interno Bruto (PIB) sea de 3.2%, mientras que para el consumo bruto de energía eléctrica se estima en 3.1%, ubicándose en 492, 165 GWh en el último año del ejercicio.

Para abastecer este incremento en el consumo de energía eléctrica, se estima adicionar 66,912 MW de nueva capacidad, de los cuales el 54.9% (36,705 MW) será de tecnologías limpias y el restante 45.1% (30,207 MW) de tecnologías convencionales. Por otra parte, se tienen contemplado el retiro de 115 unidades, equivalente a 11,821 MW provenientes de tecnologías en su mayoría convencionales y algunas más de geotermia. Se prevé que la capacidad de generación pase de 75,585 MW en 2017 a 130, 292 MW en 2032, lo que representa un incremento de 73%.

Para el período de proyección 2018-2032, la generación de energía eléctrica estimada presenta una tasa media de crecimiento anual de 3.2%. Para el año 2018 se considera que ésta sea de 313,335 GWh, de los cuales el 74.4% provendrá de tecnologías convencionales y 25.6% de tecnologías limpias. Al final de período de proyección, se estima que la generación se ubique en 484,788 GWh, con una mayor participación de tecnologías limpias con 39.7% y el restante 60.3% provenga de tecnologías convencionales.

Ejercicios de Sensibilidad

Los ejercicios de sensibilidad tienen como principal objetivo brindar una perspectiva de las dinámicas y tendencias del sector eléctrico, así como profundizar en el impacto que tiene la volatilidad de algunas variables consideradas dentro de la planeación del sector.

En el presente documento, se describen dos estudios de sensibilidad. El primer estudio, es un análisis para identificar las regiones que en 2017 presentaron congestionamiento o saturación en las líneas de transmisión. Este análisis se basa en las diferencias en precios de electricidad entre los distintos NodosP, los cuales representan el valor de la energía en ese punto incluyendo el costo de proporcionar esa electricidad y los costos asociados a su suministro, pérdidas y congestiones.

El segundo estudio, hace referencia a un conjunto de tres escenarios donde se muestra la importancia de las energías renovables en el sector eléctrico. Estos escenarios parten de la premisa principal de una importante diminución de los costos de las energías renovables en México, lo que les han permitido una mayor participación en la matriz energética y como la integración de estas energías, tienen que ir de la mano con otras fuentes alternas limpias como la energía nuclear, cogeneración, bioenergía, entre otras., para garantizar la estabilidad del SEN.

Cabe mencionar que, estos ejercicios indicativos no son parte de la planeación del SEN y aún se encuentran en fase de desarrollo, de tal modo que pueden o no ser considerados en la planeación de largo plazo.

CAPÍTULO UNO. MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

Derivado de la Reforma Constitucional y su correspondiente legislación secundaria, en México se permite que la inversión privada nacional y extranjera, participen en todas las actividades de la Industria Eléctrica. Con ello, se ha logrado el robustecimiento del SEN con una mayor participación de energías limpias, gracias al éxito de las tres primeras subastas eléctricas, donde se lograron precios bajos históricos internacionalmente.

Otro de los logros de la nueva legislación ha sido una mayor penetración de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica, gracias a los incentivos que existen para que haya una mayor diversificación en ésta y permita la reducción de emisiones contaminantes provenientes del sector eléctrico. Sin la Reforma Energética, México no lograría cumplir su meta de 35% de generación limpia en el año 2024, que resultó del compromiso Internacional en la COP 21 y que se formalizó en la Ley General de Cambio Climático.

En el presente capítulo se hace mención de los principales ordenamientos jurídicos para el buen desempeño del SEN, así como los instrumentos y herramientas con el que se cuenta para la planeación de éste.

1.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El marco legal y regulatorio del Sector Eléctrico Mexicano tiene como base a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en los artículos 25 y 27 establecen los mandatos y atribuciones del Estado, a través de la SENER, de la Planeación del SEN.

FIGURA 1. 1. MARCO CONSTITUCIONAL DEL SEN[2]

Artículo 25

- *..."el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución."*

Artículo 27

- *..."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."*

Fuente: Elaborado por SENER.

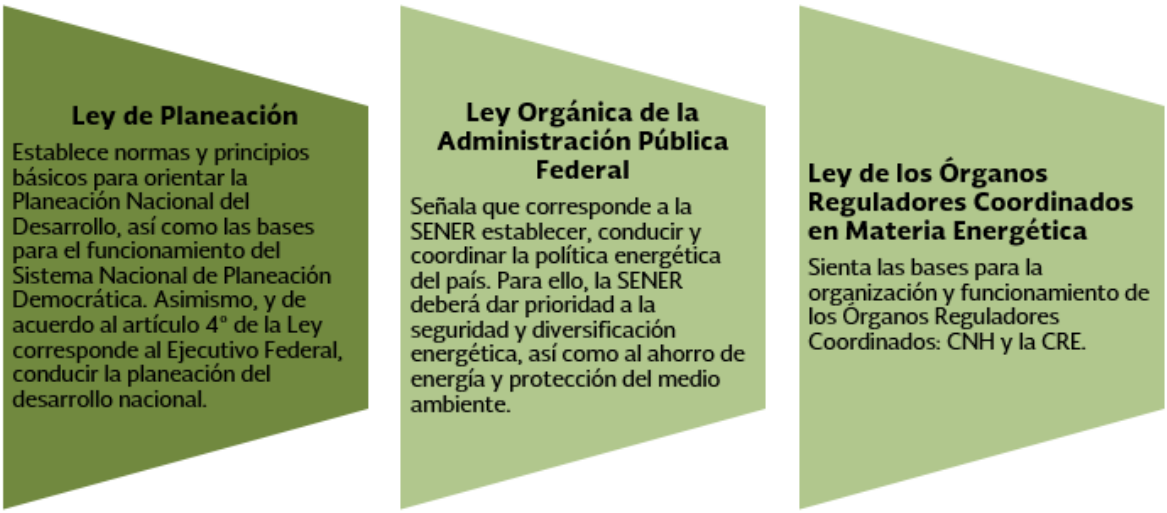
1.2. Leyes Secundarias

Para llevar a cabo el mandato de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos se requiere de un conjunto de leyes y reglamentación, que permitan una apropiada Planeación del SEN a cargo de la SENER y

[2] Las áreas estratégicas que señala el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos párrafo cuarto, en materia de energía se refiere a "... minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos ... "

bajo la regulación constante de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En la figura 1.2. se describen las principales leyes secundarias involucradas en la planeación y regulación de SEN.

FIGURA 1. 2. PRINCIPALES LEYES SECUNDARIAS DEL SEN



Fuente: Elaborado por SENER.

1.2.1. Ley de la Industria Eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE)[3] es reglamentaria de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de los artículos 25, párrafo 4to; 27, párrafo 6to y 28, párrafo 4to. En la LIE se establece que es el Estado quien establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la SENER y la CRE.

La LIE tiene por objeto regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica, además de promover el desarrollo sustentable 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 la reducción de emisiones contaminantes.

La LIE dispone que es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) quien opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con base en las características físicas del SEN y se sujeta a lo previsto en las Reglas del Mercado, procurando la igualdad de condiciones para todos los participantes y promoviendo el desarrollo del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Por su parte, la LIE cuenta con su respectivo Reglamento[4], que tiene por objeto establecer las disposiciones que regulan la planeación y el control operativo del SEN, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica.

1.2.2. Ley General de Cambio Climático

El 6 de junio de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley General de Cambio Climático (LGCC)[5], que tiene por objeto garantizar el derecho a un medio ambiente sano, a desarrollo sustentable, así

[3] Para mayor detalle consulte: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014
[4] Para mayor detalle consulte: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf
[5] Para mayor detalle consulte: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_190118.pdf

como a la preservación y restauración del equilibrio ecológico. Una de las principales características de la LGCC es el establecimiento de un conjunto de metas e indicadores con el fin de orientar el desempeño de México hacía una economía baja en carbono.

Respecto a emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (GEI), en el Artículo Segundo Transitorio de la LGCC se asume una meta aspiracional de reducirlas al 2020 un 30% con respecto a la línea base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Mientras que el artículo tercero transitorio de la LGCC establece el objetivo de lograr por lo menos 35% de generación de energía eléctrica a base de energías limpias para el año 2024.

1.2.3. Ley de Transición Energética

La Ley de Transición Energética (LTE)[6] publicada en diciembre de 2015, tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.

La LTE está orientada a la sustitución del uso de combustibles fósiles en el consumo final, provenientes en su mayoría de energéticos primarios y que generan una gran cantidad de gases de efecto invernadero, por combustibles más limpios como las energías renovables o nuevas tecnologías más eficientes y menos contaminantes, como la cogeneración eficiente, bajo la definición de la propia LTE[7].

Dentro de la LTE se estipula el establecimiento de metas y obligaciones; descritas en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018 como uno de los instrumentos principales para la ejecución de la LTE; las funciones de las autoridades; los instrumentos de planeación; certificados de energías limpias, entre otros rubros.

Respecto a las metas de energías limpias, que son objetivos expresados en términos numéricos absolutos o relativos, que la Nación adopta en su conjunto, bajo la tutela del Estado, con el fin de llegar, en un tiempo específico, a tener una generación y consumo de energía eléctrica mediante energías limpias o de Eficiencia Energética.

En mayo de 2017 se publicó el Reglamento[8] de la LTE, el cual tiene como principal objeto establecer las disposiciones para regular los mecanismos y procedimientos que permitan la instrumentación de la Ley en materia de aprovechamiento sustentable de la energía, energías limpias y reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica.

1.2.4. Ley de la Comisión Federal de Electricidad

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es reglamentaria del artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución y del Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía. Tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado CFE.

[6] Para mayor detalle consulte: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/112838/Ley_de_Transicion_Energetica.pdf
[7] En el caso de cogeneración solamente se considerará Energía Limpia a la generación neta de electricidad por encima de la mínima requerida para que la central califique como cogeneración eficiente en términos de la regulación que al efecto expida la CRE. La generación eléctrica mediante ciclos combinados no podrá considerarse como cogeneración eficiente
[8] Para mayor detalle consulte: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5481526&fecha=04/05/2017

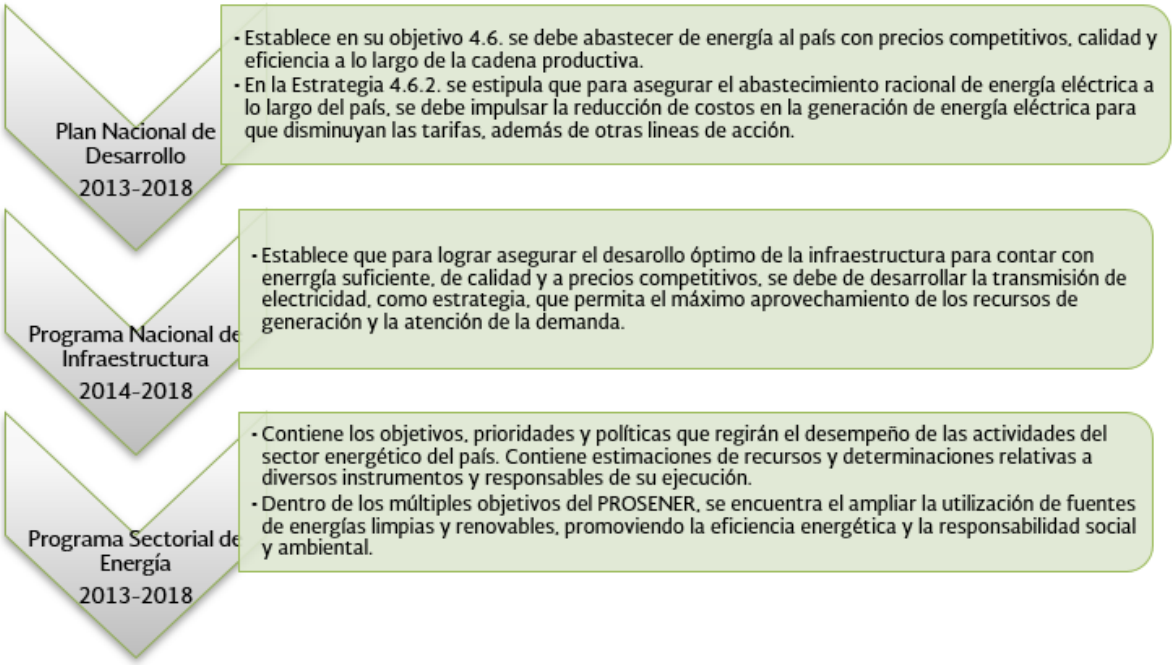
1.3. Instrumentos y Políticas de Planeación del Sector Eléctrico

Para dar cumplimiento a los objetivos de las leyes antes mencionadas, se establecen una serie de instrumentos de planeación de la política nacional de energía en materia de energías limpias y eficiencia energética, cuyo objetivo es dar cumplimiento con lo establecido en la Constitución y su legislación secundaria, así como llevar a cabo las actividades de planeación del SEN para garantizar su eficiencia, calidad, seguridad y sustentabilidad.

1.3.1. Planes, Programas y Estrategias

El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 y el Programa Sectorial de Energía, establecen objetivos, estrategias y líneas de acción necesarias para el fortalecimiento del sector eléctrico, como se muestra en la figura 1.3.

FIGURA 1. 3. PRINCIPALES PROGRAMAS QUE ORIENTAN EL SECTOR ENERGÉTICO



Fuente: Elaborado por SENER.

La LTE establece tres instrumentos clave para la planeación de mediano y largo plazo: el Programa Especial de la Transición Energética (PETE), el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de Energía (PRONASE) y la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Estos mismos deberán ser revisados con una periodicidad anual, con la participación de la SENER, la CRE, el CENACE y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).

Programa Especial de la Transición Energética

El Programa Especial de la Transición Energética[9], emana del Artículo 21 de la LTE, que estipula que corresponde a la SENER su elaboración como un instrumento de planeación de política nacional de energía en materia de energías limpias. Su objetivo es instrumentar las acciones establecidas en la propia Estrategia para un periodo de la Administración Pública Federal, asegurando su viabilidad económica.

El Programa se instrumenta cada año y debe prestar especial atención a la oportuna extensión de la red de transmisión hacia las zonas con alto potencial de energías limpias y la modernización de la misma para permitir la penetración de proporciones crecientes de energías limpias, todo ello bajo condiciones de sustentabilidad económica.

FIGURA 1. 4. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL PROGRAMA ESPECIAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Fuente: Elaborado por SENER.

Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018[10]

El PRONASE se desarrolla en el marco de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía en cumplimiento con lo establecido en su capítulo segundo. Establece las estrategias, objetivos, acciones y metas que permitirán alcanzar el uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo final.

En abril de 2018, se realizó la revisión del PRONASE 2014-2018[11], cuyo fundamento se encuentra en la LTE, el reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (vigente a diciembre d e2016) y el Programa Anual de Evaluación para el Ejercicio Fiscal 2016 de los Programas Federales de la Administración Pública Federal (PAE 2016).

[9] Para mayor detalle consulte: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213322/PETE.pdf
[10] El 19 de enero de 2017 el Ejecutivo Federal publicó en el DOF la actualización del PRONASE 2014-2018.
[11] Para mayor detalle consulte: https://www.conuee.gob.mx/transparencia/EvaluacionPRONASE_Conuee_081116.pdf

Dicha revisión se enfocó principalmente al diseño del Programa, considerando los resultados de las acciones en materia de aprovechamiento sustentable de la energía realizadas por las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal durante los dos primeros años de aplicación del PRONASE 2014-2018.

El objetivo de la revisión del PRONASE fue contribuir a la mejora del Programa, a través de la revisión y valoración de los elementos que componen su diseño, así como de la formulación de propuestas y recomendaciones derivadas de ello, para considerarse en la actualización del mismo establecida en la LTE.

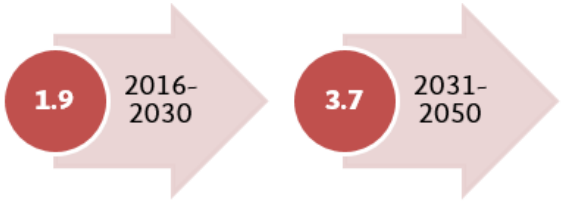
Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018

La LTE encomienda a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, establecer metas a fin de que el consumo de energía eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan a la eficiencia energética y una proporción creciente de generación con energías limpias, en condiciones de viabilidad económica, como se muestra en las figuras 1.5 y 1.6.

FIGURA 1. 5. METAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS LIMPIAS
(porcentaje)

Fuente: Elaborado por SENER.

FIGURA 1. 6. METAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
(Tasa anual promedio de reducción de la intensidad de consumo final de energía)



Fuente: Elaborado por SENER.

La Estrategia tendrá dos horizontes, uno a 15 años y otro a 30, y es el instrumento rector de la política nacional en materia de energías limpias, aprovechamiento sustentable de la energía y mejora en la productividad energética.

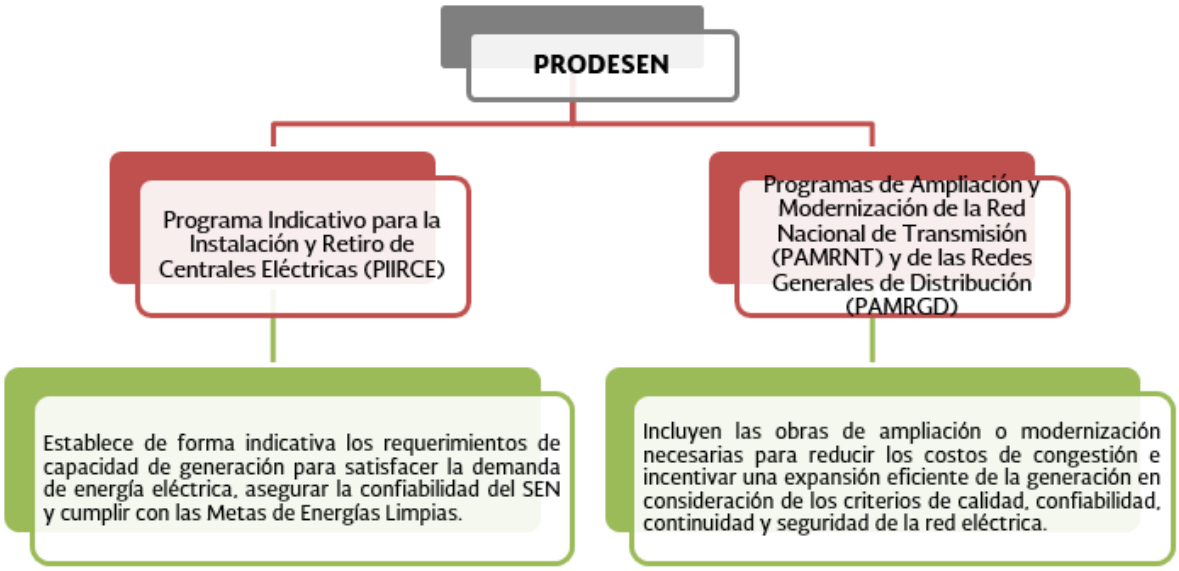
Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) surge del cumplimiento al artículo 11 de la LIE donde establece que es la SENER tiene la facultad para dirigir el proceso de planeación y elaboración de dicho Programa.

El PRODESEN es el principal instrumento de planeación del sector eléctrico y por disposición del reglamento de la LIE, debe considerar los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica; la coordinación con el Programas Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) ,Programa de Ampliación y Modernización de la RNT (PAMRNT) y la RGD (PAMRGD); la

política de confiabilidad establecida por la Secretaría; 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 el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la redes de transmisión y distribución, considerado en el PAMRNT y el PAMRGD.

FIGURA 1. 7. PRINCIPALES ELEMENTOS DEL PRODESEN



Fuente: Elaborado por SENER con información del PRODESEN.

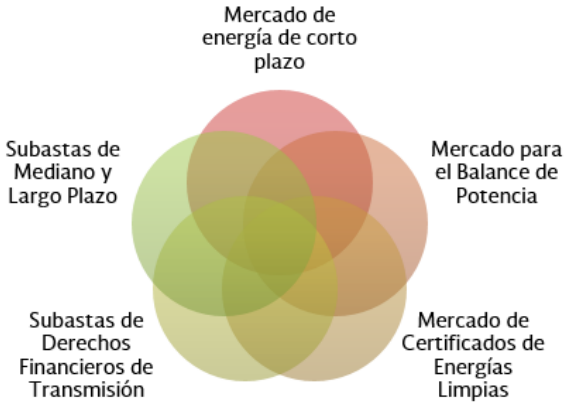
Dentro de los principales objetivos del Programa se encuentra procurar la Operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad ; fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional; promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con las Metas de Energías Limpias e incentivar una expansión eficiente de la infraestructura eléctrica bajo el principio de menor costo total para el SEN, sujeto a los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad de la red eléctrica.

1.3.2.Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es un mercado operado por el CENACE en el que los participantes pueden vender y comprar energía eléctrica, potencia, certificados de energías limpias, servicios conexos y cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN.

El MEM tiene como principal objetivo el otorgar transparencia a las transacciones entre los participantes de la industria eléctrica, así como garantizar precios competitivos entre los proveedores y los usuarios, y otras disposiciones.

FIGURA 1. 8. COMPONENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



Fuente: Elaborado por SENER.

El MEM empezó a operar en 2016 primero en el Sistema Interconectado de Baja California, posteriormente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y finalmente en el sistema eléctrico de Baja California Sur. Los precios del MEM son precios nodales que se calculan en cada nodo del sistema con base en tres componentes:

- Componente de Energía;
- Componente de congestión, y
- Componente de pérdidas.

La finalidad de estos componentes es que el precio capture, además del costo marginal de generar electricidad, señales económicas que indican qué tan saturadas se encuentran las redes del sistema, así como el nivel de pérdidas en la transmisión.

1.3.3. Subastas Eléctricas

Las subastas eléctricas son mecanismos por los cueles se les permite a las entidades responsables de carga[12] celebrar contratos en forma competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energía Limpias (CEL).

[12] Las Bases del Mercado Eléctrico define a una Entidad Responsable de Carga como: "Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación".

FIGURA 1. 9. FIGURAS PARTICIPANTES EN LAS SUBASTAS DE MEDIANO Y LARGO PLAZO

Fuente: Elaborado por SENER.

Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo tienen por objeto permitir a los suministradores de servicios básicos celebrar contratos en forma competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de potencia, energía eléctrica acumulable y CEL que deban cubrir a través de contratos de largo plazo de acuerdo con los requisitos que para ello establezca la CRE.

También permiten a las demás entidades responsables de carga participar en ellas cuando así lo decidan y una vez que se establezca la Cámara de Compensación[13], a fin de celebrar contratos para cantidades de productos en proporción al portafolio de potencia, energía eléctrica acumulable y CEL que se llegue a obtener para los suministradores de servicios básicos.

Finalmente, otro de los objetivos de las subastas es el permitir a quienes celebren esos contratos, en calidad de vendedores, contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas centrales eléctricas o para repotenciar las existentes.

Con las políticas de fomento para una mayor penetración de energías limpias al SEN, descritas en este documento, y con el resultado obtenido en las tres primeras subastas, como se muestra en el cuadro 1.1, con los resultados de las tres primeras subastas, el prevé que en los próximos años el SEN cumpla las metas establecida en la Estrategia al cubrir una mayor participación de la generación eléctrica con energía limpia. Se espera que entre 2019 y 2020, los proyectos adjudicados de la segunda y tercera subasta comiencen con sus operaciones comerciales De esta manera, México logró posicionarse dentro del ranking mundial de los países con los precios de energías limpias más bajos reportados en una subasta de energía eléctrica.

En marzo de 2018, la CRE y el CENACE publicaron la convocatoria de la cuarta Subasta Eléctrica de Largo Plazo[14], siendo la primera vez que participa la CRE en el desarrollo de la subasta a fin de coadyuvar a que el Suministrador de Servicios Básicos y las Entidades Responsables de Carga anticipen sus necesidades de Energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias, mediante procesos competitivos.

[13] La Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo, es un mecanismo de administración de contratos, riesgos y garantías, que permite la participación de compradores privados distintos a los Suministradores de Servicios Básicos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

[14] Para mayor detalle consulte: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/01%20Convocatoria%20SLP2018%20v15%2003%202018.pdf

CUADRO 1. 1. RESULTADOS DE LAS SUBASTAS ELÉCTRICAS A LARGO PLAZO

Capacidad contratada	Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta
Solar	*1,691 MW*	*1,853 MW*	*1,323 MW*
Eólica	*394 MW*	*1,283 MW*	*689 MW*
Geotermia		*25 MW*	
Gas			*550 MW*
Precio promedio (USD por MWh)	***41.8***	***33.47***	***20.57***

Fuente: Elaborado por SENER.

El período de vigencia de los contratos derivado de las Subastas de Largo Plazo será de 15 años para potencia y energía eléctrica acumulable, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias

Subastas de Mediano Plazo

En agosto de 2017 se dio a conocer la convocatoria[15] de la primera subasta de mediano plazo cuyo objetivo es que los compradores y vendedores celebren contratos de cobertura eléctrica por un período máximo de tres años, que den incertidumbre y reduzcan la exposición ante la volatilidad de precios del mercado de corto plazo.

La subasta de mediano plazo permite dar continuidad a la modernización de la industria mexicana en el sector y permitirá incrementar la infraestructura eléctrica del país.

FIGURA 1. 10. OBJETIVOS DE LA PRIMER SUBASTA DE MEDIANO PLAZO

La **Subasta** tiene por objeto:	Permitir al Suministrados de Servicios Básicos en los términos del artículo 53 de la LIE, celebrar contratos de cobertura eléctrica en forma competitiva para satisfacer las necesidades de potencia y energía. (..)
	Permitir a cualquier Participante de Mercado participar en ellas cuando así lo decidan a fin de celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Productos de Potencia y/o energía;
	Permitir a los Generadores presentar ofertas de Venta de Productos de Energía a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo, y presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia que no tengan comprometida;
	Permitir que los Comercializadores no Suministradores presenten Ofertas de Venta de Productos de Energía que sirvan de cobertura eléctrica para las Entidades Responsables de Carga;
	Permitir a cualquier participante del Mercado presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia y energía correspondientes a sus excedentes de Pötencia y Productis de Energía, y
	Permitir a los interesados generar y vender dichos productos, competir en condiciones de transparencia para resultar asignatarios de esos contratos de cobertura eléctrica y contar con una fuente estable de pagos que contribuya a una operación eficiente y rentable.

Fuente: Elaborado por SENER.

[15] Para mayor detalle consulte: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248710/01_Convocatoria_SMP_1-2017_15082017.pdf

En marzo de 2018 se dio a conocer el fallo[16] de la primera subasta de mediano plazo 2017 en el cual se dieron a conocer las ofertas y las correspondientes asignaciones de contrato, adjudicándose 50 MW-año de Potencia a entregarse durante 218. Se reportó 41 ofertas de compra con precio definitivo para energía y 10 ofertas de compra con precio definitivo para potencia. Asimismo, se recibieron tres ofertas de venta para el producto de energía y tres ofertas de venta para el producto de potencia.

1.3.4. Certificados de Energías Limpias

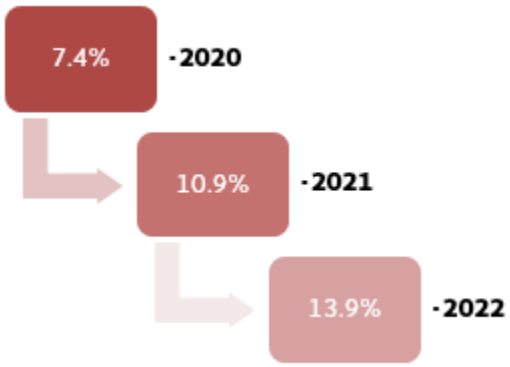
La LIE define en su artículo 3, fracción VIII, los CEL como aquel título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga.

Los Certificados son un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y permiten transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, de forma eficaz y al menor costo para el país. El precio de los CEL se fija en función de la demanda y oferta, atendiendo a los criterios publicados por la SENER y el período de obligación es el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año.

El requisito de CEL es la proporción del total de energía eléctrica consumida durante el periodo de obligación en los centros de carga o Puntos de Carga que reciban Suministro Eléctrico o que reciban energía eléctrica por abasto aislado, o bien, de la porción de energía eléctrica consumida durante el Periodo de Obligación en los Centros de Carga o Puntos de Carga incluidos en un Contrato de Interconexión Legado que se haya suministrado a partir de fuentes que no se consideren Energías Limpias por las Centrales Eléctricas contempladas en el mismo contrato, la cual deberá ser acreditada por los Participantes Obligados mediante la Liquidación de Certificados de Energías Limpias.

El 29 de marzo de 2018 la SENER publicó el Aviso[17] por el que se da a conocer el Requisito para la Adquisición de Certificados de Energías Limpias en el 2021, establecido por la SENER, como se muestran a continuación

FIGURA 1. 11. REQUISITO DE CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS, 2020, 2021 Y 2022



Fuente: Elaborado por SENER.

[16] Para mayor detalle consulte: http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2017/34%20Fallo%20de%20la%20SMP%201_2017_20180305.pdf
[17] Para mayor detalle consulte: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5517668&fecha=29/03/2018

1.3.5. Fondo de Servicio Universal Eléctrico

El Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) tiene como objetivo ampliar la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que aún no tienen acceso a este servicio básico y están alejadas de las redes existentes.

Los sistemas aislados representan una gran opción en términos económicos para suministrar energía eléctrica a pequeña escala y al mismo tiempo contribuyen al cuidado del medio ambiente, ya que evitan la producción de emisiones contaminantes. También, se capacita a las comunidades sobre cómo mantenerlos, darles servicio y se garantice que las baterías sigan funcionando a lo largo de la vida útil de los paneles.

En marzo de 2018, SENER diseñó las bases y emitió la segunda convocatoria[18] para el Concurso Público Nacional para la contratación de proyectos del componente de apoyo de instalación de sistemas aislados de electrificación para comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

1.4. Marco Normativo para la elaboración de la Prospectiva del Sector Eléctrico

El documento de Prospectiva del Sector Eléctrico es una herramienta para la Planeación del Sector Eléctrico y da cumplimiento al mandato de la *Ley Orgánica de la Administración Pública Federal* (LOAPF) en su artículo 33 fracción V, así como al artículo 24 del *Reglamento Interior de la SENER*.

Artículo 33, Fracción V, Ley Orgánica de la Administración Pública Federal:

- *"A la Secretaria de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos:"*
- **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...**

Artículo 24, Fracción XIV, Reglamento Interior de la SENER:

- *"De las facultades de la Dirección General de Planeación e Información Energéticas"...* ***Elaborar y someter a la aprobación del superior jerárquico, los proyectos de prospectiva a mediano y largo plazos del sector energético, que incluya electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación mínimo de quince años;***

La información contenida en la Prospectiva del Sector Eléctrico se ubica en dos horizontes, histórica y prospectiva. Para la información histórica se obtiene de diversas fuentes como el Sistema de Información Energética (SIE), CRE, CENACE, CFE e información proporcionada por la Subsecretaria de Electricidad.

Respecto a la información prospectiva, elemento sustancial de este documento de planeación, se toma como base el PRODESEN 2018-2032, emitido por la SENER, que es un instrumento de planeación del SEN para las actividades de generación, transmisión y distribución con un horizonte de quince años.

[18] Para mayor detalle consulte: http://fsueconvocatoriaaislados.fide.org.mx/SEGUNDO-CONCURSO/FSUE-2CONVOCATORIA-FIDE.pdf

CAPÍTULO DOS. DIAGNÓSTICO HISTÓRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2007-2017

México ha transitado a una economía más sustentable, esto gracias a la creciente competencia entre las diferentes fuentes de energía, el fortalecimiento del mercado eléctrico y los programas de mejoras continuas en eficiencia energética. En 2017, el SEN tuvo una mayor participación de energías limpias en la generación de energía eléctrica y con nuevos proyectos de la RNT.

En el presente capítulo, se incluye un breve análisis del entorno internacional en el que se encuentra el sector y el impacto que tiene en el entorno económico nacional. Además, se muestran los avances a partir del año2007 al 2017 en materia del comportamiento del consumo de energía eléctrica y los cambios en la infraestructura del sector eléctrico en México, como es la capacidad instalada, la generación bruta del SEN y la ampliación de la RNT.

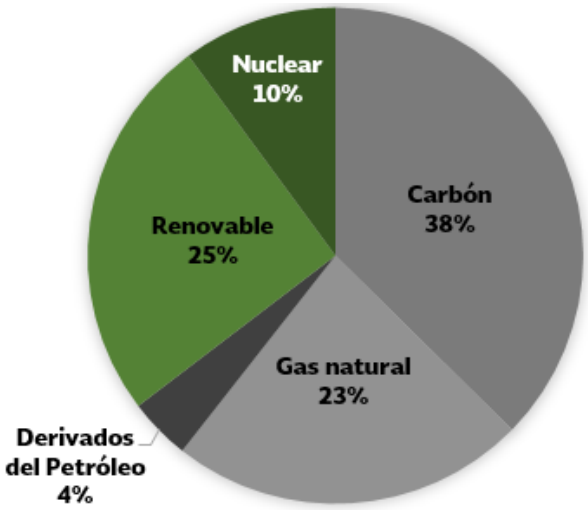
2.1. Entorno Internacional del Sector Eléctrico

De acuerdo con la IEA, en 2017, la demanda de energía eléctrica a nivel mundial creció 3.1% (780 TWh).

La generación eléctrica con carbón aumentó 3% (280 TWh) respecto al 2016, impulsado en gran medida por un incremento en el continente asiático, con una fuerte participación de China, India, Corea, Japón e Indonesia. Al cierre de 2017, la generación con carbón concentró el 38% del total mundial.

Por otra parte, del total de generación mundial (25,570 TWh), las energías renovables concentraron el 25%, siendo la fuente energética con mayor crecimiento, ya que se incrementó 6% (380 TWh) en comparación al 2016 (véase figura 2.1).

FIGURA 2. 1. GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL 2017
(TWh)



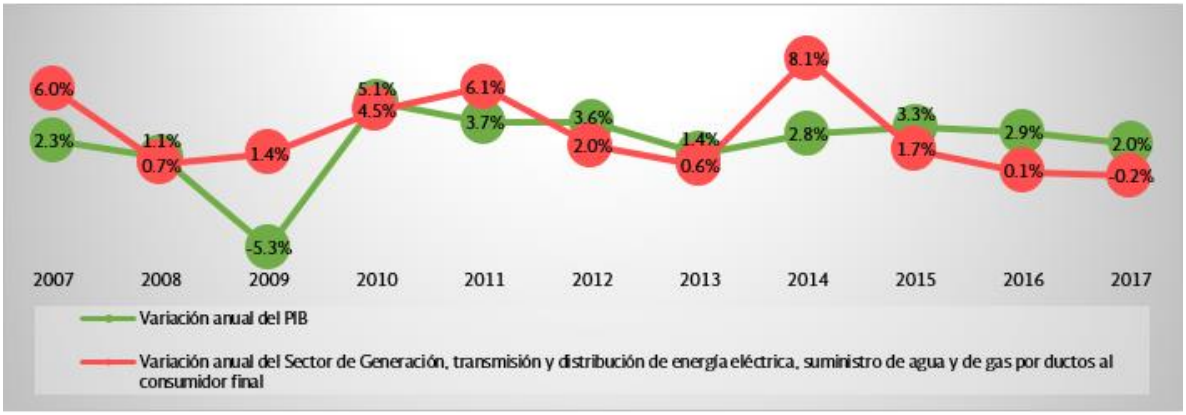
Para el sector eléctrico los combustibles utilizados derivados del Petróleo son; Combustóleo y Diésel.
Fuente: Elaborado por SENER con información de la Agencia Internacional de Energía

2.2. Análisis de la Economía Mexicana

En 2017 de acuerdo con lo reportado por el Banco Mundial la economía mundial creció 3.0%, Los factores que determinaron este avance, fue la combinación de la estabilidad en el mercado interno de las economías avanzadas y emergentes; y la expansión del comercio mundial.

De acuerdo con lo reportado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), al cierre de 2017 la economía mexicana, registró un crecimiento de 2.0%. Por otra parte, el rubro de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final tuvo un decrecimiento de 0.2% (véase figura 2.2).

FIGURA 2. 2. CRECIMIENTO DEL PIB Y DEL SECTOR ELÉCTRICO[19]



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI.

Otras variables importantes de la economía para el sector eléctrico son:

- La población total del país la cual alcanzó en 2017, 123.5 millones de habitantes, 1% mayor que lo registrado en 2016,
- El tipo de cambio, el cuál en 2017 se ubicó en promedio 18.9 pesos por dólar.
- El precio del gas natural Henry Hub, al cierre de 2017 tuvo un crecimiento de 19% respecto al 2016, para promediarse en 3.0 dólares por millones de unidades térmicas británicas (US$/MMBtu).

2.3. Usuarios y Tarifas de Energía Eléctrica

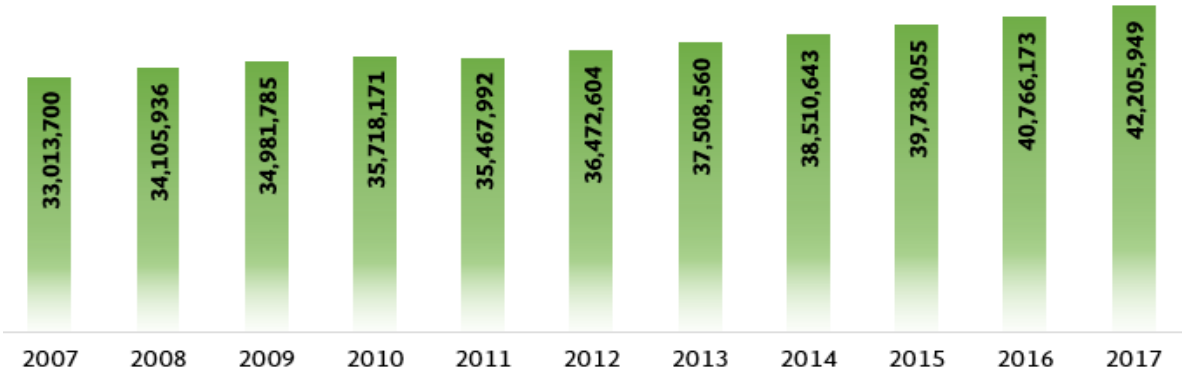
La energía eléctrica es un servicio primordial para el desarrollo de la economía nacional, puesto que cada una de las actividades productivas del país, la transformación y los servicios, requieren de este necesario insumo. Además, en los últimos años, la cantidad de usuarios de energía eléctrica se ha incrementado sustancialmente, de ahí la importancia de contar con un suministro eficiente de energía eléctrica con costos asequibles, que garantice a cada usuario, contar con el servicio de energía eléctrica.

[19] Los resultados presentados son a precios de 2013, derivado del cambio de base hecho por el INEGI en 2017.

2.3.1. Usuarios de energía eléctrica

Entre 2007 y 2017, los usuarios de energía eléctrica[20] se incrementaron a una tasa media de crecimiento anual de 2.5%, y registraron en el último año poco más de 42 millones de usuarios (véase figura 2.3).

FIGURA 2. 3. USUARIOS DE SERVICIO DE ELECTRICIDAD
(Número de usuarios)



Fuente: Elaborado por SENER.

2.3.2. Tarifas

En 2017 la Comisión Reguladora de Energía publicó la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales de suministro básico[21], los cuales incluyen:

- Información que deben contener los recibos del servicio de energía eléctrica.
- Aplicación de un nuevo esquema tarifario.

Dicha metodología es aplicable durante el período tarifario inicial con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018. Por otra parte, con la finalidad de agrupar a los usuarios con características similares de consumo, nivel de tensión a la cual se encuentren conectados, así como sus características físicas, se establecieron doce categorías tarifarias como se muestra a continuación:

[20] Se considera a los usuarios de los sectores agrícola, comercial, industrial, residencial y servicios.
[21] Para mayor detalle consulte: http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=612

CUADRO 2. 1. NUEVO ESQUEMA TARIFARIO

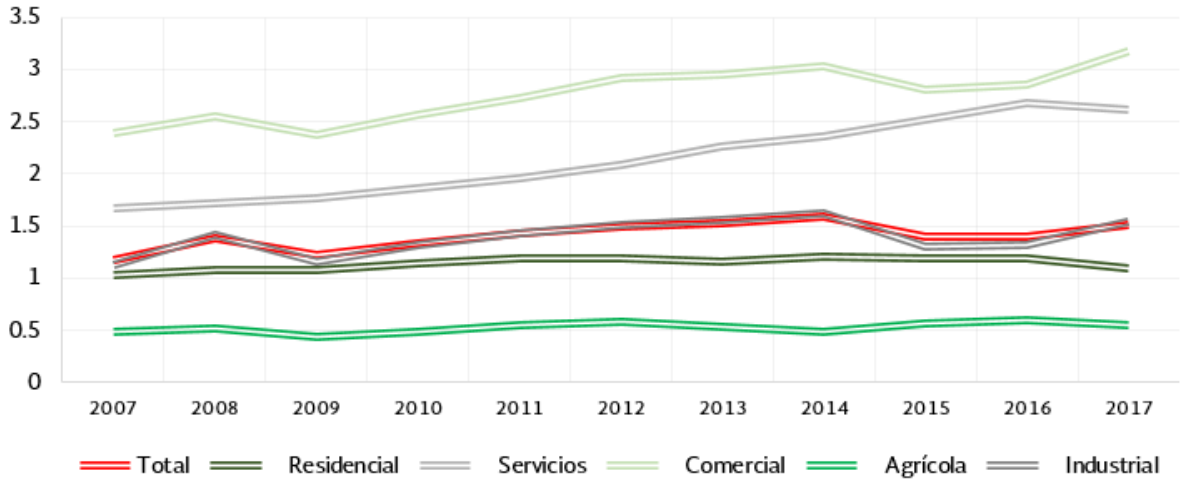
Categoría tarifaria	Descripción	Tarifa anterior
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2,6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3,6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9,9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

Nota: En la tercera columna se muestran las categorías tarifarias del esquema anterior de CFE, que se corresponden con cada una de las categorías tarifarias establecidas en el presente Acuerdo. Fuente: Acuerdo Núm. A/058/2017. CRE

Entre 2007 y 2017 el precio promedio de la energía eléctrica[22] de los cinco sectores tarifarios creció a una tasa media anual del 2.6%, los sectores agrícola y residencial han presentado un precio medio constante a lo largo de la última década (véase figura 2.4).

FIGURA 2. 4. PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR TARIFARIO

(Pesos por kilo watts-hora))



Fuente: Elaborado por SENER con información del Sistema de Información Energética (SIE).

[22] Es el promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo a con el sector tarifario en cada región de control.

2.4. Consumo y demanda de energía eléctrica

El SEN se organiza en siete regiones de control interconectadas entre sí que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los tres sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, como se muestra en el mapa 2.1.

MAPA 2. 1. REGIONES DE CONTROL DEL SEN

Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

2.4.1. Consumo bruto de energía eléctrica

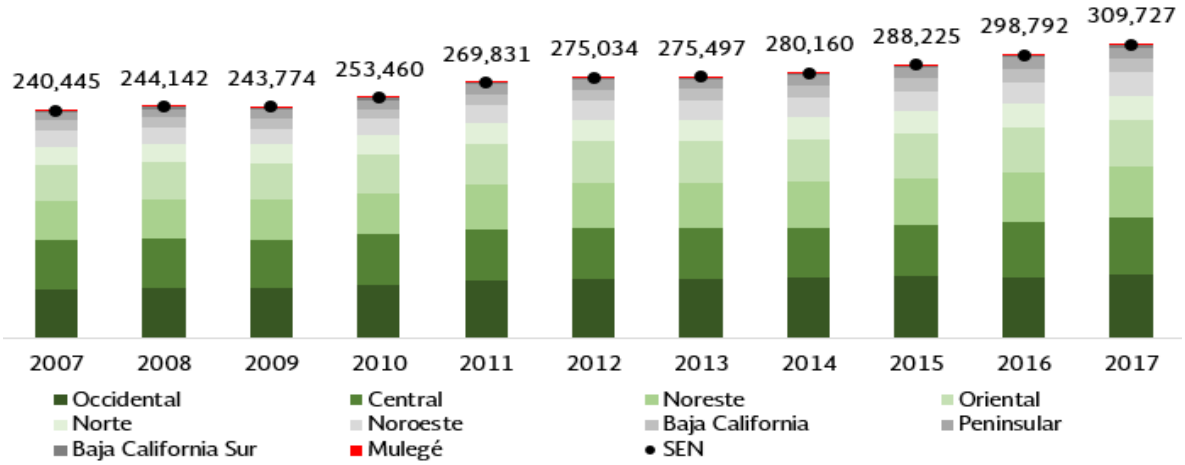
En el SIN se concentra el mayor consumo bruto de energía eléctrica (94.6% del total nacional), el cual contiene las ventas de energía[23], el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad y los usos propios, al cierre de 2017 registró 293,127 GWh.

- Entre 2007 y 2017, el consumo bruto de energía eléctrica del SEN creció a una tasa media anual de 2.6%, para ubicarse en 309,727 GWh.

- La región de Baja California Sur presentó el mayor crecimiento en la última década, con un promedio de 4.3% anual. Por el contrario, la región central registró el menor crecimiento con 1.6% anual (véase figura 2.5).

[23] Suministro básico, suministro calificado y suministro de último recurso.

FIGURA 2. 5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL, 2007-2017
(GWh)



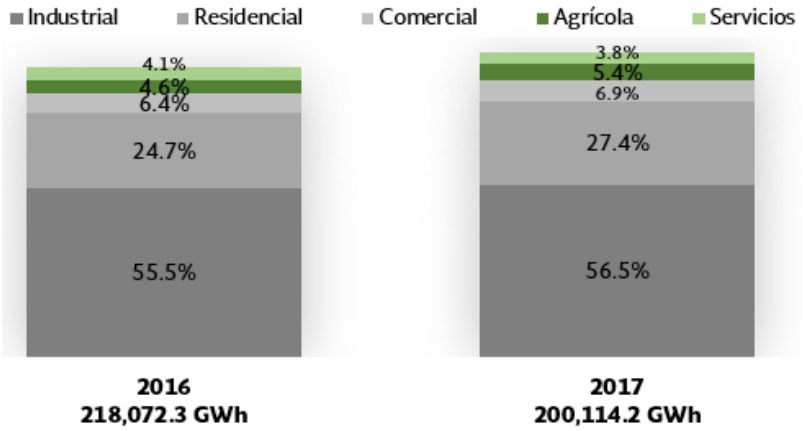
Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Ventas de energía eléctrica

Al cierre de 2017 las ventas de energía eléctrica registraron un decremento respecto al 2016 de 8.2%[24].

- El sector industrial ha concentrado el mayor nivel de ventas en los últimos años dada su alta demanda de energía eléctrica para los procesos de producción de sus productos (véase figura 2.6).

FIGURA 2. 6. VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR TARIFARIO
(Porcentaje, GWh)



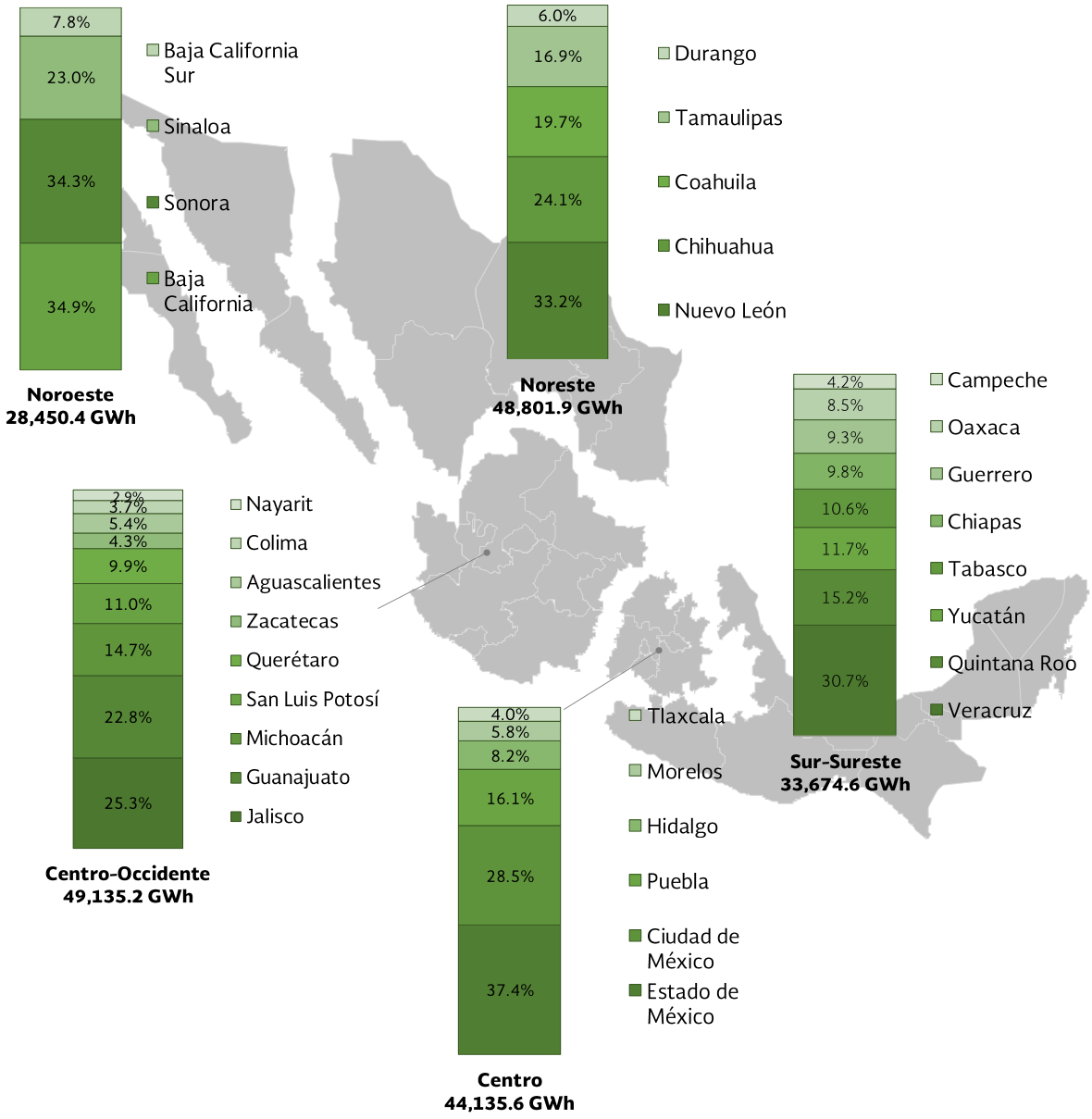
Fuente: Elaborado por SENER con información del Sistema de Información Energética (SIE).

- La región centro-occidente concentró el 24.6% del total de ventas registrado en 2017, posicionándose como la región con el mayor nivel dentro del total nacional.

[24] Uno de los factores a los que se le atribuye esta reducción es a que, con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, algunos usuarios calificados tienen la opción de comprar dentro o fuera de él (directamente con el Generador) Además de considerar el cambio de metodología en la estimación de tarifas. El Sistema de Información Energética (SIE), por el momento, sólo reporta las ventas registradas por CFE.

- El Estado de México registró el mayor nivel de ventas en 2017 a nivel nacional, con 16,491 GWh.

FIGURA 2. 7. ESTRUCTURA DE LAS VENTAS INTERNAS POR ENTIDAD FEDERATIVA Y REGIÓN ESTADÍSTICA, 2017
(GWh, Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE.

Autoabastecimiento remoto

El autoabastecimiento remoto es el suministro de carga a través de la red de transmisión del servicio público, a proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora, medidos en Gigawatt hora. Como se observa en la tabla 2.1. hay un constante crecimiento en todas las regiones del SEN.

TABLA 2. 1. ENERGÍA ELÉCTRICA DE AUTOABASTECIMIENTO REMOTO
(GWh)

Región	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Tmca
Central	1,681	1,947	1,923	1,473	1,544	1,598	1,868	2,373	2,990	4,485	5,219	12.0
Oriental	1,096	1,142	1,322	1,423	1,369	1,670	2,398	2,764	3,162	3,828	5,264	17.0
Occidental	2,298	2,268	2,543	2,693	2,596	2,651	3,137	4,096	5,241	5,274	7,095	11.9
Noroeste	13	13	69	290	326	394	666	2,026	2,477	3,470	3,789	76.4
Norte	1,480	1,451	979	1,641	1,644	1,887	1,860	2,078	2,165	2,441	3,149	7.8
Noreste	4,022	3,934	3,826	4,252	4,244	3,847	4,946	5,282	6,603	8,255	11,126	10.7
Peninsular	37	17	41	110	101	110	132	213	336	444	674	33.7
Baja California	-	-	-	17	49	127	444	590	876	788	784	N.a.
Baja California Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N.a.
Mulegé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N.a.

Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Pérdidas de energía eléctrica

Otro de los componentes del consumo bruto de energía eléctrica son las pérdidas de energía eléctrica, que a su vez se clasifican en técnicas y no técnicas[25]. La reducción de estas pérdidas es uno de los objetivos en la planeación estratégica del SEN.

- En la última década, 2007-2017, la región central ha reducido en 3.8% las pérdidas de energía eléctrica pues ha llevado a cabo diversos mecanismos como la modernización de sus redes de distribución (véase tabla 2.2).

[25] Las pérdidas técnicas es la energía que se disipa a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión, transformación y distribución. Las pérdidas no técnicas es la energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación.

TABLA 2. 2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL
(GWh)

Región	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Tmca
Central	16,886	16,848	16,709	18,088	17,116	15,542	13,751	12,885	12,022	11,513	11,424	-3.8
Oriental	6,043	6,332	6,361	6,612	6,999	6,928	7,066	7,016	7,313	7,367	7,178	1.7
Occidental	6,087	6,604	7,224	7,943	8,920	8,844	8,763	8,822	8,571	8,152	7,624	2.3
Noroeste	1,993	2,020	2,061	1,956	2,062	2,142	2,265	2,300	2,215	2,374	2,355	1.7
Norte	2,568	2,586	2,672	2,866	3,280	3,278	3,355	3,024	2,845	2,884	2,896	1.2
Noreste	4,494	4,584	4,989	4,327	4,699	4,740	4,719	4,715	4,909	5,107	5,432	1.9
Peninsular	1,184	1,189	1,292	1,269	1,339	1,317	1,373	1,333	1,514	1,396	1,240	0.5
Baja California	1,094	1,060	965	982	986	1,082	1,042	1,027	1,047	1,008	1,066	-0.3
Baja California Sur	145	169	168	191	187	165	172	187	194	191	253	5.7
Mulegé	9	14	9	15	12	12	13	11	8	9	9	-0.3

Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Usos propios

Los usos propios es la proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras.

- Entre 2007 y 2017, el SEN registró una reducción de 20.4% en la variable de usos propios en términos de energía.

- En términos de potencia, para el mismo período de estudio, los usos propios del SEN se redujeron 27.6% (véase tabla 2.3).

TABLA 2. 3. USOS PROPIOS
(MW, GWh)

Año	SIN		SEN	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)
2007	1,516	9,095	1,590	9,626
2008	1,362	8,462	1,458	8,988
2009	1,238	8,487	1,332	9,018
2010	1,310	8,975	1,413	9,495
2011	1,398	9,625	1,496	10,132
2012	1,484	10,435	1,603	10,989
2013	1,498	9,628	1,608	10,147
2014	1,483	9,632	1,589	10,204
2015	1,091	6,936	1,190	7,460
2016	1,056	6,919	1,136	7,415
2017*	1,074	7,273	1,152	7,664

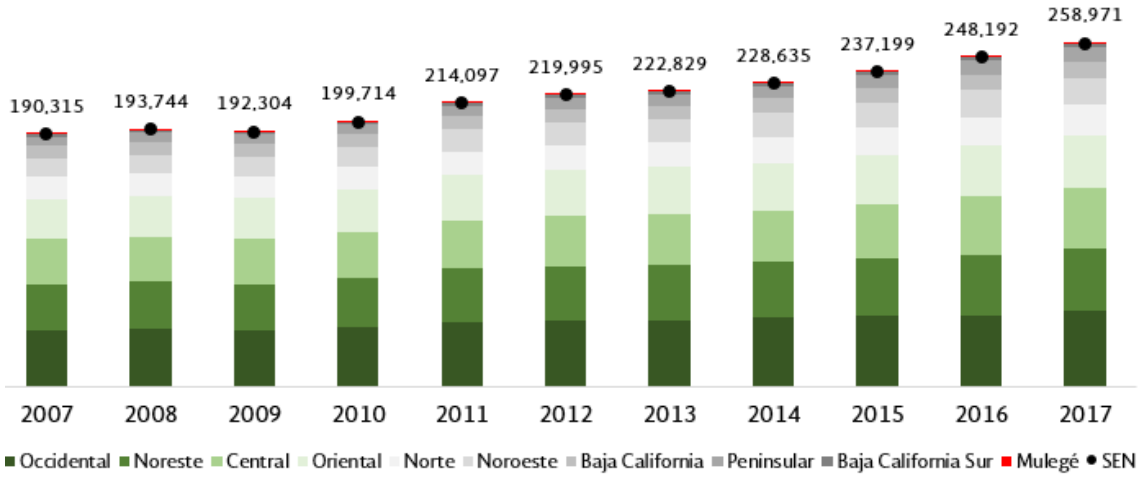
* Se reportan los Usos Propios correspondientes a los autoabastecidos para generación. Información preliminar al cierre de 2017
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

2.4.2. Consumo final de energía eléctrica

El consumo final de energía eléctrica se compone de las ventas de energía eléctrica por suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso y autoabastecimiento remoto.

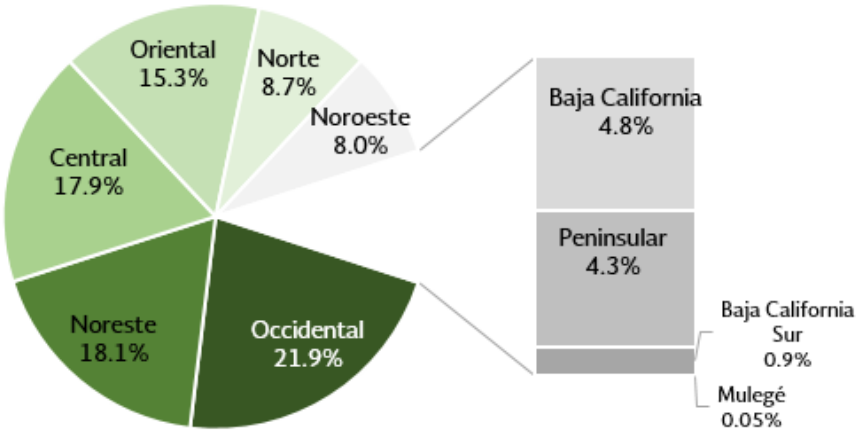
- Entre 2007 y 2017 el consumo final de energía eléctrica del SEN creció a una tasa media anual de 3.1%.
- La región Occidental tuvo la mayor participación en 2017 con 21.9%, del consumo total de energía eléctrica del SEN (véase figura 2.9 y 2.10).

FIGURA 2. 8. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2007-2017
(GWh)



Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

FIGURA 2. 9. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN, 2017
(Porcentaje)



Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

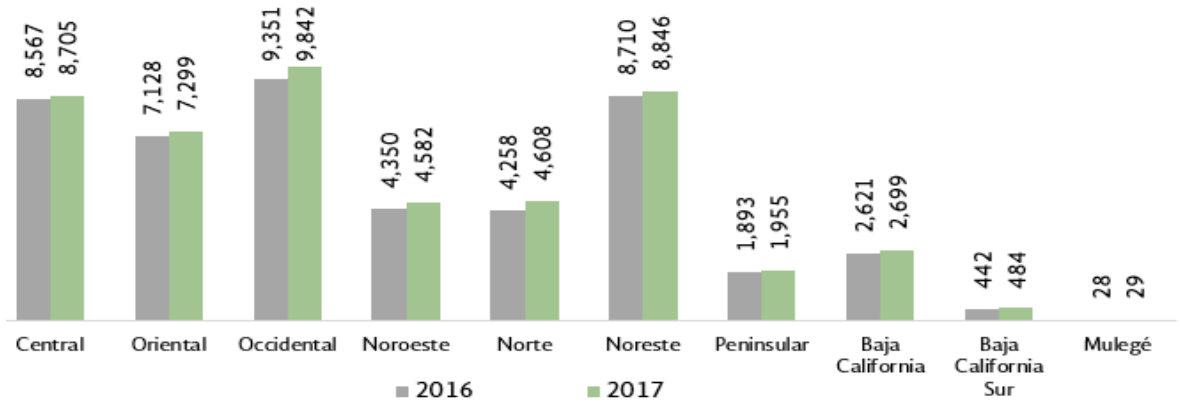
2.4.3. Demanda de Energía Eléctrica

La demanda de energía eléctrica se determina considerando las ventas en las diversas zonas del país, pérdidas eléctricas, comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad, escenarios de consumo sectorial de electricidad, entre otros.

Al cierre de 2017 se registró una demanda máxima integrada de 43,319 MWh/h, 5.9% mayor que la registrada en 2016 (40,893 MWh/h).

- El mínimo de la demanda integrada en el SIN se observó el 1 de enero de 2017 a las 9:00 horas, registrando 18,800 MWh/h.
- Los mayores valores de demanda del SIN, se registraron el 23 de junio de 2017 a las 16:00 horas y 17: horas, reportando 43,319 MWh/h.
- Las regiones de control Norte y Occidental, que se caracterizan por un alto nivel industrial, fueron las que registraron mayores incrementos en sus demandas máximas al crecer 8.2% y 5.3% respectivamente (véase figura 2.10).

FIGURA 2. 10. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL, 2016-2017
(MWh/h)

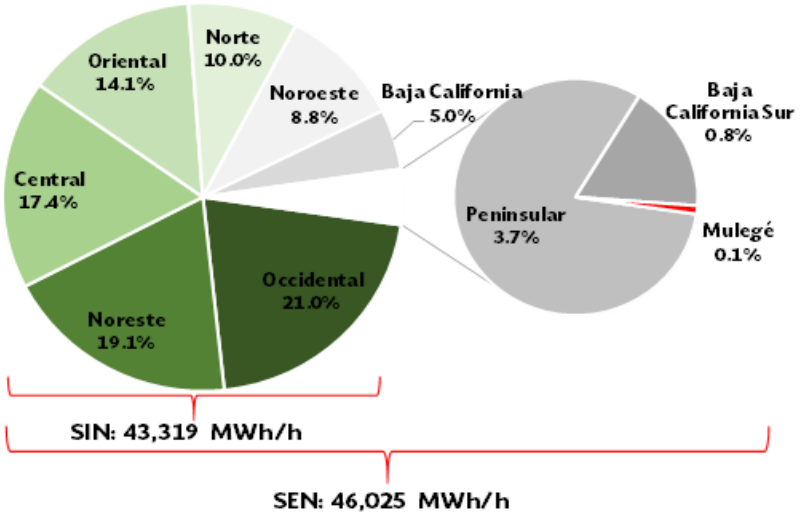


Fuente: Elaborado por la SENER con información de CENACE.

La Demanda Máxima Coincidente es la demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; equivale a la demanda máxima que se tendría si el conjunto fuera un sistema único.

- Al cierre de 2017 la demanda máxima coincidente registrada para el SEN fue de 46,025 MWh/h.
- Sin considerar los sistemas aislados, la demanda máxima coincidente reportada para el SIN fue de 43,319 MWh/h (véase figura 2.11).

FIGURA 2. 11. DEMANDAS COINCIDENTES CON EL SIN, 2017
(Porcentaje)



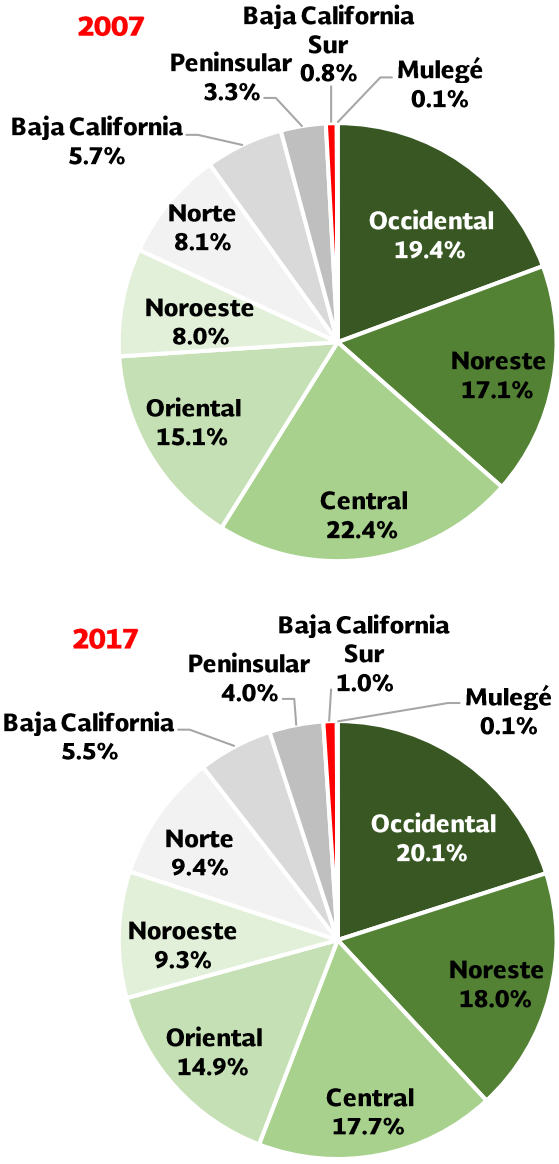
Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La Demanda Máxima Bruta se define como la potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de centrales generadoras.

- Para el SIN, esta demanda creció a una tasa media anual de 2.9% desde el año 2007 para situarse en 2017 en 43,319 MWh/h.

- La región con mayor crecimiento en los últimos diez años fue la de Baja California Sur seguida por Peninsular con 4.7% y 4.4% respectivamente (véase figura 2.12).

FIGURA 2. 12. DEMANDA MÁXIMA BRUTA, 2007 Y 2017
(Porcentaje)



Baja California Sur incluye Sistema La Paz. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

2.5. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

El sector eléctrico en México sigue en un proceso de transición hacia el uso de combustibles más limpios, de ahí que en los últimos diez años se ha visto un notable cambio en la matriz de generación eléctrica. La infraestructura del SEN se ha fortalecido con la incorporación de nuevas tecnologías con altos niveles de eficiencia, tanto en las centrales de generación como en la Red Nacional de Transmisión.

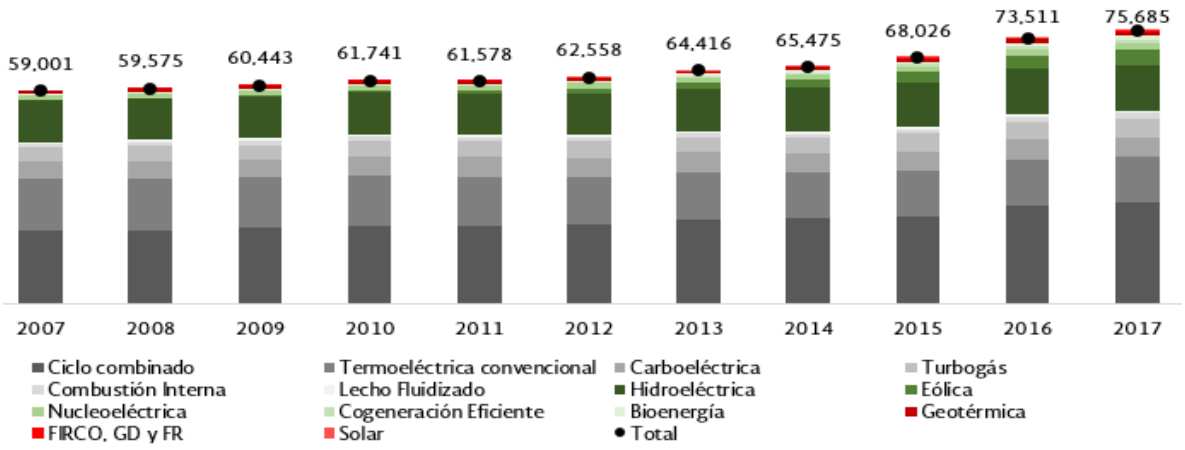
Así, al cierre de 2017 en el SEN, se registraron 797[26] centrales de generación eléctrica de las cuales 526 corresponden a centrales en operación de tecnologías convencionales y 271 de tecnologías limpias. En materia de transmisión se incrementó la capacidad 3.4% y la longitud de las líneas en 2.8% respecto al 2016, como se describe más adelante.

2.5.1. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica

En 2017 se registró una capacidad de generación total de 75,685 MW, 3.0% mayor que la registrada en 2016.

- Entre 2007 y 2017, la capacidad de generación eléctrica creció a una tasa media anual de 2.5%.
- Las tecnologías limpias crecieron a un ritmo de 4.6% en promedio anual, para el período 2007-2017.
- Las centrales de tecnología termoeléctrica convencional tuvieron un decrecimiento en los últimos diez años de 1.2% en promedio anual (véase figura 2.13).

FIGURA 2. 13. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2007-2017
(MW)



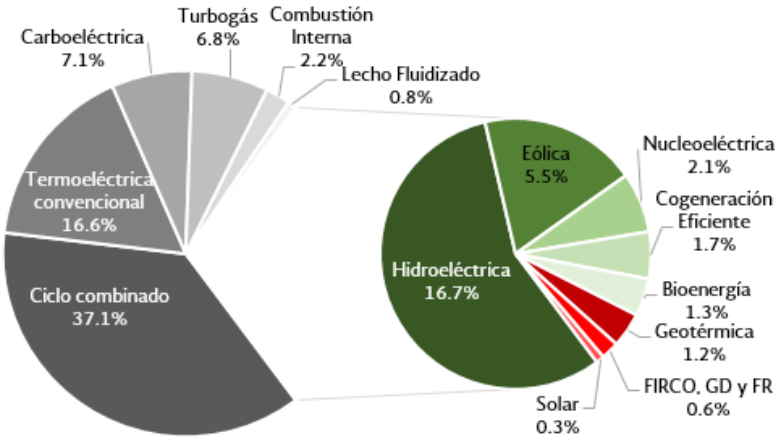
FIRCO: Fideicomiso de Riesgo Compartido. GD: Generación Distribuida. FR: Frenos Regenerativos.
Fuente: Elaborado por SENER.

- 70.5% de la capacidad de generación total del SEN en 2017, provino de 526 centrales con tecnologías convencionales, equivalente a 53,358 MW.
- El ciclo combinado tuvo una participación de 37.1% dentro de la capacidad instalada en 2017.
- 29.5% de la capacidad de generación total del SEN en 2017, provino de 271 centrales con tecnologías limpias, equivalente a 22,327 MW.

[26] Ver cuadro A.1 del Anexo Estadístico.

- Las centrales hidroeléctricas concentran la mayor participación, dentro de las energías limpias, en la capacidad instalada de 2017 con 86 centrales y 12,642 MW instalados (véase figura 2.14).

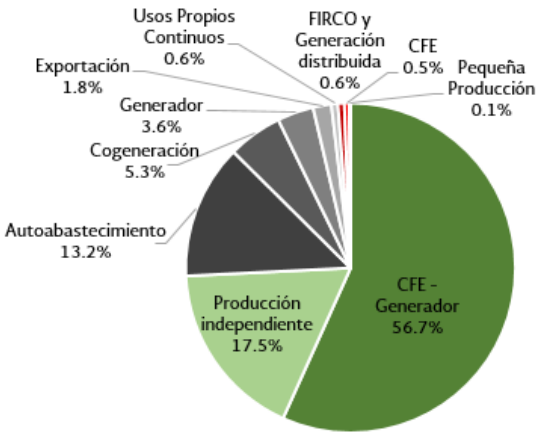
FIGURA 2. 14. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA, 2017
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

En 2017 se registraron 29,578 MW de capacidad instalada bajo modalidades conforme a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE, Ley derogada) y 46,107 MW bajo modalidades conforme a la LIE[27] y otros[28].

FIGURA 2. 15. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR MODALIDAD, 2017
(Porcentaje)



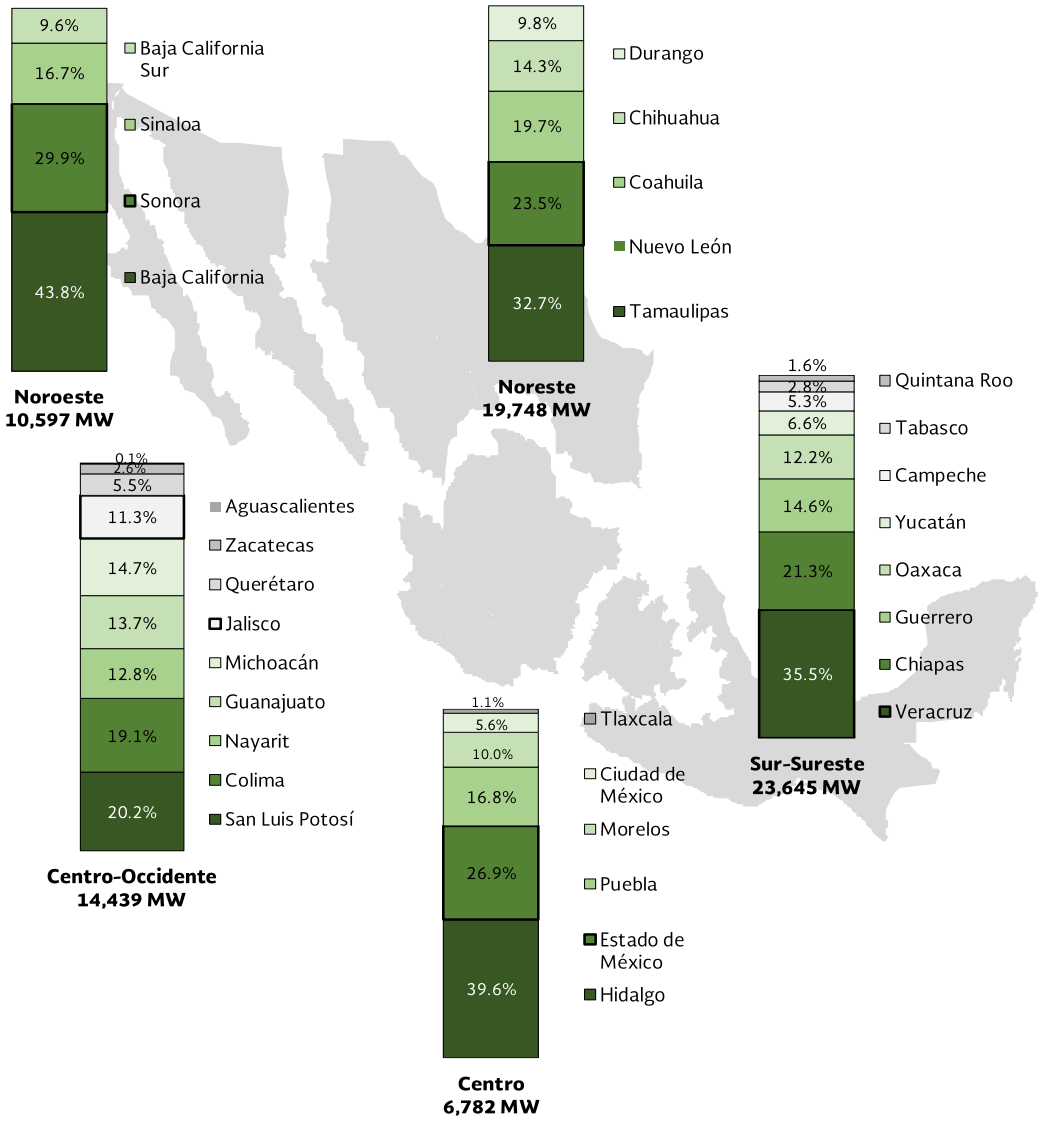
Fuente: Elaborado por SENER.

- Por región estadística[29] al cierre de 2017, el Sur- Sureste representó el 31.2% del total de capacidad total instalada de generación eléctrica.

[27] Modalidades LSPEE: CFE, Producción Independiente, Autoabastecimiento, Pequeña producción, Cogeneración, Exportación y Usos propios continuos. Modalidades LIE: CFE-Generador y Generador.
[28] Central Eléctrica Legada y Central Externa Legada.
[29] Las cinco regiones, de acuerdo con la clasificación del Gobierno Federal son: Noroeste, Noreste, Norte, Centro -Occidente, Centro y Sur-Sureste.

- Veracruz es el estado que concentra el mayor porcentaje de capacidad instalada, con el 11.1% del total nacional, esto es gracias a una alta concentración de recursos hídricos y eólicos, y a la ubicación de la central nuclear Laguna Verde. Caso contrario, el estado de Aguascalientes tuvo una representación de 0.02% del total nacional (véase figura 2.16).

FIGURA 2. 16. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2017
(MW, Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

2.5.2. Generación Bruta de Energía Eléctrica

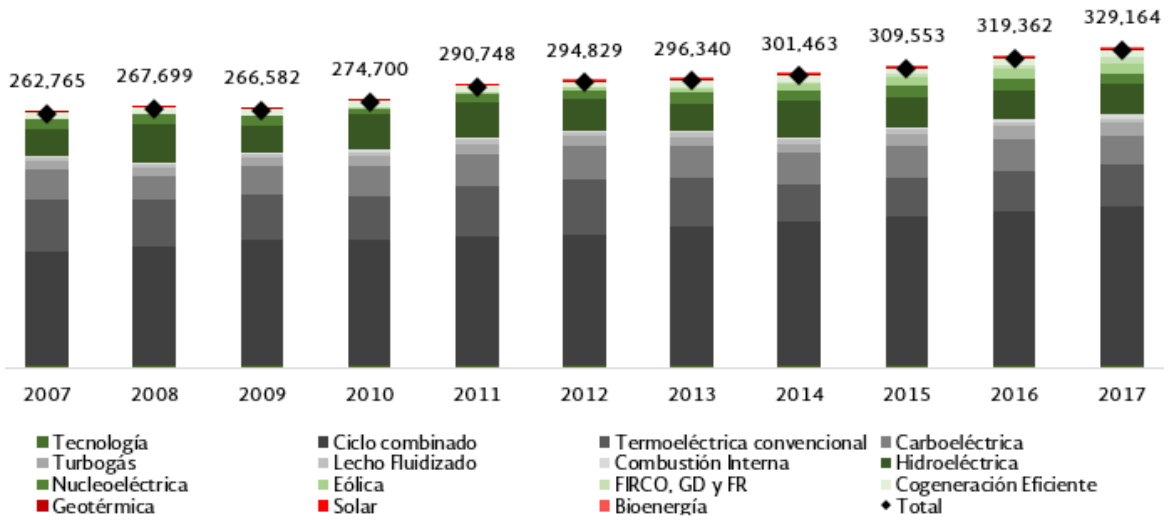
En el período comprendido entre 2007 y 2017, la generación bruta de energía eléctrica creció a una tasa media anual de 2.8%.

- La generación eléctrica con combustibles fósiles se ha incrementado 1.8% en promedio anual. Sin embargo, la tecnología termoeléctrica convencional presenta una tasa de decrecimiento de 2.4% en promedio anual.

- La generación con energías limpias se incrementó a una tasa media de crecimiento anual de 4.2% de 2007 a 2017. La tecnología eólica presentó la mayor tasa de crecimiento con 45.6% anual.

- En 2017 la generación bruta de energía eléctrica se ubicó en 329,162 GWh, 3.1% superior a la registrada en 2016. El 78.9% de la generación eléctrica provino de tecnologías convencionales y el restante 21.1% de tecnologías limpias (véase figura 2.17).

FIGURA 2. 17. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(GWh)



Fuente: Elaborado por SENER.

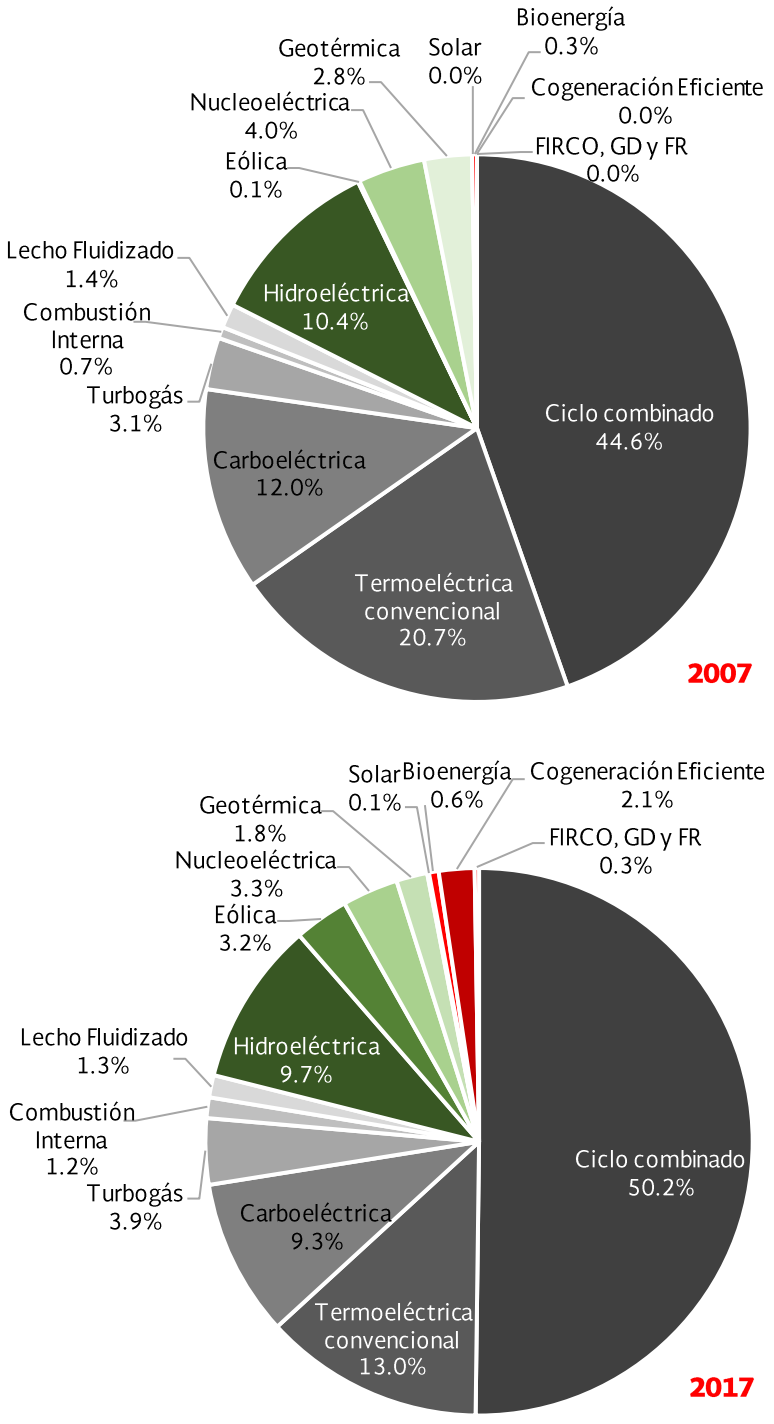
De 2007 a 2017, se generó 66,399 GWh más, pasando de 262,765 GWh a 329,164 GWh. Además, en los últimos diez años la matriz de generación se ha diversificado notoriamente como se muestra en la figura 2.18.

- En 2007 la generación con energía eólica fue de 248 GWh, para 2017 está fue de 10,620 GWh, representando el 3.2% del total del SEN.

- Si bien la energía hidroeléctrica presentó una menor participación en la matriz de generación de 2007 a 2017, no disminuyó la generación eléctrica pues ésta se incrementó 4,523 GWh, para ubicarse en 31,848 GWh.

- La energía generada con tecnologías termoeléctrica convencional y carboeléctrica, redujeron en conjunto su participación de 33% a 22% en 2017, resultado del retiro de centrales por altas emisiones contaminantes, de la reconversión de las centrales termoeléctricas a duales y de los altos precios de los combustibles empleados (véase figura 2.18).

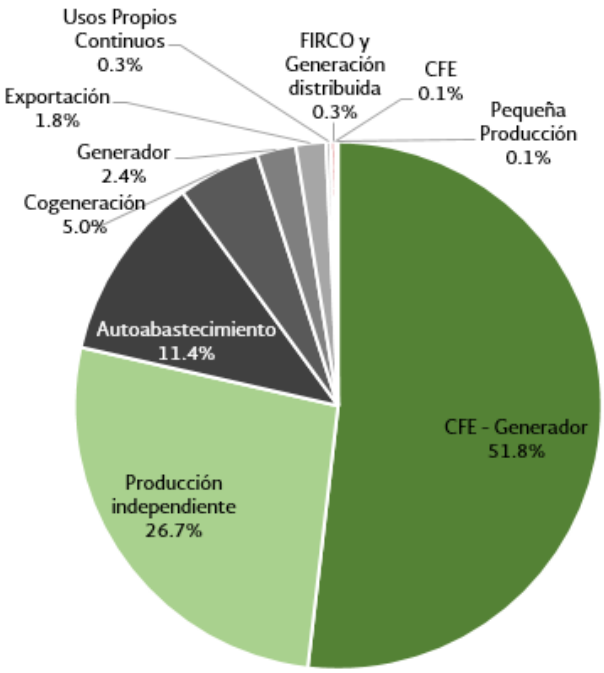
FIGURA 2. 18. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA, 2007 VS 2017
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

En 2017 CFE[30] en conjunto con la modalidad de Producción Independiente concentraron el 78.7% de la generación total de electricidad (véase figura 2.19).

FIGURA 2. 19. GENERACIÓN ELÉCTRICA POR MODALIDAD, 2017
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER,

Respecto a la generación de energía eléctrica por entidad federativa en 2017 se observó lo siguiente:

- El estado de Veracruz registró el mayor nivel de generación de energía eléctrica con una participación de 12.1% del total.
- El estado de Michoacán presentó el mayor crecimiento de generación entre 2016 y 2017, con el 74.7%.
- El estado de Nayarit registró un decrecimiento en la energía generada reportada de 39.1%, equivalente a 1,743 GWh.
- Los estados de Coahuila y Yucatán también presentan un déficit en la generación de energía, pues al corte de 2017 redujeron su producción en 18.4% y 210.0% respectivamente (véase tabla 2.4).

[30] Bajo las modalidades: CFE (LSPEE) y CFE-Generador (LIE).

TABLA 2. 4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA

(GWh)

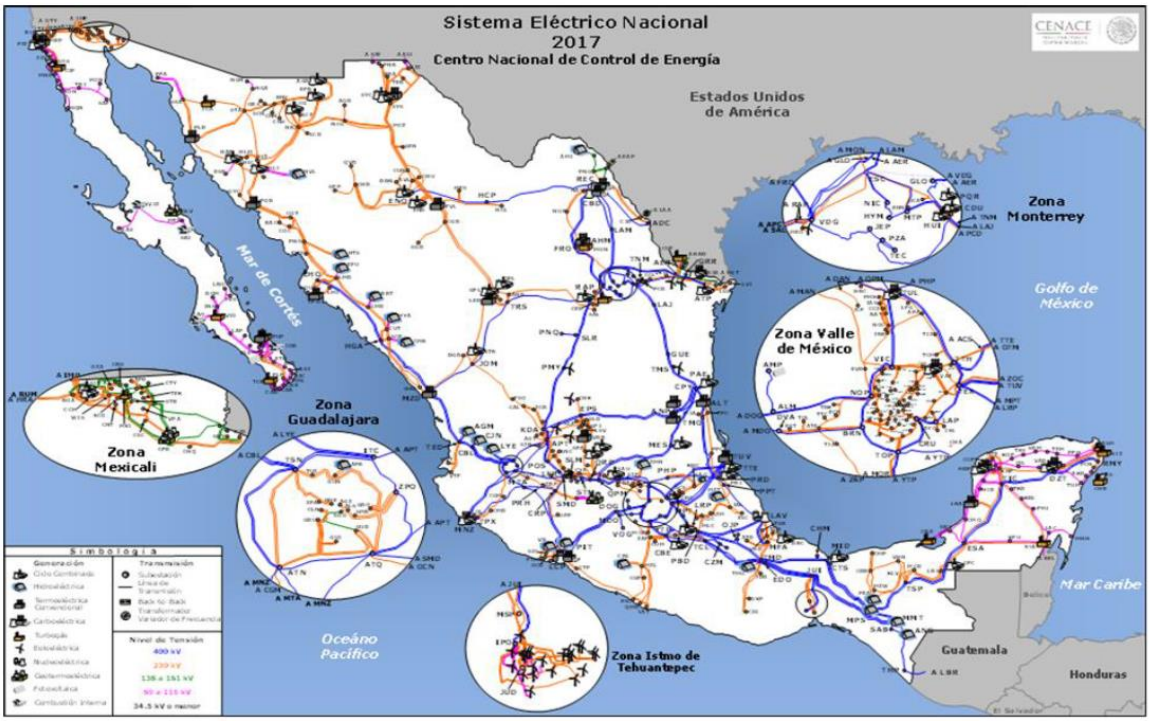
Entidad	Generación 2016	Generación 2017	TCA(%)
Aguascalientes	40	36	-11.1
Baja California	19,427	20,234	4.2
Baja California Sur	2,947	3,072	4.3
Campeche	3,574	3,386	-5.3
Chiapas	10,832	11,322	4.5
Chihuahua	16,282	14,910	-8.4
Coahuila	20,746	16,927	-18.4
Colima	13,453	14,489	7.7
Ciudad de México	739	985	33.3
Durango	9,236	9,904	7.2
Estado de México	6,836	7,198	5.3
Guanajuato	9,919	11,443	15.4
Guerrero	22,066	19,886	-9.9
Hidalgo	13,317	12,395	-6.9
Jalisco	1,485	2,355	58.6
Michoacán	4,544	7,940	74.7
Morelos	279	403	44.4
Nayarit	4,455	2,712	-39.1
Nuevo León	17,358	24,486	41.1
Oaxaca	9,706	8,427	-13.2
Puebla	5,800	6,020	3.8
Querétaro	4,037	4,791	18.7
Quintana Roo	124	147	18.0
San Luis Potosí	15,326	16,854	10.0
Sinaloa	5,151	6,538	26.9
Sonora	16,256	17,279	6.3
Tabasco	3,205	3,231	0.8
Tamaulipas	36,084	35,727	-1.0
Tlaxcala	427	410	-3.9
Veracruz	39,339	39,755	1.1
Yucatán	6,096	4,817	-21.0
Zacatecas	187	240	28.6
FIRCO y GD	93	842	809.5
Total	**319,364**	**329,162**	**3.1**

Fuente: Elaborado por SENER.

2.5.3. Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional

La RNT es un sistema integrado por un conjunto de redes eléctricas que transportan la energía eléctrica producida a las RGD y a los usuarios en general. Esta red se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las restantes pertenecen a los tres sistemas aislados de la Península de Baja California. En el mapa 2.2 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV.

MAPA 2. 2. RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017



Fuente: PRODESEN 2018-2032.

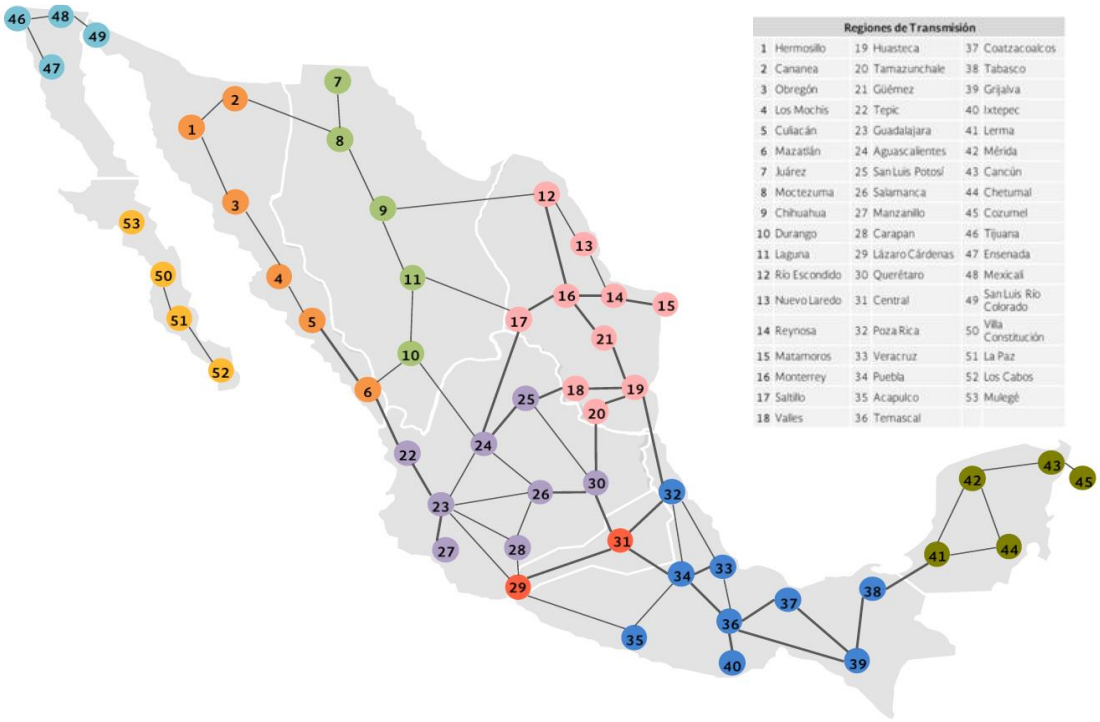
CFE a través de su empresa productiva subsidiaria CFE Transmisión, es actualmente el único proveedor del servicio y responsable de la transmisión de energía eléctrica en el país[31], además de que recibe sus ingresos del CENACE con base en una tarifa regulada por la CRE. Para el caso de la distribución de electricidad, CFE, a través de la empresa productiva subsidiaria CFE Distribución presta el servicio de distribución de energía eléctrica en las RGD[32].

Transmisión

En el mapa 2.3 se observa las regiones de transmisión del SEN.

[32] De acuerdo con los artículos 3, fracción XXXVII y 43 de la LIE, las Redes Particulares no forman parte de la Red Nacional de Transmisión ni de las Redes Generales de Distribución y el transporte de energía eléctrica a través de estas se sujeta a disposiciones emitidas para éstas.

MAPA 2. 3. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN, 2017



Fuente: PRODESEN 2018-2032.

- Al cierre de 2017, la capacidad de los enlaces de las 53 regiones de transmisión de SEN fue de 76,697 MW, 3.4% mayor que la registrada en 2016[33].

- La capacidad de los enlaces en las regiones de transmisión del SIN fue de 74,929 MW y 1,786 MW para el caso de los sistemas aislados de la Península de Baja California (véase mapa 2.4).

- La región Noroeste tuvo un crecimiento de 14.8% entre 2016 y 2017.

- La región Noreste concentró el 24.7%, equivalente a 18,960 MW, del total de la capacidad de transmisión del SEN (véase figura 2.20).

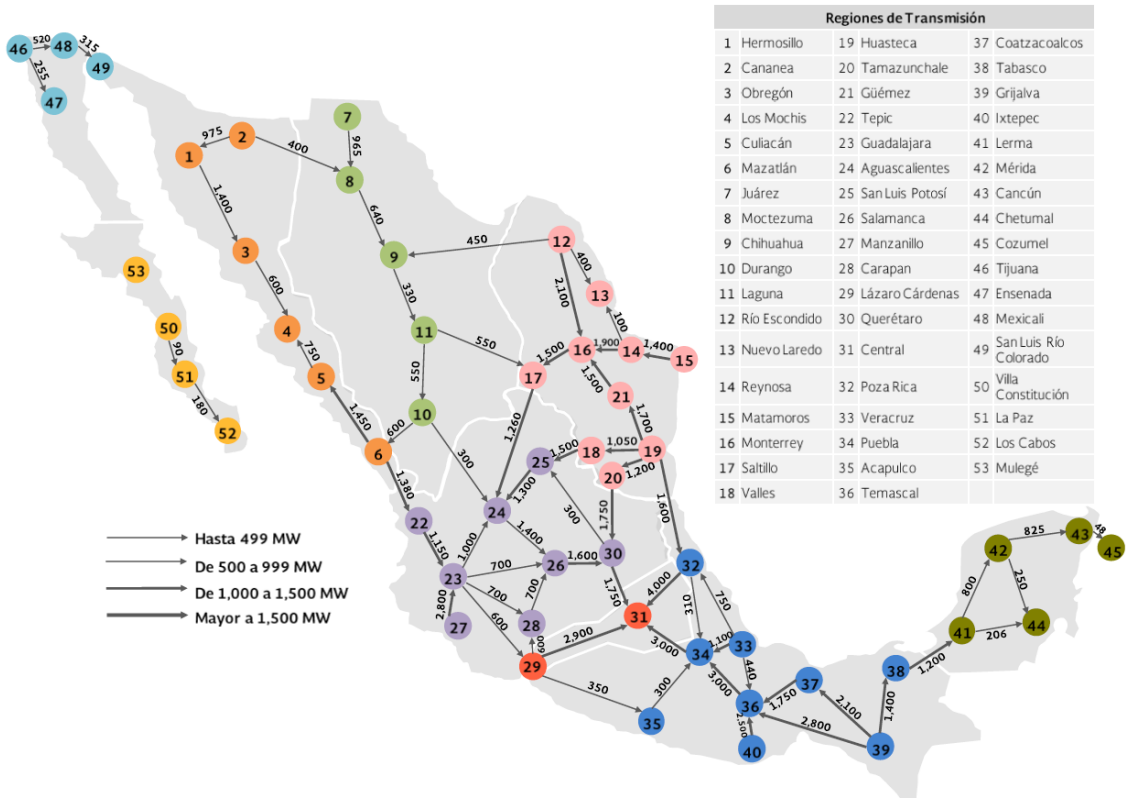
- En 2017 se registró un incremento de 2.8% (2,909 km) respecto al año anterior en la longitud de las líneas de transmisión, para alcanzar los 107,042 kilómetros.

- Existen líneas de transmisión, definidas como "Otras", corresponde a líneas de transmisión legadas a y controladas por CFE Transmisión, en 2017 estas líneas se incrementaron 93.9% en comparación al 2016 (véase tabla 2.5).

- Por entidad federativa, los estados de Sonora, Veracruz y Chihuahua concentraron el 8.5%, 8.3% y 8.0% respectivamente, 24.8% del total de la red troncal (véase tabla 2.6).

[33] Ver Cuadro A.2 del Anexo Estadístico.

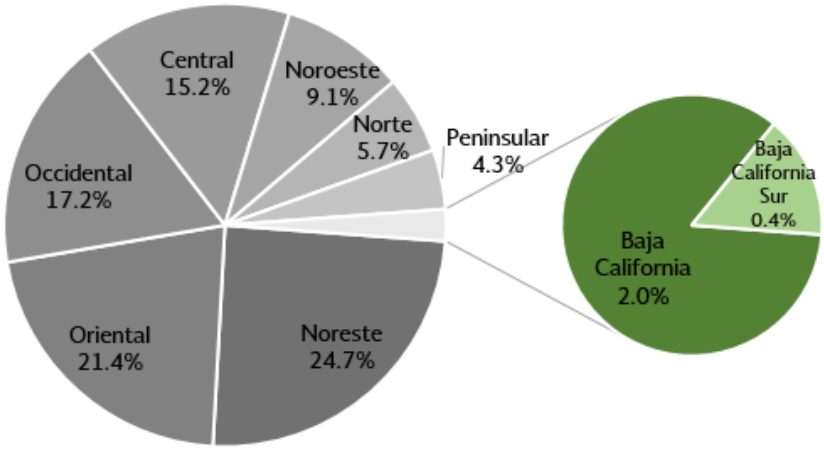
MAPA 2. 4. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN, 2017



Fuente Elaborado por SENER.

FIGURA 2. 20. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL, 2017

(Porcentaje)



Baja California Sur: Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado que no cuenta con enlaces).
Fuente Elaborado por SENER.

TABLA 2. 5. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, 2016 Y 2017

Líneas de transmisión	Longitud 2016	Longitud 2017
CFE	**102,391**	**103,665**
Transmisión (161 a 400 kV)	**52,061**	**52,606**
Nivel de Tensión 400 kV	24,324	24,356
Nivel de Tensión 230 kV	27,214	27,731
Nivel de Tensión 161 kV	523	518.87
Transmisión (69 a 138 kV)	**50,330**	**51,059**
Nivel de Tensión 138 kV	1,152	1,691
Nivel de Tensión 115 kV	46,326	46,893
Nivel de Tensión 85 kV	180	132.68
Nivel de Tensión 69 kV	2,672	2,343
Otras	**1,742**	**3,378**
Nivel de Tensión 400 kV	390	390
Nivel de Tensión 230 kV	1,352	1,365
Nivel de Tensión 115 kV	-	960
Nivel de Tensión 85 kV	-	662
Total Transmisión	**104,133**	**107,042**

La Subdirección de Transmisión (S.T.) de la CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo con convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña.
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 2. 6. RESUMEN DE KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017

No.	Entidad Federativa	Categoría		Total (km)
		400 kV	230 kV	
1	Aguascalientes	281	421	701
2	Baja California	-	1,038	1,038
3	Baja California Sur	-	375	375
4	Campeche	728	566	1,294
5	Ciudad de México	164	432	596
6	Coahuila	1,829	1,033	2,862
7	Colima	215	174	389
8	Chiapas	1,128	323	1,451
9	Chihuahua	214	4,104	4,318
10	Durango	189	936	1,125
11	Guanajuato	531	1,048	1,579
12	Guerrero	293	1,178	1,471
13	Hidalgo	655	695	1,351
14	Jalisco	1,803	1,065	2,869
15	Estado de México	1,073	1,075	2,148
16	Michoacán	986	613	1,599
17	Morelos	218	262	479
18	Nayarit	661	197	858
19	Nuevo León	1,794	448	2,243
20	Oaxaca	834	1,052	1,886
21	Puebla	1,672	340	2,012
22	Querétaro	397	308	705
23	Quintana Roo	154	519	673
24	San Luis Potosí	1,211	664	1,875
25	Sinaloa	1,440	1,572	3,011
26	Sonora	0	4,595	4,595
27	Tabasco	303	672	975
28	Tamaulipas	1,258	565	1,823
29	Tlaxcala	197	290	487
30	Veracruz	3,359	1,104	4,463
31	Yucatán	569	1,021	1,590
32	Zacatecas	592	411	1,003
Total		**24,747**	**29,095**	**53,842**

Fuente: Elaborado por SENER.

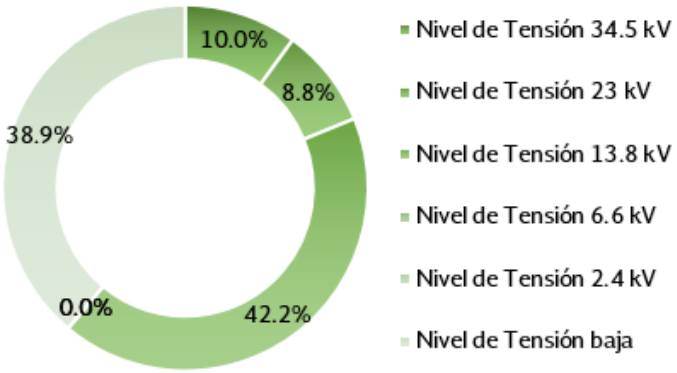
Distribución

Respecto a las RGD[34] que se integran por las redes en media tensión[35] y las redes de baja tensión[36], ofrecen servicio a 42.2 millones de usuarios, con una cantidad de 1,469, 458 piezas de transformadores de distribución y con una capacidad total de 54, 366 MVA

- Al cierre de 2017 se registró una reducción respecto al año 2016, en la longitud de las líneas de distribución de 0.1% para ubicarse en 829,925 kilómetros (véase figura 2.21).

[34] La Red General de Distribución se utiliza para transportar energía eléctrica al público en general.
[35] Redes en media tensión cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores a 35 kV.
[36] Red de baja tensión cuyo suministro se da a niveles iguales o menores de 1 kV.

FIGURA 2. 21. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN, 2017
(Kilómetros)

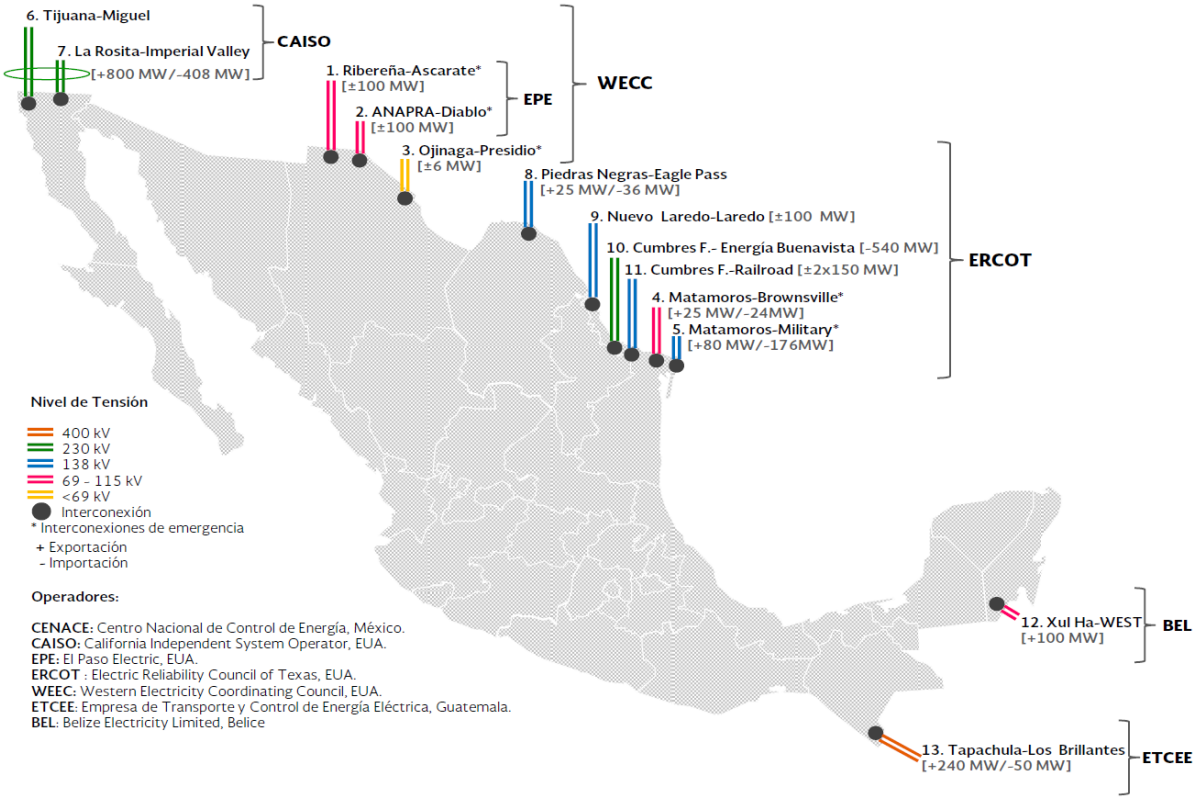


CFE Distribución, en el 2017, dejó de reportar líneas que atendía a 138, 115, 85 y 68kV
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Interconexiones Fronterizas

Existen 13 interconexiones internacionales en México con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica (véase mapa 2.5 y cuadro 2.2).

MAPA 2. 5. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

CUADRO 2. 2. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

Norteamérica		Centroamérica
De emergencia	**Permanentes**	
Ribereña - Ascárate	Tijuana – Miguel	Xul Ha - West
ANAPRA – Diablo	La Rosita – Imperial Valley	Tapachula - Los Brillantes
Ojinaga - Presidio	Piedras Negras – Eagle Pass	
Matamoros – Brownsville	Nuevo Laredo – Laredo	
Matamoros - Military	Cumbres F. – Planta Frontera	
	Cumbres F. - Railroad	

Fuente: Elaborado por la SENER.

CAPÍTULO TRES. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2018-2032

En el presente capítulo se describe cada uno de los componentes del ejercicio de planeación indicativa, contenidos en el PRODESEN 2018-2032, como son el comportamiento esperado del consumo de energía y la demanda; las adiciones de capacidad de generación y la capacidad instalada que tendrá el SEN al final del período de proyección; la evolución esperada de la generación de energía eléctrica y el consumo de combustible asociado y, la expansión necesaria de la red de transmisión y distribución que satisfaga las necesidades crecientes de energía eléctrica.

3.1. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032

La prospectiva del sector eléctrico toma como insumo principal el ejercicio de planeación indicativa publicado en el PRODESEN 2018-2032. Este documento contiene la planeación del SEN, el cual está conformado por dos programas fundamentales:

- **Programa Indicativo para la Instalación y retiro de Centrales Eléctricas** (PIIRCE). Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y cumplir con las Metas de Energías Limpias. Contiene la proyección a 15 de años de la nueva capacidad de generación[37] por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas centrales eléctricas, así como las unidades o centrales notificadas por los generadores para su retiro[38].

- **Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión** (PAMRNT) y de las **Redes Generales de Distribución** (PAMRGD)[39]. Contiene información detallada del sistema eléctrico existente, tanto de los proyectos de centrales eléctricas como centros de carga y de redes eléctricas, que se han determinado para iniciar operación en fechas programadas.

El PRODESEN 2018-2032 está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018, al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI), al PRONASE 2014-2018 y al PETE 2017- 2018.

El ejercicio de planeación del PRODESEN 2018-2032, considera tres escenarios: Bajo, Medio y Alto. Para fines de este documento, se hará referencia al escenario Medio o de Planeación.

3.2. Supuestos del Escenario de Planeación

Para llevara a cabo el ejercicio de planeación indicativa del sector eléctrico en México, es necesario contar con un conjunto de variables como el comportamiento esperado de la economía nacional que refleja las necesidades que tendrá el país en materia de energía eléctrica; los pronósticos de los precios de combustibles, el potencial de generación de las energías renovables y las metas fijadas en la LTE (descritas en el primer capítulo de este documento), para una mayor participación de energías limpias en la matriz energética.

[37] El PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará 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 hacerlo en congruencia con dicho programa.
[38] Artículo 18 de la LIE.
[39] Para mayor detalle consulte: http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx

3.2.1. Entorno Macroeconómico Nacional

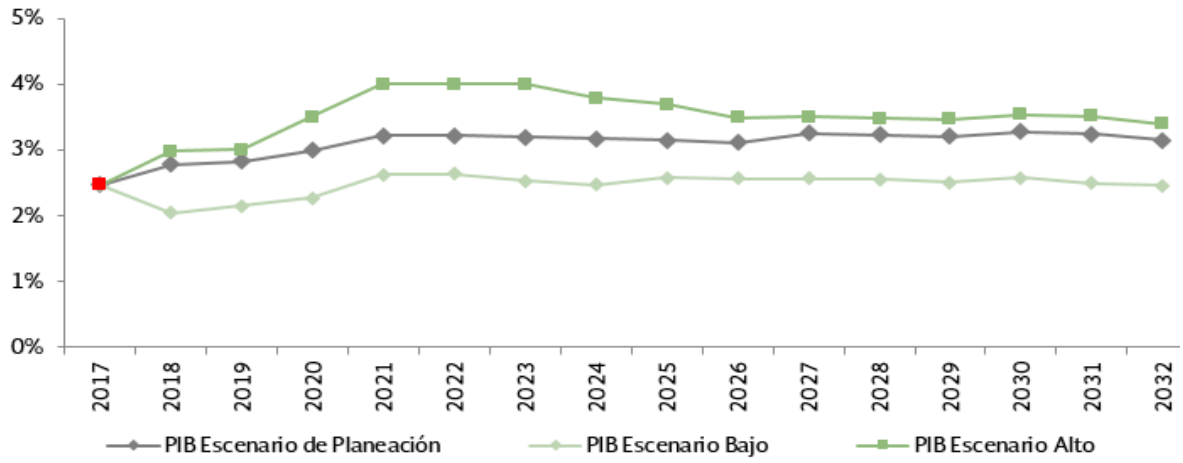
Para la elaboración del ejercicio de planeación publicado en el PRODESEN 2018-2032, se considera los pronósticos de crecimiento económico esperados para los próximos 15 años, tomando como base principal los Criterios Generales de Política Económica 2017 publicados por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público.

En el presente apartado se abordarán las principales variables que influyen en el comportamiento de la demanda y el consumo de energía eléctrica que, a su vez, son las premisas que se requiere para determinar la infraestructura eléctrica que satisface los requerimientos de energía de la población en los próximos años.

Producto Interno Bruto

Para el período 2018-2032 se prevé que el PIB, presente una tasa media de crecimiento anual de 3.2% en el escenario medio o de planeación, mientras que para los escenarios Bajo y Alto serán de 2.5% y 3.6%, respectivamente (véase figura 3.1).

FIGURA 3. 1. PRONÓSTICOS DE CRECIMIENTO DEL PIB, 2017-2032
(Variación anual)



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI, SHCP y Oxford Economics.

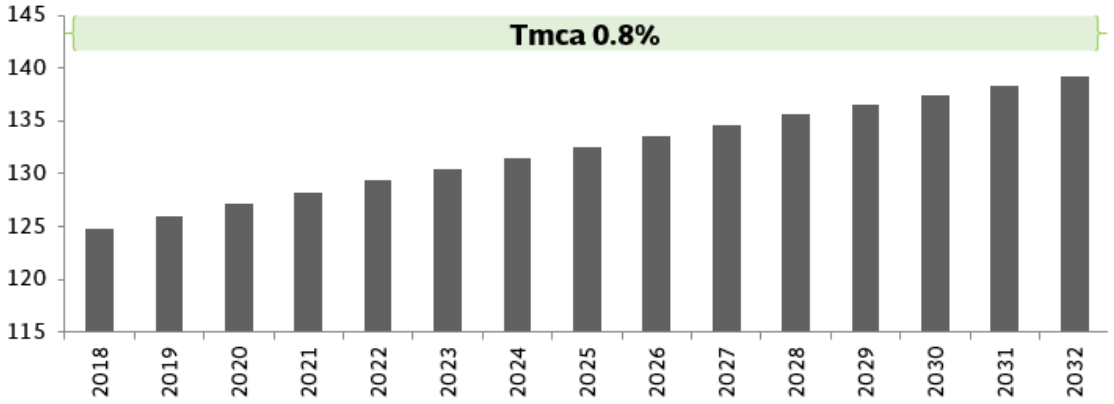
Población

Para el período prospectivo 2018-2032, se espera que la población crezca a una tasa media anual de 0.8% y registrar al final del período 139 millones de personas (véase figura 3.2).

Tipo de Cambio

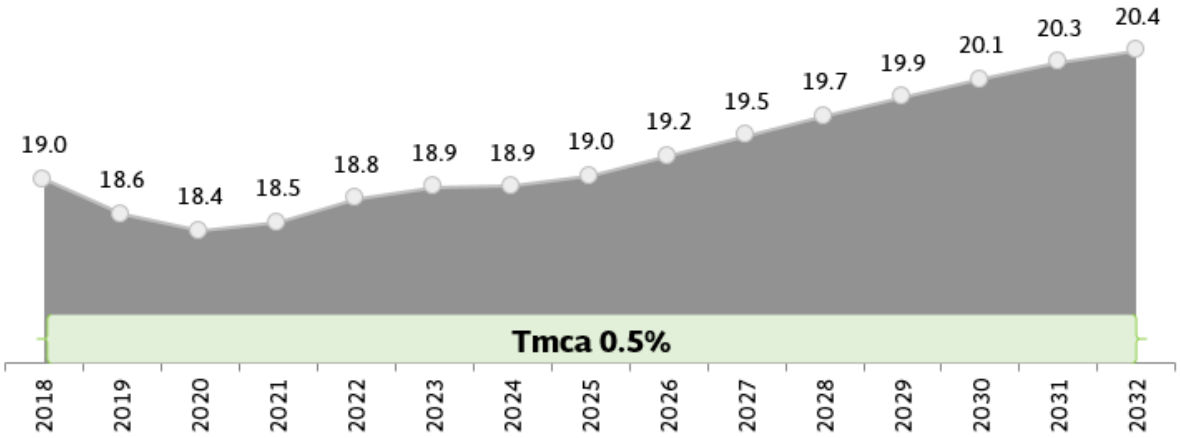
La importancia de identificar el comportamiento esperado del tipo de cambio peso-dólar, es por la relación que tiene con los pronósticos de los precios internacionales de los combustibles. Así, en el ejercicio de planeación el tipo de cambio esperado para 2018-2032 crecerá en promedio anual 0.6% (véase figura 3.3).

FIGURA 3. 2. PRONÓSTICOS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACIÓN EN MÉXICO, 2018-2032
(Millones de personas)



Tmca: Tasa media de crecimiento anual.
Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI y Oxford Economics.

FIGURA 3. 3. EVOLUCIÓN ESTIMADA DEL TIPO DE CAMBIO, 2018-2032
(Pesos por dólar)



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI y Oxford Economics.

3.2.2. Pronósticos de los precios de los combustibles

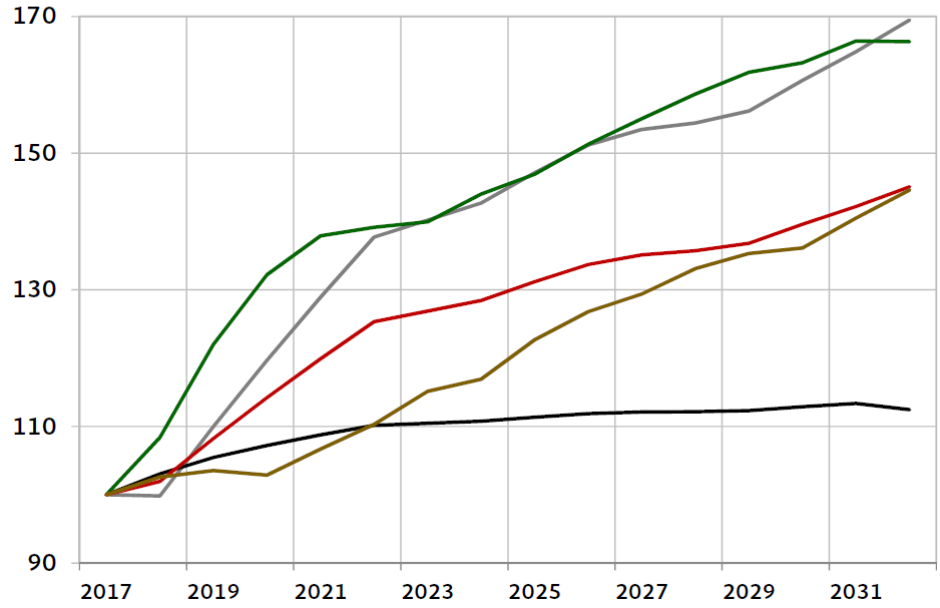
Los pronósticos de precios de combustibles para el ejercicio de planeación 2018-2032 se elaboraron con información de la CFE, la CRE, la Ley de Impuestos Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles e información de la *U.S. Energy Information Administration* (EIA, por sus siglas en inglés) de EE. UU[40].

El combustóleo y el gas natural son dos de los combustibles que se prevé presenten los crecimientos más altos dentro de los precios de los combustibles del escenario de planeación, con 3.6% y 3.4% respectivamente, a lo largo del período de proyección.

[40] Para mayor detalle en la metodología de los pronósticos de los precios, consulte el apartado 3.2 Pronósticos: Producto Interno Bruto, precios de los combustibles, consumo y demanda de energía eléctrica del PRODESEN 2018-2032.

FIGURA 3. 4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2018-2032, ESCENARIO DE PLANEACIÓN
(Tmca, Índice Base 2017= 100)

	TMCA[1/] (%)		
Escenario	Bajo	Planeación	Alto
Carbón	-0.5	0.8	1.9
Combustóleo	-3.0	3.6	8.9
Diésel	-1.5	2.5	6.6
Gas Natural	3.3	3.4	5.0
Uranio	2.4	2.5	2.5



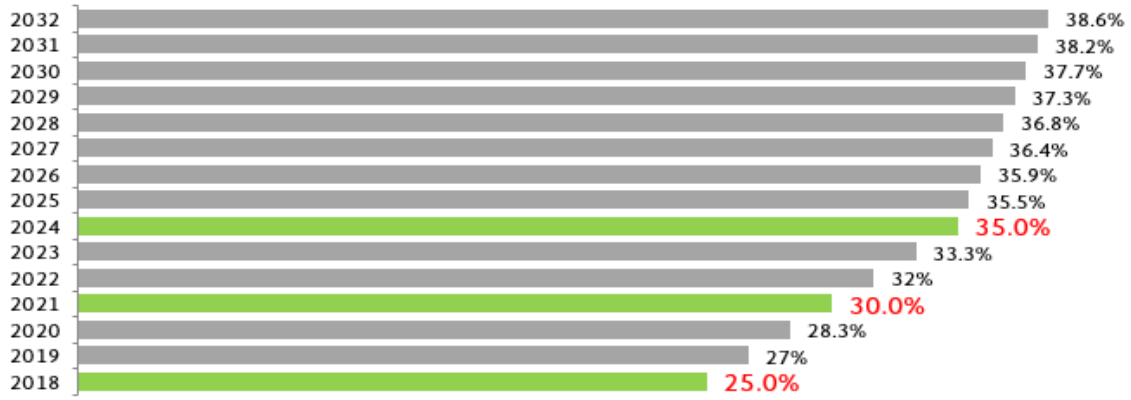
[1/] TMCA: Tasa media de crecimiento anual
Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER.

3.2.3. Potencial de Energías Renovables y Metas de Energías Limpias

El logro de las metas de generación limpia son uno de los supuestos base para el ejercicio de la planeación eléctrica, de ahí la importancia de considerar el potencial existente de las energías limpias en este ejercicio, puesto que indica cuales son los recursos existentes con los que se cuenta, creando un área de oportunidad para las nuevas inversiones que impulsarán una mayor participación de tecnologías limpias (véase cuadro 3.1).

Con el objetivo de apoyar la LGCC relacionado con las metas de reducción de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero y de generación de electricidad provenientes de fuentes de energía limpia. La LTE establece el incremento gradual de la participación de las energías limpias en la matriz de generación de energía eléctrica, a través del cumplimiento de metas de generación limpia establecidas (véase figura 3.5).

FIGURA 3. 5. TRAYECTORIA DE LAS METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de la Ley de Transición Energética.

CUADRO 3. 1. POTENCIAL DE ENERGÍAS LIMPIAS

Tecnología	Potencial Disponible (MW)	Tipo	Fuente
Bioenergía	1,478	Referente a zonas con alto potencial instalable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica cercanos a la RNT.	Atlas de Zonas con Energías Limpias (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/azel/
Eólica	15,000	Referente conservador del potencial instalable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica cercanos a la RNT.	Atlas de Zonas con Energías Limpias (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/azel/
Geotérmica	2,610	De acuerdo con la expectativa de crecimiento de la geotermia.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico
Hidroeléctrica	2,692	De acuerdo con el potencial probable y un factor de planta del 100%.	Inventario Nacional de Energías Renovables (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/inel/
Solar Fotovoltaica	11,661	Referente al potencial que cuenta con estudios técnicos y económicos	Inventario Nacional de Energías Renovables (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/inel/

Fuente: Elaborado por SENER.

3.3. Comportamiento esperado de la demanda y el consumo de energía eléctrica

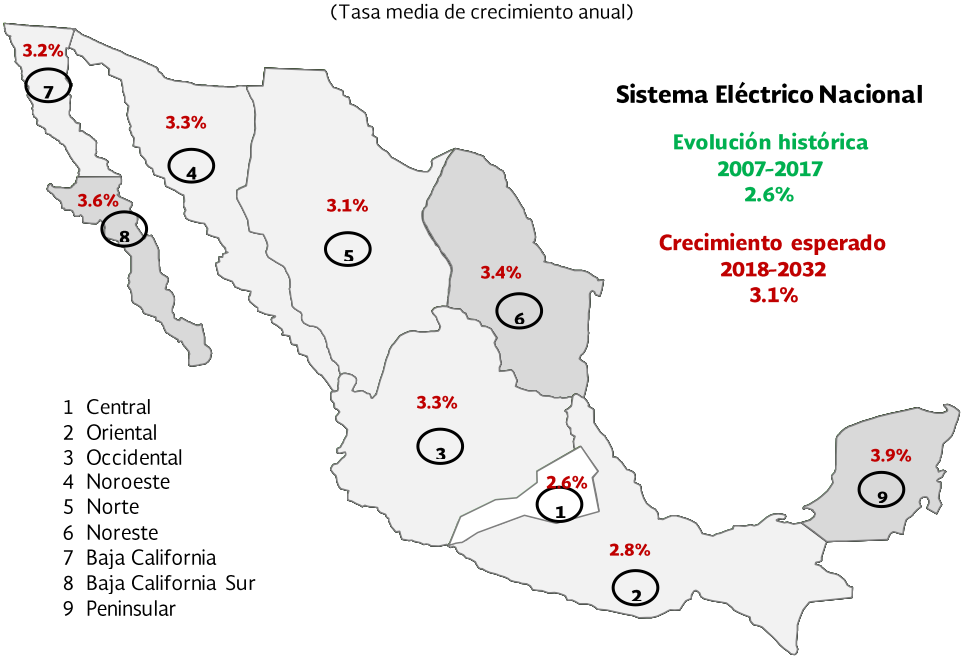
El CENACE tiene como facultad, una vez iniciado operaciones el -MEM y hasta en un período máximo de dos años, realizar a nombre de los suministradores y usuarios calificados participantes del mercado, la estimación de la demanda y consumo eléctrico de sus centros de carga, para fines de la planeación del despacho y operación del SEN[41].

Para elaborar los pronósticos consumo y demanda de energía eléctrica, CENACE requiere como insumos los pronósticos de crecimiento de la economía nacional y los pronósticos de precios de los combustibles, para el período prospectivo 2018-2032. En este apartado, se muestran todo lo antes mencionado, mismos que serán la base para la elaboración del PIIRCE y del PAMRNT contenidos en el PRODESEN 2018-2032.

3.3.1. Pronósticos del Consumo de energía eléctrica

Para determinar los pronósticos de los próximos 15 años del consumo de energía eléctrica[42], se requiere identificar el balance de energía histórico para cada una de las regiones de control y del SEN. El consumo de energía eléctrica está compuesto por el consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad e intercambios de energía con otros países. Así, para el período prospectivo 2018-2032 y de acuerdo con el escenario de planeación, se prevé que el consumo de energía eléctrica del SEN presente una tasa media de crecimiento anual de 3.1% (véase mapa 3.1).

MAPA 3. 1. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2018-2032
(Tasa media de crecimiento anual)



Fuente: Elaborado por SENER.

Entre 2018 y 2032, se estima que el consumo de energía eléctrica del SEN pase de 320,629 GWh a 492,165.0 GWh, lo que representa un incremento de 171,536 GWh. La región de control que registra la mayor

[41] Para mayor detalle consulte: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366665&fecha=31/10/2014
[42] Para la obtención del consumo bruto, el CENACE elabora modelos sectoriales de predicción incluyendo la información descrita en las etapas previas, para cada región y sector de consumo, los cuales pueden tener una o más variables asociadas para describir el consumo. PRODESEN 2018-2032.

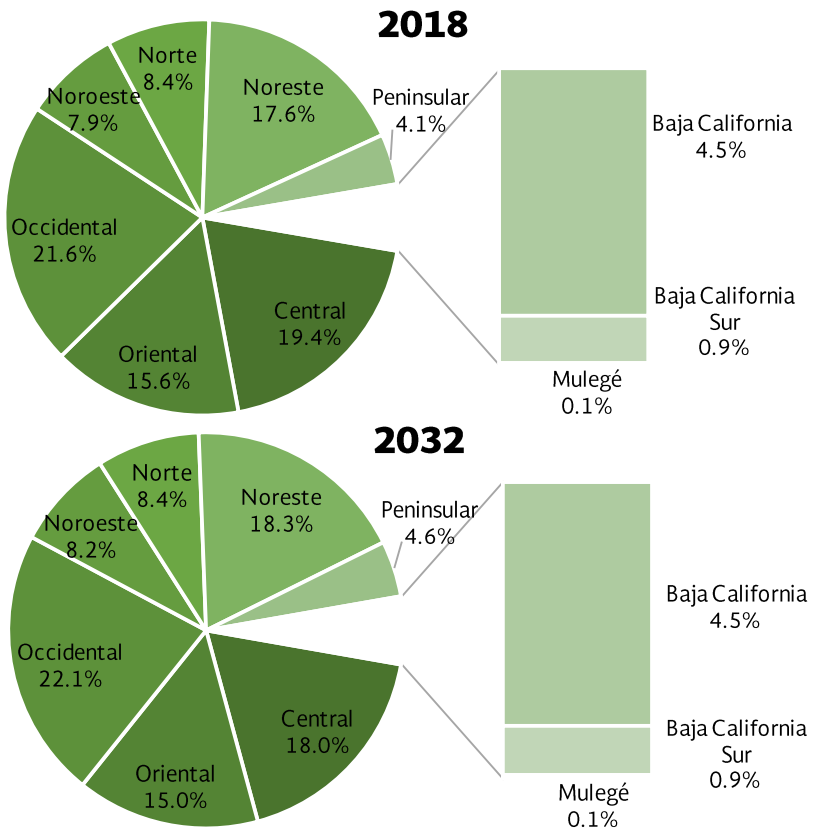
concentración de este consumo es Occidental con el 22%, contrario a los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé que mantendrá su participación de 4.5%, 0.9% y 0.1%, respectivamente, en los dos años comparados (véase tabla 3.1 y figura 3.7).

TABLA 3. 1. PRONÓSTICOS DE CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2018-2032
(GWh)

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

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

FIGURA 3. 6. PARTICIPACIÓN DE LAS REGIONES DE CONTROL EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2018 Y 2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

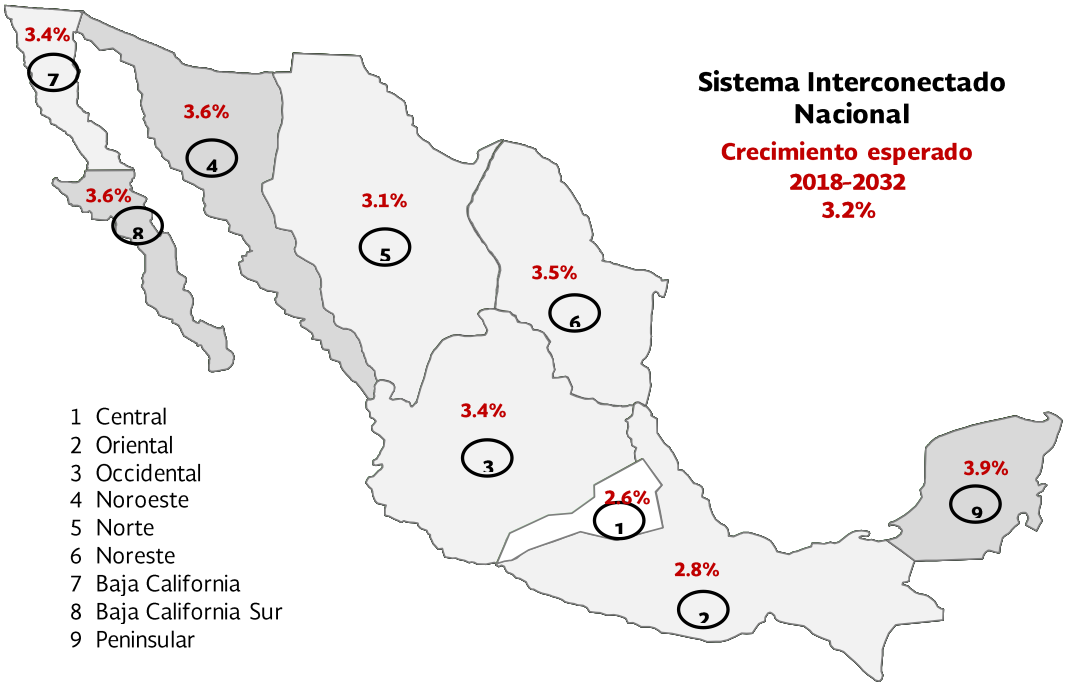
3.3.2. Pronósticos de Demanda Máxima

Para la elaboración de los pronósticos de demanda máxima integrada, se debe considerar las demandas horarias de las regiones de control, demandas máximas integradas e instantáneas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a mediana tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga[43].

Se prevé que para la demanda máxima integrada para el ejercicio de planeación 2018-2032, la tasa media de crecimiento anual sea de 3.2%. La demanda máxima integrada pronosticada para el SIN, pasará de 44,616 MWh/h en 2018 a 69,149 MWh/h en 2032, considerando las necesidades de crecimiento de cada una de las regiones y el reforzamiento a la RNT.

Las regiones con mayor crecimiento en la demanda máxima en el SIN son la Peninsular con 3.9% y Noroeste de 3.6%. Fuera del SIN, la región con mayor crecimiento en el período de proyección es Baja California Sur con 3.6% (véase mapa 3.2 y tabla 3.2).

MAPA 3. 2. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INSTANTÁNEA POR REGIÓN DE CONTROL, 2018-2032
(Tasa media de crecimiento anual)



Fuente: Elaborado por SENER.

[43] Para mayor detalle de la metodología de estimación de la demanda, consulte apartado 3.2 del PRODESEN 2018-2032.

TABLA 3. 2. PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL, ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2018-2032

(MWh/h)

Región	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Central	8,705.0	8,976	9,166	9,359	9,556	9,794	10,037	10,288	10,545	10,816	11,105	11,413	11,732	12,075	12,439	12,814
Oriental	7,299.0	7,481	7,679	7,880	8,100	8,338	8,578	8,815	9,062	9,316	9,580	9,859	10,147	10,448	10,765	11,077
Occidental	9,842.0	10,187	10,552	10,921	11,313	11,699	12,169	12,662	12,992	13,390	13,799	14,224	14,670	15,247	15,856	16,193
Noroeste	4,582.0	4,742	4,938	5,157	5,389	5,619	5,766	5,969	6,152	6,392	6,635	6,770	6,968	7,196	7,480	7,760
Norte	4,608.0	4,737	4,907	5,073	5,200	5,426	5,655	5,795	5,964	6,134	6,267	6,488	6,742	6,890	7,085	7,300
Noreste	8,846.0	9,111	9,398	9,844	10,151	10,504	10,827	11,313	11,803	12,155	12,548	12,922	13,490	13,898	14,364	14,810
Peninsular	1,955.0	2,045	2,132	2,228	2,322	2,420	2,501	2,587	2,677	2,771	2,873	2,983	3,098	3,216	3,343	3,472
Baja California	2,699.0	2,800	2,898	3,016	3,108	3,205	3,300	3,429	3,530	3,638	3,745	3,893	4,045	4,204	4,331	4,473
Baja California Sur	484.0	509	531	552	571	594	617	638	658	681	705	731	756	784	811	840
Mulegé	29.0	30	31	32	34	35	36	38	39	41	42	44	45	47	49	51
SIN	43,319.0	44,616	46,030	47,604	49,102	50,765	52,414	54,180	55,884	57,555	59,275	61,007	63,113	65,107	67,316	69,249

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

La demanda integrada es la suma de todas las demandas y se registra en los puntos más altos cuando, por ejemplo, por efecto de las altas temperaturas en temporada de verano, algunos estados del norte del país requieren más energía por la utilización de equipos de aire acondicionado. Otro caso de altas demandas se da en el centro del país por la actividad residencial en el uso constante de iluminación y calefacción, o por la intensa actividad industrial. Por otra parte, la demanda instantánea es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado para responder a las condiciones de demanda máxima integrada; se espera que, entre el período de 2018 y 2032, esta demanda se ubique a las 16:00 horas en verano y, para invierno, a las 23:00 horas (véase tabla 3.3).

TABLA 3. 3. DEMANDAS INTEGRADAS E INSTANTÁNEAS DEL SIN POR ESCENARIO DE ESTUDIO 2018-2032

(MWh/h)

AÑO	VERANO				INVIERNO							
	MÁXIMA						MEDIA				MÍNIMA	
	16:00 h		23:00 h		20:00 h		14:00 h 1/		14:00 h 2/		4:00 h 1/	
	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW
2018	44,616	45,955	43,446	44,746	38,427	38,847	35,671	36,102	31,876	32,261	28,491	28,835
2019	46,030	47,409	44,823	46,162	39,650	40,083	36,817	37,261	32,919	33,316	29,431	29,787
2020	47,604	49,038	46,325	47,715	40,832	41,278	37,883	38,341	33,772	34,179	30,157	30,521
2021	49,102	50,579	47,792	49,224	42,156	42,617	39,152	39,625	34,983	35,405	31,271	31,649
2022 3/	53,929	55,512	52,498	54,034	45,615	46,129	42,404	42,915	37,974	38,431	34,021	34,432
2023	55,677	57,309	54,174	55,757	47,055	47,584	43,727	44,254	39,123	39,594	35,025	35,447
2024	57,560	59,253	55,964	57,606	48,455	49,000	44,980	45,522	40,109	40,592	35,842	36,274
2025	59,368	61,124	57,734	59,434	49,919	50,481	46,392	46,951	41,417	41,915	37,081	37,527
2026	61,147	62,954	59,461	61,212	51,388	51,967	47,756	48,331	42,638	43,151	38,168	38,628
2027	62,978	64,840	61,243	63,047	52,921	53,516	49,185	49,778	43,920	44,448	39,314	39,788
2028	64,844	66,762	63,051	64,909	54,465	55,078	50,588	51,197	45,104	45,646	40,348	40,834
2029	67,094	69,086	65,225	67,153	56,192	56,824	52,217	52,846	46,553	47,113	41,679	42,181
2030	69,236	71,289	67,290	69,278	58,004	58,656	53,882	54,531	48,011	48,588	42,936	43,453
2031	71,574	73,694	69,529	71,582	59,885	60,558	55,594	56,264	49,474	50,069	44,178	44,710
2032	73,645	75,829	71,566	73,680	61,578	62,271	57,158	57,846	50,851	51,462	45,427	45,974

1/ Día hábil.
2/ Día no hábil.
3/ En 2022 el SIN esta interconectado con BCN, BCS y MUL.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

3.4. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032

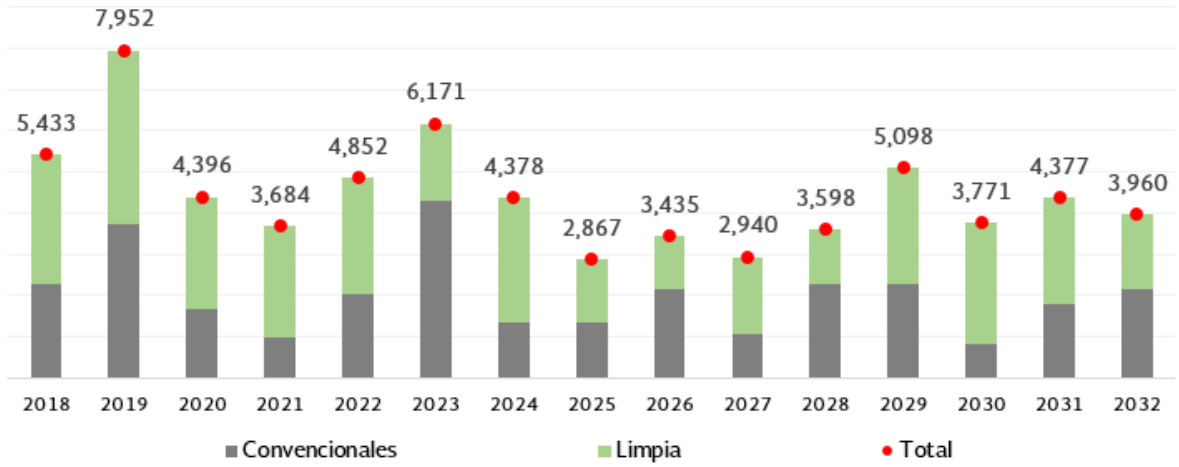
La expansión del SEN tiene como base el ejercicio de planeación indicativa plasmado en el PIIRCE 2018-2032. Una de las consideraciones por las cuales la planeación del SEN debe de ser mínimo de 15 años, es para considerar el tiempo estimado para la realización de los proyectos y la vida útil de los mismos. Esto se debe a la propia naturaleza del sector eléctrico, ya que los proyectos presentan largos periodos de maduración, por lo cual las decisiones de inversión en las obras de expansión del SEN se toman con varios años de anticipación. Desde la fecha de inicio del concurso para la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, transcurren aproximadamente de cuatro a siete años, mientras los proyectos de transmisión de tres a cinco años al periodo previo a la entrada en su operación. Adicionalmente, para llevar a cabo la formulación, evaluación y autorización de los proyectos, el tiempo mínimo requerido es de un año.

En el siguiente apartado, se identificarán las necesidades que requiere el país en nueva capacidad a instalar de generación eléctrica, así como de los requerimientos de ampliación de las redes de transmisión y distribución que satisfagan el potencial de generación disponible y futuro.

3.4.1. Adiciones de capacidad de generación de energía eléctrica

Entre 2018 y 2032, se prevé la adición de 66,912 MW de nueva capacidad, de los cuales el 54.9% (36,705 MW) será de tecnologías limpias y el restante 45.1% (30,207 MW) de tecnologías convencionales. La tecnología de ciclo combinado concentrará el 42.0% del total de adiciones, equivalente a 28,105 MW y le seguirá la tecnología eólica con el 22.1%, equivalente a 14,819 MW (véase figura 3.7 y tabla 3.4).

FIGURA 3. 7. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2032[44]
(MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

[44] Para mayor detalle consulte: https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462

TABLA 3. 4. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032
(MW)

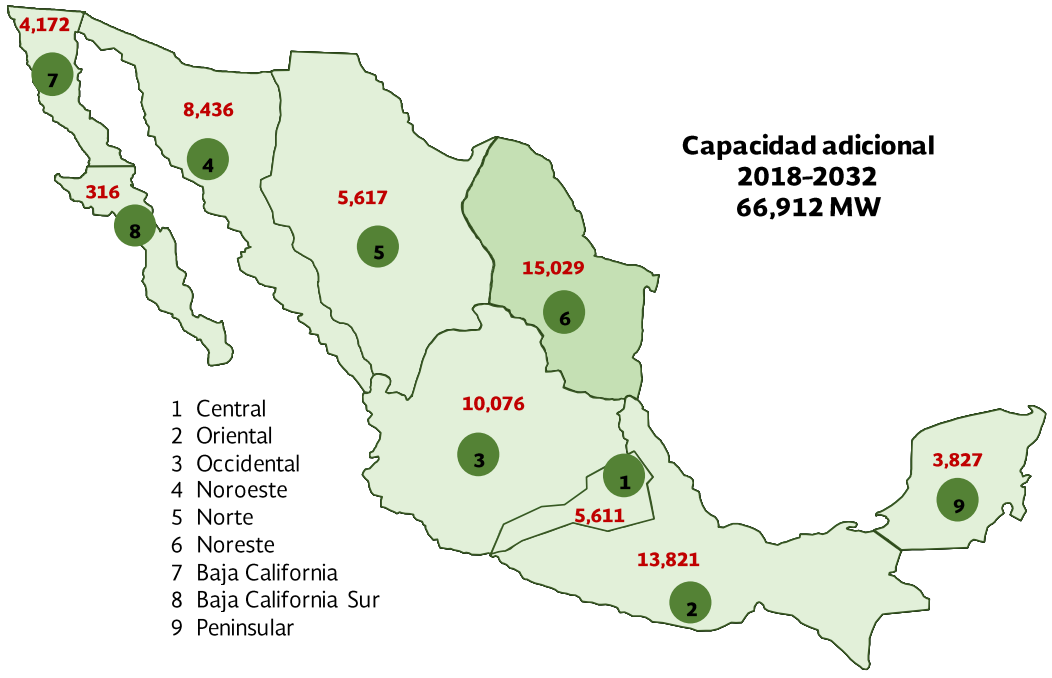
Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Convencionales	**2,268**	**3,752**	**1,656**	**985**	**2,041**	**4,315**	**1,350**	**1,326**	**2,169**	**1,068**	**2,256**	**2,255**	**812**	**1,801**	**2,155**	**30,207**
Ciclo Combinado	2,268	3,601	766	874	1,941	3,956	889	1,326	2,139	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	28,105
Carboeléctrica	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129
Turbogás	0	0	890	0	100	317	0	0	30	0	0	0	0	0	0	1,337
Combustión Interna	0	22	0	111	0	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
Lecho fluidizado	0	0	0	0	0	0	461	0	0	0	0	0	0	0	0	461
Limpia	**3,165**	**4,200**	**2,740**	**2,699**	**2,810**	**1,856**	**3,029**	**1,541**	**1,266**	**1,872**	**1,342**	**2,843**	**2,959**	**2,576**	**1,805**	**36,705**
Renovable	2,483	4,199	2,740	2,659	2,569	1,487	2,760	1,541	710	1,492	1,218	821	1,599	1,216	1,805	29,301
Hidroeléctrica	0	29	0	0	0	0	464	63	0	46	432	71	646	0	463	2,213
Eólica	677	1,716	1,537	734	2,369	1,187	1,997	1,116	220	850	303	400	353	611	750	14,819
Geotérmica	25	0	0	0	0	0	0	26	150	250	133	0	100	105	53	842
Solar Fotovoltaica	1,767	2,455	1,203	1,925	200	300	300	336	340	346	350	350	500	500	540	11,413
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	682	1	0	40	241	370	268	0	556	380	124	2,022	1,360	1,360	0	7,404
Bioenergía	3	0	0	40	241	286	148	0	98	0	124	0	0	0	0	940
Cogeneración Eficiente	679	1	0	0	0	84	120	0	457	380	0	662	0	0	0	2,383
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	0	4,081
Total	**5,433**	**7,952**	**4,396**	**3,684**	**4,852**	**6,171**	**4,378**	**2,867**	**3,435**	**2,940**	**3,598**	**5,098**	**3,771**	**4,377**	**3,960**	**66,912**

Fuente: Elaborado por SENER.

Por región de control, Noreste registra el mayor nivel de adiciones de capacidad al SEN con el 22.5%, equivalente a 15,029 MW y siendo Tamaulipas el principal estado beneficiado con 5,565 MW de nueva capacidad a instalar.

En segunda posición se encuentra la región Oriental con el 20.7 %, equivalente a 13,821 MW, de los cuales el estado de Veracruz concentrará el 43.7% adicionando 6,039 MW a la capacidad instalada actual, posicionándose como el estado con la mayor adición de capacidad del total nacional (véase mapa 3.3 y tabla 3.5).

MAPA 3. 3. ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL 2018-2032
(MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 3. 5. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL 2018-2032
(MW)

Región	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Central	681	-	200	500	115	434	889	52	539	-	21	648	-	26	1,505	5,611
Oriental	274	762	530	40	605	1,280	1,157	376	1,100	380	1,518	2,443	1,755	611	990	13,821
Occidental	838	1,161	738	904	1,607	25	86	393	196	257	107	-	752	1,880	1,133	10,076
Noroeste	1,604	1,514	1,264	125	18	917	30	-	1,159	730	-	1,076	-	-	-	8,436
Norte	640	1,529	-	511	33	30	324	983	-	676	350	-	352	-	190	5,617
Noreste	735	2,939	1,264	1,500	699	1,024	1,892	953	310	880	1,270	-	60	1,360	143	15,029
Peninsular	638	-	60	64	1,106	319	-	99	-	-	9	532	500	500	-	3,827
Baja California	-	41	340	-	569	2,038	-	11	130	17	323	400	303	-	-	4,172
Baja California Sur	23	-	-	40	100	103	-	-	-	-	-	-	50	-	-	316
Mulegé	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Total	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 3. 6. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032
(MW)

Entidad Federativa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Aguascalientes	213	396	395	-	-	-	-	-	68	30	-	-	-	-	-	1,101
Baja California	-	41	-	-	569	2,038	-	11	130	17	34	400	303	-	-	3,542
Baja California Sur	23	8	-	40	100	103	-	-	-	-	-	-	50	-	-	324
Campeche	-	-	-	-	-	-	-	99	-	-	-	-	500	-	-	599
Chiapas	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-	68	662	236	-	240	1,271
Chihuahua	60	1,345	-	261	3	30	310	-	-	646	350	-	352	-	-	3,357
Ciudad de México	1	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-	24
Coahuila	780	313	349	150	30	280	867	795	220	30	-	-	-	-	190	4,004
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	4
Durango	-	-	-	100	-	-	14	983	-	-	-	-	-	-	-	1,097
Estado de México	615	-	-	-	60	234	889	3	47	-	10	-	-	-	-	1,858
Guanajuato	270	150	93	-	1,359	15	-	-	4	19	-	-	752	-	-	2,660
Guerrero	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	6	71	159	-	-	240
Hidalgo	164	-	-	-	55	-	-	30	457	-	24	-	-	-	1,155	1,887
Jalisco	177	-	64	874	236	-	86	-	47	14	46	-	-	1,880	26	3,450
Michoacán	25	-	-	-	-	-	-	-	7	160	-	-	-	-	26	219
Morelos	-	70	-	-	-	-	-	-	13	-	-	648	-	-	-	730
Nayarit	-	-	-	-	13	-	-	-	60	-	47	-	-	-	223	343
Nuevo León	2	2,073	819	-	3	74	657	158	90	380	738	-	-	-	143	5,136
Oaxaca	-	677	310	-	568	-	668	-	-	350	303	-	-	611	750	4,236
Puebla	-	-	220	-	-	-	86	195	-	30	71	350	-	26	-	979
Querétaro	54	-	30	-	-	10	-	50	-	35	-	-	-	-	-	178
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Luis Potosí	-	615	-	-	-	-	-	343	6	-	532	-	-	-	857	2,353
Sinaloa	-	887	766	-	18	917	17	-	909	700	-	-	-	-	-	4,214
Sonora	1,604	627	838	125	-	-	13	-	250	30	290	1,076	-	-	-	4,852
Tabasco	274	-	-	-	-	-	30	-	-	-	705	-	-	-	-	1,009
Tamaulipas	518	698	96	600	696	670	368	-	-	500	-	-	60	1,360	-	5,565
Tlaxcala	-	-	200	500	-	200	-	-	-	-	21	-	-	-	350	1,271
Veracruz	-	15	-	40	37	1,280	304	200	1,100	-	342	1,360	1,360	-	-	6,039
Yucatán	638	-	60	64	1,106	319	-	-	-	-	9	532	-	500	-	3,228
Zacatecas	15	40	156	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,141
Total	**5,433**	**7,952**	**4,396**	**3,684**	**4,852**	**6,171**	**4,378**	**2,867**	**3,435**	**2,940**	**3,598**	**5,098**	**3,771**	**4,377**	**3,960**	**66,912**

Fuente: Elaborado por SENER.

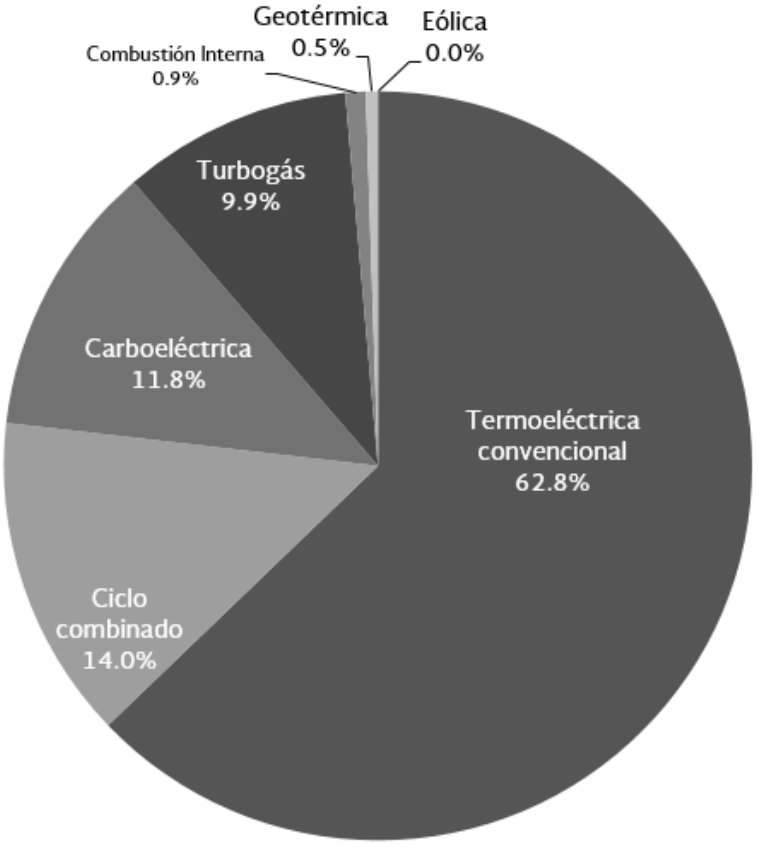
3.4.2. Retiros de capacidad de generación de energía eléctrica

Para el ejercicio de planeación 2018-2032 el PIIRCE, el cual solo contempla el retiro de centrales eléctricas de CFE, se retirarán 11,821 MW asociado a 115 unidades en 18 estados de la República Mexicana. Los estados con mayor nivel de retiros son Veracruz, Chihuahua y Tamaulipas con 5,009.6 MW provenientes de 24 centrales de tecnologías de ciclo combinado, termoeléctrica convencional y turbogás (véase figura 3.8 y tabla 3.7).

Para contemplar los retiros se toma a consideración el análisis de costos de operación y los años de servicio de las unidades generadoras. Los Generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN, tienen la obligación de notificar al CENACE los retiros programados de sus centrales eléctricas, con una anticipación de al menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro.

Para dar cumplimiento al programa es importante considerar una serie de condiciones como son: la entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las centrales que se retirarán; la reducción de fallas prolongadas; la preservación de la confiabilidad del SEN; la garantía del suministro de combustibles y el crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica.

FIGURA 3. 8. RETIROS DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032
(Porcentaje)



Nota: El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2018 – 2032, sólo contempla las centrales que pertenecen a la CFE
Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 3. 7. RETIROS DE CAPACIDAD POR ESTADO Y TECNOLOGÍA
(MW)

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	Geotérmica	Termoeléctrica convencional	Turbogás	Total general
Baja California					30	320	299	649
Baja California Sur			104	1		113	76	293
Campeche						113	47	160
Ciudad de México							42	42
Chihuahua		522				616	77	1,215
Coahuila	1,400						48	1,448
Colima						600		600
Durango		240				320	84	644
Guanajuato						450		450
Michoacán					15			15
Nuevo León							86	86
Puebla					15			15
Quintana Roo							283	283
Sinaloa						636	30	666
Sonora						1,116	42	1,158
Tamaulipas		211				800		1,011
Veracruz		684				2,100		2,784
Yucatán						243	60	303
Total general	**1,400**	**1,656**	**104**	**1**	**60**	**7,426**	**1,174**	**11,821**

Fuente: Elaborado por SENER.

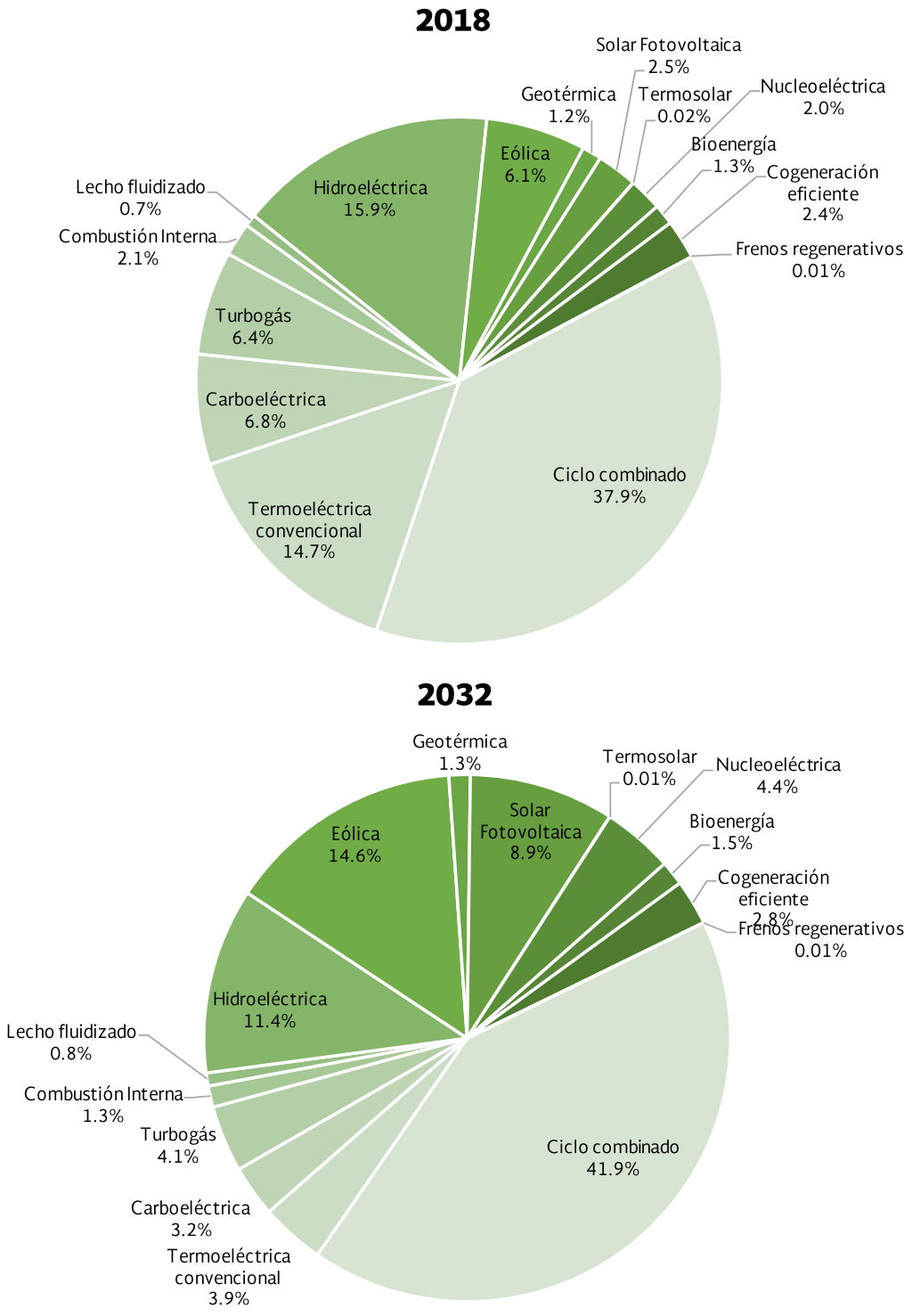
3.4.3. Evolución esperada de la capacidad de generación de energía eléctrica

Una vez considerando la infraestructura actual, las adiciones de capacidad y los retiros, se prevé que la capacidad de generación pase de 79,499 MW en 2018 a 130, 292 MW en 2032, lo que representa un incremento de 64%.

Para el período de proyección se tendrá un decremento en la participación de las tecnologías convencionales en la capacidad instalada de 68.5% a 55.1%, derivado del esfuerzo por reducir la participación de tecnologías más contaminantes al ambiente en la matriz de generación eléctrica, sustituyéndolas por tecnologías más limpias y eficientes como es el caso del ciclo combinado que incrementará su participación de 37.9% (30,125 MW) a 41.9% (54,532 MW).

Por el contrario, las tecnologías limpias incrementarán su participación de 31.5% en 2018 a 44.9% en 2032, siendo las tecnologías: eólica y solar las que registren un mayor desarrollo (véase figura 3.9 y tabla 3.7).

FIGURA 3. 9. COMPARATIVO DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018 Y 2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 3. 8. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2032
(MW)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Convencional	**54,492**	**58,244**	**56,066**	**56,231**	**57,471**	**58,842**	**59,928**	**61,254**	**63,423**	**64,448**	**66,182**	**67,037**	**67,849**	**69,649**	**71,804**
Ciclo combinado	30,125	33,726	34,281	35,155	36,870	40,586	41,243	42,569	44,708	45,776	47,510	49,765	50,577	52,377	54,532
Termoeléctrica convencional	11,712	11,712	8,296	7,476	7,156	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120
Carboeléctrica	5,378	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	4,107	4,107	4,107	4,107
Turbogás	5,062	5,062	5,746	5,746	5,663	5,311	5,311	5,311	5,341	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298
Combustión Interna	1,635	1,657	1,657	1,768	1,695	1,738	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706
Lecho fluidizado	580	580	580	580	580	580	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Limpia	**25,007**	**29,193**	**31,903**	**34,587**	**37,397**	**39,253**	**42,282**	**43,823**	**45,089**	**46,961**	**48,303**	**51,147**	**54,106**	**56,682**	**58,487**
Renovable	20,453	24,638	27,348	29,992	32,561	34,048	36,808	38,349	39,059	40,552	41,770	42,591	44,190	45,406	47,211
Hidroeléctrica	12,642	12,671	12,671	12,671	12,671	12,671	13,135	13,198	13,198	13,244	13,676	13,747	14,393	14,393	14,856
Eólica	4,875	6,591	8,128	8,862	11,231	12,417	14,414	15,530	15,750	16,600	16,903	17,303	17,656	18,267	19,017
Geotérmica	951	936	906	891	891	891	891	917	1,067	1,317	1,450	1,450	1,550	1,655	1,708
Solar Fotovoltaica	1,971	4,426	5,630	7,555	7,755	8,055	8,355	8,691	9,031	9,377	9,727	10,077	10,577	11,077	11,617
Termosolar	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Otras	4,554	4,555	4,555	4,595	4,836	5,206	5,474	5,474	6,030	6,410	6,533	8,556	9,916	11,276	11,276
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	2,968	4,329	5,689	5,689
Bioenergía	1,010	1,010	1,010	1,050	1,291	1,577	1,725	1,725	1,823	1,823	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947
Cogeneración eficiente	1,930	1,931	1,931	1,931	1,931	2,014	2,134	2,134	2,592	2,972	2,972	3,634	3,634	3,634	3,634
Frenos regenerativos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Total	**79,499**	**87,436**	**87,969**	**90,818**	**94,868**	**98,095**	**102,210**	**105,077**	**108,512**	**111,409**	**114,486**	**118,184**	**121,955**	**126,331**	**130,292**

Fuente: Elaborado por SENER.

3.4.4. Evolución esperada de la generación de energía eléctrica

Para lograr una mayor diversificación de la matriz de generación se han implementado diversos mecanismos como fijar las metas de generación eléctrica con energías limpias, la promoción de una mayor participación de energías renovables gracias a la reducción de los costos de generación, etc.

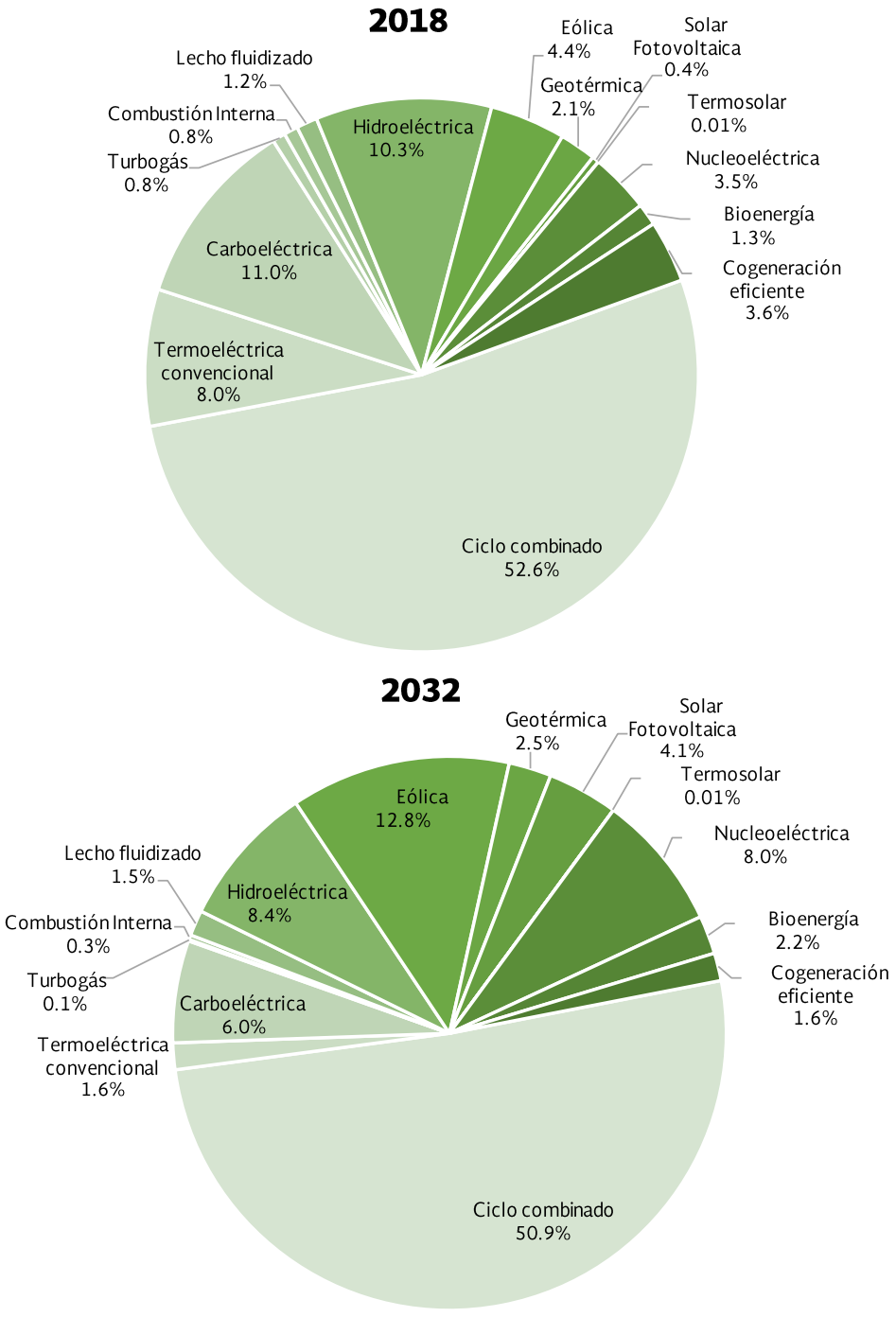
Para el período de proyección 2018-2032, se prevé que la generación de energía eléctrica presente una tasa media de crecimiento anual de 3.2%. Para el año 2018 se considera que ésta sea de 313,335 GWh, de los cuales el 74.4% provendrá de tecnologías convencionales y 25.6% de tecnologías limpias. Al final de período de proyección, se estima que la generación se ubique en 484,788 GWh, con una mayor participación de tecnologías limpias con 39.7% y el restante 60.3% provenga de tecnologías convencionales.

Para las tecnologías convencionales se estima tengan un crecimiento medio anual de 1.6% entre 2018 y 2032. La tecnología de ciclo combinado se mantiene como una fuente óptima de generación de energía, en gran medida por los bajos precios del combustible y por el desarrollo de la infraestructura con la que cuenta el país, lo que hace que este cada vez más al alcance de los centros de generación. El crecimiento medio estimado para esta tecnología es de 2.9% anual. Sin embargo, la tecnología de turbogás registra una tasa de decrecimiento de -11.4% y termoeléctrica de -8.2%, para el mismo período de proyección.

Dentro de las tecnologías limpias, se prevé una mayor participación de las tecnologías solar y eólica, con crecimientos medios anuales de 21.8% y 11.3%, para ubicarse en 19,998 GWh y 62,237 GWh respectivamente al final del período de proyección del ejercicio de planeación.

También se prevé una importante participación de la tecnología nucleoeléctrica en la matriz de generación con un crecimiento anual de 9.5%, lo que implica un incremento de 27,847 GWh entre 2018 y 2032, ubicándose al término del ejercicio en 38,778 GWh y representando el 8.4% de la generación total de energía eléctrica (véase figura 3.10 y tabla 3.8).

FIGURA 3. 10. COMPARATIVO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018 Y 2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 3. 9. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2032
(GWh)

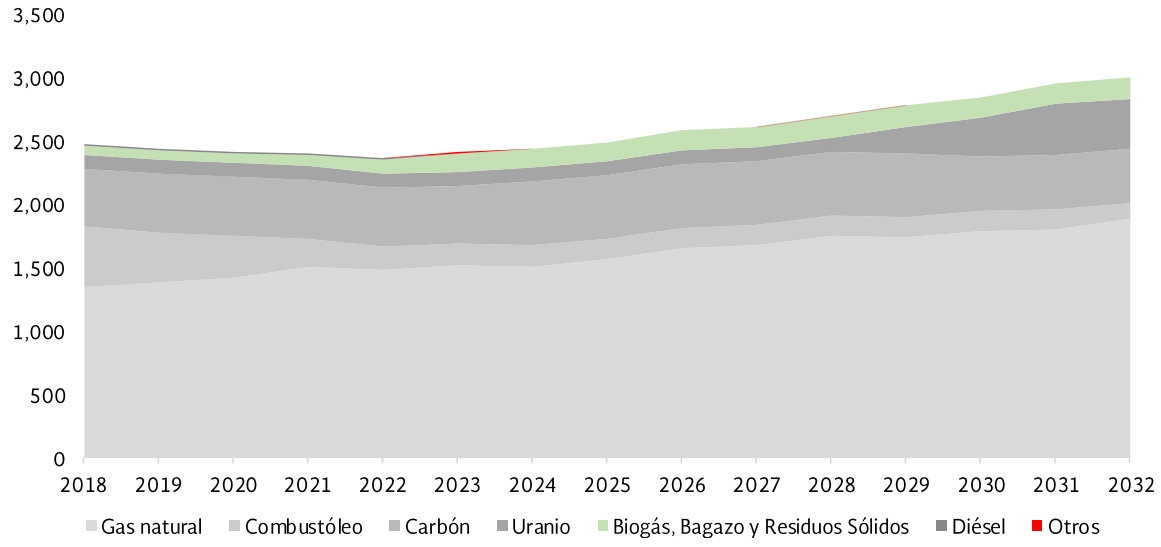
Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Convencional	**232,995**	**234,220**	**238,535**	**241,340**	**239,658**	**243,491**	**243,551**	**251,107**	**257,259**	**262,611**	**268,704**	**274,889**	**279,058**	**286,253**	**292,434**
Ciclo combinado	164,714	170,743	176,844	183,344	186,126	191,721	189,770	197,489	201,085	209,010	212,760	221,174	231,981	239,166	246,990
Termoeléctrica convencional	25,014	20,905	17,870	12,377	10,720	9,534	9,293	9,287	9,287	9,287	9,293	9,287	9,287	9,287	7,540
Carboeléctrica	34,502	35,370	35,529	35,450	35,450	35,450	35,529	35,450	35,450	35,450	35,529	35,450	28,846	28,846	28,925
Turbogás	2,380	1,221	1,941	4,032	1,356	1,241	238	242	2,812	267	2,508	321	356	395	434
Combustión Interna	2,560	2,157	2,526	2,311	2,181	1,719	1,494	1,420	1,407	1,379	1,387	1,439	1,371	1,340	1,316
Lecho fluidizado	3,825	3,825	3,825	3,825	3,825	3,825	7,227	7,218	7,218	7,218	7,227	7,218	7,218	7,218	7,227
Limpia	**80,340**	**89,578**	**95,863**	**104,040**	**116,843**	**124,162**	**135,746**	**139,802**	**145,485**	**152,496**	**159,271**	**166,412**	**176,204**	**183,520**	**192,355**
Renovable	54,003	63,049	70,342	76,712	88,270	92,823	102,225	106,580	108,884	114,229	118,986	120,963	125,851	129,518	134,891
Hidroeléctrica	32,208	32,329	32,404	32,334	32,334	32,334	34,433	34,565	34,565	34,705	36,685	36,918	39,246	39,253	40,563
Eólica	13,833	18,155	23,600	26,390	36,134	40,180	46,899	50,452	51,121	53,984	55,141	56,352	57,454	59,536	62,237
Geotérmica	6,671	6,651	5,553	6,403	6,306	6,306	6,324	6,491	7,542	9,294	10,257	10,229	10,930	11,667	12,068
Solar Fotovoltaica	1,266	5,889	8,761	11,561	13,472	13,978	14,544	15,047	15,631	16,221	16,879	17,440	18,196	19,038	19,998
Termosolar	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Otras	26,338	26,529	25,521	27,328	28,573	31,339	33,521	33,222	36,601	38,267	40,285	45,449	50,353	54,002	57,464
Nucleoeléctrica	10,931	10,931	10,961	10,931	10,931	10,931	10,961	10,931	10,931	10,931	10,961	20,178	29,422	38,672	38,778
Bioenergía	4,060	4,060	4,071	4,500	6,103	8,162	9,257	9,231	9,939	9,939	10,861	10,831	10,831	10,831	10,861
Cogeneración eficiente	11,347	11,539	10,489	11,897	11,539	12,246	13,304	13,060	15,731	17,397	18,463	14,440	10,100	4,499	7,825
Total	**313,335**	**323,798**	**334,398**	**345,380**	**356,502**	**367,653**	**379,297**	**390,908**	**402,744**	**415,107**	**427,975**	**441,302**	**455,263**	**469,773**	**484,788**

Fuente: Elaborado por SENER.

3.4.5. Consumo de Combustibles y Emisiones de GEI

En el período 2018-2032 el consumo de combustibles se incrementará en 1.3%, pasando de 2,484 PJ en 2018 a 3,008 PJ en 2032. El combustible con la mayor tasa de crecimiento anual es el uranio con 9.4%, seguido de biogás, bagazo y los residuos sólidos con 5.5%. Por el contrario, el combustóleo presenta una tasa de decrecimiento de 9.0% en el mismo período. En términos de volumen, el gas natural tiene la mayor participación del total con el 62% y pasará de 1,355 PJ en 2018 a 1,886 PJ en 2032 (véase figura 3.11).

FIGURA 3. 11. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE 2018-2032
(Petajoule)

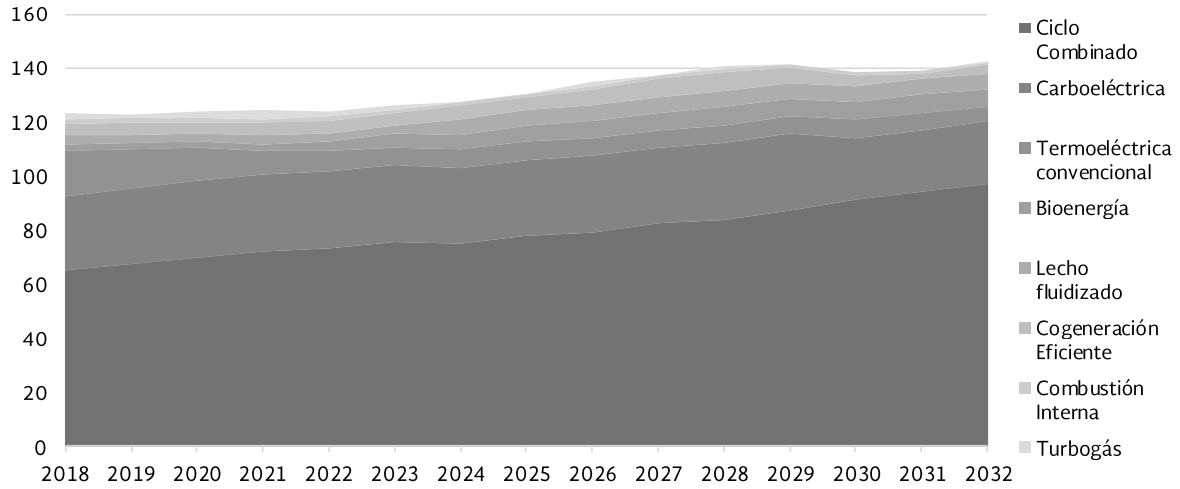


Nota: Carbón incluye coque. Otros incluyen gas residual y vapor.
Fuente: Elaborado por SENER.

Elegir combustibles más limpios para la generación de energía eléctrica, reduce de manera considerable las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De este modo, se espera un crecimiento medio anual de 1.0%, para ubicarse en 143 millones de toneladas al final del período de proyección 2018-2032.

Dentro de los combustibles contaminantes destaca la participación de gas natural, esto es por que presenta la mayor participación en volumen en la generación de energía eléctrica, siendo de 65 millones de toneladas en 2018 y esperando un incremento de 32 millones de toneladas, para ubicarse en 97 millones de toneladas en 2032 (véase figura 3.12).

FIGURA 3. 12. EMISIONES DE GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO POR TECNOLOGÍA 2018-2032
(Millones de Toneladas)

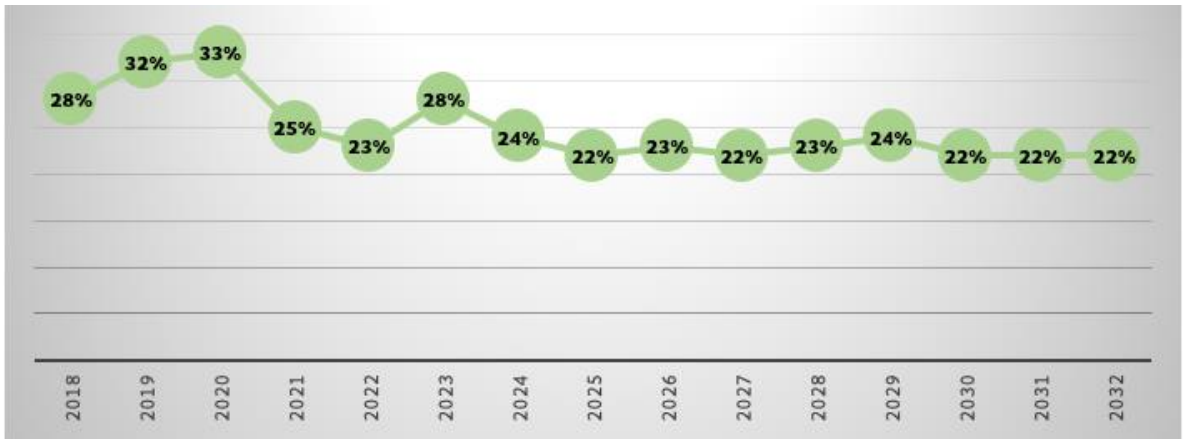


Fuente: Elaborado por SENER.

3.4.6. Margen de reserva

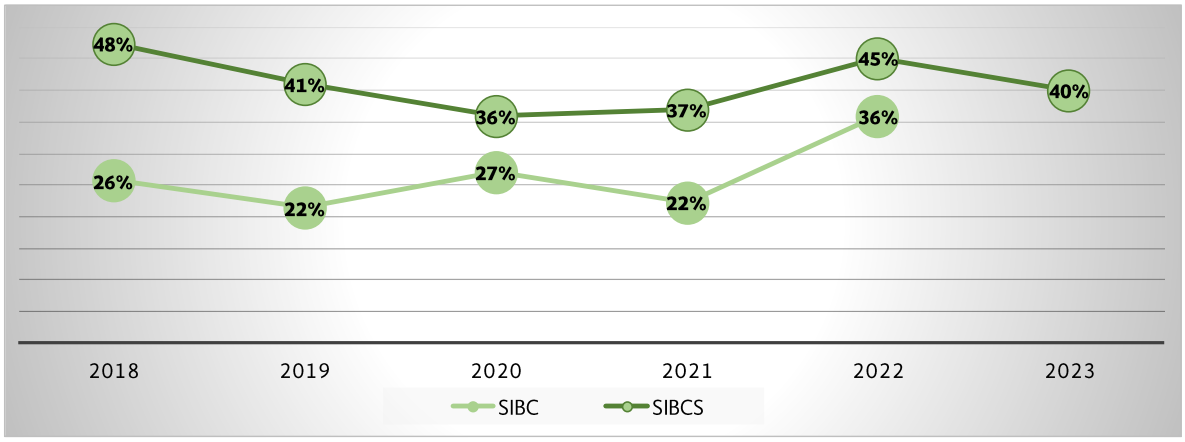
De acuerdo con lo establecido en la Política de Confiabilidad[45] en cada una de las zonas de potencia vigentes al 2017, los valores del Margen de Reserva o Reserva de Planeación Eficiente del ejercicio 2018-2032, cumplen los criterios estipulados y se muestran a continuación.

FIGURA 3. 13. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN EL SIN
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

FIGURA 3. 14. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN SIBC Y SIBCS
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

[45] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

3.5. Expansión de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución 2018-2032

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2018-2032, tiene como principales objetivos el buscar la minimización de los costos de prestación del servicio público de transmisión, la reducción de los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación.

El Programa toma en cuenta proyectos previos e identifica proyectos de ampliación y modernización, además de las obras e inversiones que se encuentran en ejecución. Para identificar las necesidades de ampliación y/o modernización de la RNT, es necesario llevar a cabo un diagnóstico operativo, donde se pueda identificar si hubo congestionamiento en la red de transmisión y donde se localizó; si se presentaron sobrecargas en bancos de transformación; si hubo bajos y altos niveles de tensión; si se presentaron problemas ante la salida forzada de algún elemento y cuál fue el comportamiento del margen de reserva operativo.

3.5.1. Transmisión

La red de transmisión se simula de forma completa desde el nivel de 400 kV hasta 13.8 kV[46]. Para el ejercicio de planeación se consideró la capacidad de transmisión de los enlaces bajo condiciones de demanda máxima; cada unidad de generación y su interconexión se asignan a una de las regiones de transmisión para representar el sistema eléctrico en el modelo de optimización[47]. Tanto las centrales de generación eléctrica como los proyectos de generación considerados en el PIIRCE se clasifican de acuerdo con la región de control a la que pertenecen (véase cuadro 3.2).

CUADRO 3. 2. REGIONES DE TRANSMISIÓN

No.	Nombre	No.	Nombre	No.	Nombre	No.	Nombre
1	Hermosillo	15	Matamoros	29	Lázaro Cárdenas	43	Cancún
2	Cananea	16	Monterrey	30	Querétaro	44	Chetumal
3	Obregón	17	Saltillo	31	Central	45	Cozumel
4	Los Mochis	18	Valles	32	Poza Rica	46	Tijuana
5	Culiacán	19	Huasteca	33	Veracruz	47	Ensenada
6	Mazatlán	20	Tamazunchale	34	Puebla	48	Mexicali
7	Juárez	21	Güémez	35	Acapulco	49	San Luis Río Colorado
8	Moctezuma	22	Tepic	36	Temascal	50	Villa Constitución
9	Chihuahua	23	Guadalajara	37	Coatzacoalcos	51	La Paz
10	Durango	24	Aguascalientes	38	Tabasco	52	Los Cabos
11	Laguna	25	San Luis Potosí	39	Grijalva	53	Mulegé
12	Río Escondido	26	Salamanca	40	Ixtepec		
13	Nuevo Laredo	27	Manzanillo	41	Lerma		
14	Reynosa	28	Carapan	42	Mérida		

Fuente: Elaborado por SENER.

[46] La red que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista se integra por los elementos de las redes eléctricas de Alta Tensión, con una tensión nominal mayor o igual a 69 kV, de conformidad con lo establecido en el ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (14/12/2016).

[47] Esta se lleva a cabo mediante el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT). Para mayor detalle consulte capítulo 5 del PRODESEN 2018-2032.

Entre 2015 y 2017 en el PAMRNT fueron identificados y propuestos diversos proyectos por el CENACE, y posteriormente autorizados por la Secretaría[48], e instruidos a CFE-Transmisión, los cuales se describen en el cuadro 3.3.

CUADRO 3. 3. SEGUIMIENTO A PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE-TRANSMISIÓN
(Millones de pesos)

No.	Nombre del Proyecto	Año de instrucción	Estatus	Inversión	Fecha factible entrada en operación
1	Línea de Transmisión Yautepec-Ixtepec	2015	En Licitación	22,080	dic-21
2	Compensación Capacitiva Occidente	2015	En Licitación	135.1	may-19
3	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur-Noroeste	2015 y 2017	En Licitación	169.42	may-19
4	Guadalajara Industrial Bco. 2	2016	Por Licitar	168.3	dic-19
5	Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona, EUA	2016	Por Licitar	22.6	ago-19
6	Potrerillos Banco 4	2016 y 2017	Por Licitar	207.8	abr-20
7	Chichi Suárez Bco. 1	2016 y 2017	Por Licitar	455.9	mar-20
8	Zona La Laguna.	2016 y 2017	Por Licitar	299	abr-23
9	Sistema de Medición del MEM.	2017	Por Licitar	4895.2	dic-20
10	Red Eléctrica Inteligente.(REI)	2017	Por Licitar	10,207.80	dic-21
11	Interconexión Baja California Sur - SIN	2017	Por Licitar	21,132.12	jun-23
12	Ascensión II Banco 2.	2017	Por Licitar	85.57	abr-19
13	El Habal Banco 2.	2017	Por Licitar	16.41	abr-29
14	Tabasco Potencia MVAr.	2017	Por Licitar	25.46	dic-19
15	Donato Guerra MVAr.	2017	Por Licitar	68.46	dic-19
16	El Carrizo MVAr.	2017	Por Licitar	4.88	abr-19
17	Izúcar de Matamoros MVAr	2017	Por Licitar	20.73	abr-19
18	Esfuerzo MVAr	2017	Por Licitar	24.4	abr-19
19	Frontera Comalapa MVAr	2017	Por Licitar	24.36	abr-20
20	Alvarado II y San Andrés II MVAr	2017	Por Licitar	41.49	abr-19
21	Amozoc y Acatzaingo MVAr	2017	Por Licitar	48.812	abr-19
22	Compensación Reac. Indc. Esperanza	2017	Por Licitar	33.82	abr-19
23	Compensación Reac. Indc. en Seri	2017	Por Licitar	188.96	abr-19
24	El Arrajal Banco 1	2017	Por Licitar	59.81	abr-22
25	Querétaro Banco 1	2017	Por Licitar	88.87	abr-19
26	Interconexión Baja California - Imperial Irrigatión District	2017	Por Licitar	88.127	abr-19
27	Incremento Cap. de Transmisión Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tbasco	2017	Por Licitar	25.77	abr-19
28	Maneadero entronque Ciprés - Cañon	2017	Por Licitar	53.36	abr-19
29	Kilómetro 110 - Tulancingo	2017	Por Licitar	42.9	sep-19
30	Suministro Oaxaca - Huatulco	2017	Por Licitar	745.29	abr-19

Nota: Proyectos en revisión de conformidad con la fracción III del artículo 31, de la LIE.
Fuente: Elaborado por SENER.

[48] En el Programa de Ampliación y Modernización 2018-2032 el CENACE propuso a la SENER y opinión de la CRE el proyecto de la Macro Red. Está en etapa de análisis y se puede consultar en la siguiente liga: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202018%20-%202032.pdf

Línea de Transmisión de corriente directa, Yautepec-Ixtepec

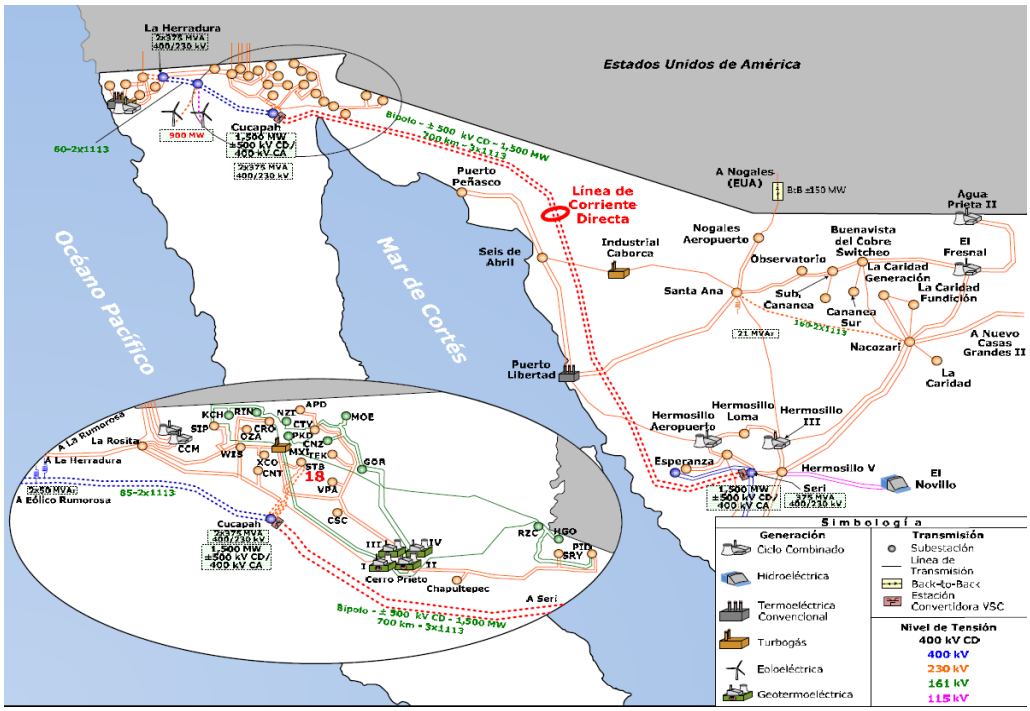
Con el objetivo de transportar 3,000 MW para el desahogo de la energía eólica que se genera en el Istmo de Tehuantepec, la SENER instruyó a CFE-Transmisión, para que se llevará a cabo la realización de proyecto de la Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec.

El proyecto consiste en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de 1,221 kilómetros de circuitos de línea de transmisión eléctrica que correrán a un voltaje de 500 kV desde Ixtepec, Oaxaca, hasta Yautepec, Morelos. En el cuadro 3.4 se presenta el seguimiento a la licitación, la cual que se llevó a cabo mediante la convocatoria publicada por la CFE el 8 de febrero de 2018, como Concurso Abierto[49].

Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional

A través de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, la SENER publicó en el DOF el 2 de febrero de 2018, la convocatoria correspondiente a la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 para el otorgamiento del Contrato de Gestión y Operación de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico Baja California (BC) y el SIN. La línea de transmisión de energía eléctrica partirá de Seri, Hermosillo en el estado de Sonora, hasta Cucapah, Mexicali en el estado de Baja California. El proyecto considera una interconexión en corriente directa de punto a punto bipolar con una capacidad de 1,500 MW.

FIGURA 3. 15. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN BC - SIN



Fuente: Elaborado por SENER.

[49] Concurso No: CFE-0036-CASOA-0002-2018. Convocatoria publicada en el DOF 13/02/2018.

Proyectos identificados de ampliación

Los proyectos y obras de ampliación propuestos por CENACE, cumplen con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación del SEN del Código de Red. Para el ejercicio de planeación 2018-2032 se identificaron 40 proyectos de ampliación, mismos que se presentan en el siguiente cuadro.

CUADRO 3. 4. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN 2018

No.	Nombre	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación (FFEO)	Región de Control
1	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	Baja California
2	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-22	
3	Rubí entronque Cárdenas – Guerrero	P17-BC2	abr-21	
4	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	
5	Camino Real MVAr	P16-BS2	abr-21	Baja California Sur
6	Loreto MVAr	P17-BS1	abr-21	
7	Recreo MVAr	P18-BS6	abr-21	
8	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-20	
9	Mezquital MVAr (traslado)	P18-MU3	abr-20	
10	Línea de Transmisión Deportiva-Toluca	P17-CE2	dic-22	Central
11	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	M15-CE2	abr-21	
12	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	Noreste
13	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-22	
14	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	mar-19	
15	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	P18-NE8	abr-20	
16	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	I16-NE3	abr-23	
17	Quila MVAr (Traslado)	P18-NO1	abr-20	Noroeste
18	Chihuahua Norte Bco.5	P15-NT1	abr-21	Norte
19	Nuevo Casas Grandes Bco. 3	P17-NT2	abr-21	
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	
21	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-22	Occidental
22	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-21	
23	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	
24	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	
25	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-20	
26	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-19	
27	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	
28	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-22	
29	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	
30	Loreto y Villa Hidalgo MVAr	P17-OC9	abr-21	
31	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-21	
32	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-22	
33	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso - Tepeyac	P16-OC4	abr-20	
34	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-22	Peninsular
35	Compensación Capacitiva Isla Cozumel	P18-PE1	abr-21	
36	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab	P15-PE1	mar-24	
37	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	dic-23	Oriental
38	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	abr-22	
39	Olmeca Banco 1	P18-OR1	abr-22	
40	Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	P18-OR2	dic-21	

Fuente: Elaborado por SENER.

Los proyectos propuestos están integrados por obras de transmisión, transformación y/o compensación según las características y objetivos de cada uno de ellos.

- Transmisión: 50 obras que representan 1,196 km-c.
- Transformación: 18 obras que representan 3,716.4 MVA.
- Compensación: 39 obras que representan 923.2 MVAr.

CUADRO 3. 5. PROYECTOS DESTACADOS

Nombre del Proyecto	Características
I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa - Monterrey	Consiste en la construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y Reynosa mediante las líneas: i) Jacalitos - Regiomontano en 400 kV de aproximadamente 180 km ii) Jacalitos - Aeropuerto en 400 kV de aproximadamente 62 km iii) Jacalitos - Reynosa Maniobras en 400 kV de aproximadamente 33 km.
P15-PE1 Línea de Transmisión Submarina Playacar – Chankanaab	El proyecto consiste en la construcción de aproximadamente 25 km-c de cable de potencia en 115 kV: 25 km-c de cable submarino/subterráneo y 2.5 km-c de cable subterráneo.
P15-OR1 Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	El proyecto consiste en el tendido de aproximadamente 193 km-c de línea aérea calibre 1113 MCM de la subestación Angostura hacia Tapachula Potencia en nivel de tensión de 400 kV, la instalación de tres reactores monofásicos de 25 MVAR cada uno y el equipamiento en las subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva línea de transmisión.

Fuente: Elaborado por SENER.

Proyectos identificados de Modernización

Para el ejercicio de planeación 2018-2032, se identificaron 6 proyectos de modernización propuestos por CFE-Transmisión a CENACE, mismos que fueron integrados al PAMRNT (véase cuadro 3.8)

CUADRO 3. 6. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN

No.	Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión	Fecha Factible	Tiempo estimado de Construcción (meses)	Criterio aplicable por el transportista	Descripción del proyecto
1	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	Varias	dic-22	48	"b" y "e"	Modernización de 8 Compensadores Estáticos de VAr
2	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	Oriente	abr-23	60	"b"	Programa anual de 2019 a 2023 del reemplazo de conductor y torres circuitos de 400 kV con un total de 40 km-L
3	Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	Norte	jun-20	17	"b" y "d"	Normalización de la subestación eléctrica Maniobras Cerro del Mercado en 115 kV.
4	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	Peninsular	ago-20	19	"b"	3ª etapa Elevación de Buses S.E. Nizuc 115 kV, a través de la conclusión de la sustitución de estructuras de concreto en condiciones de termino de vida útil y de buses tubulares con aislamiento envejecido.
5	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	Noroeste	dic-21	24	"a"	Sustitución de interruptores en varias subestaciones que son atendidas por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste por limitaciones en el nivel de cortocircuito.
6	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	Noroeste	abr-21	13	"d"	Construcciones de un alimentador en 115 kV para eliminar el TAP e interconectar la LT a la SE Culiacán I.

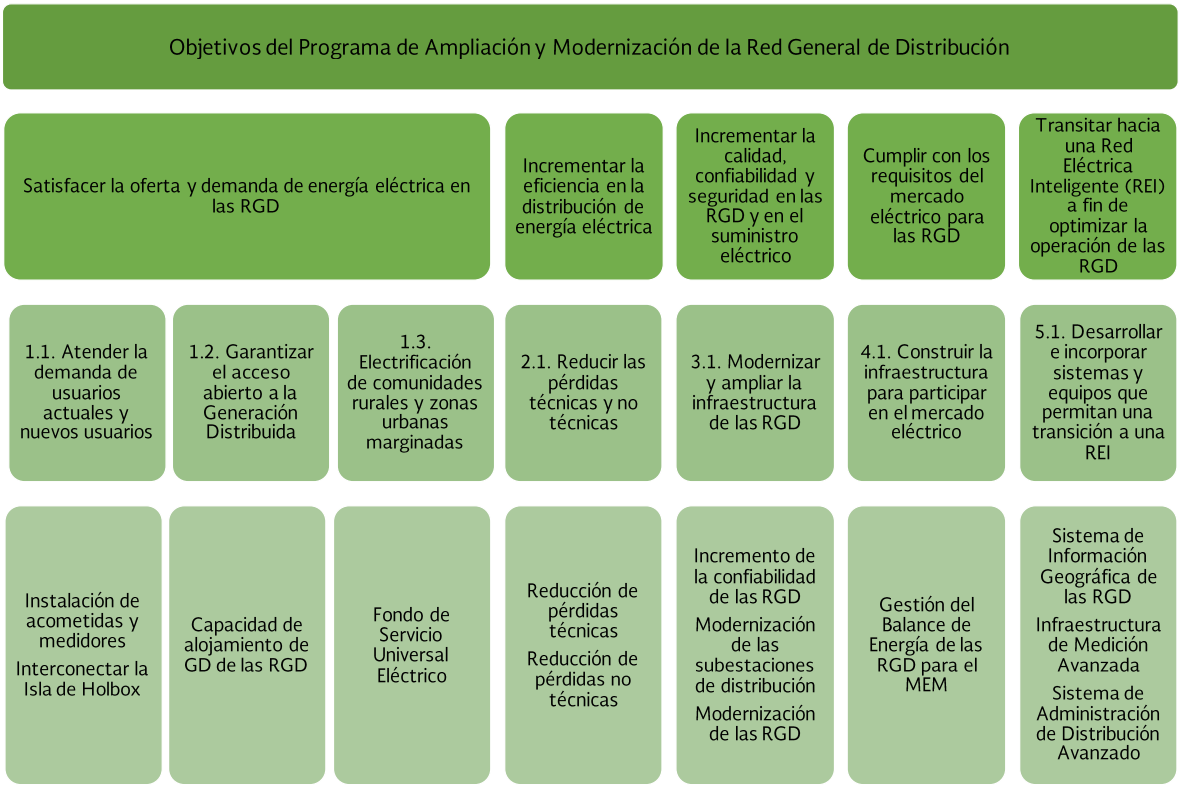
Categorías aplicables por el transportista
a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
c. Equipo con Daño.
d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.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

3.5.2. Distribución

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD), tiene como objetivo abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, 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 (GD).

Por otra parte, el PAMRGD, 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, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Asimismo, identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con energía eléctrica. El PAMRGD contempla tres objetivos, líneas de acción y proyectos que se llevaran a cabo en el período 2018-2022 (véase figura 3.16).

FIGURA 3. 16. OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Elaborado por SENER.

CAPÍTULO CUATRO. EJERCICIOS DE SENSIBILIDAD

La Dirección General de Planeación e Información Energéticas, adscrita a la Subsecretaria de Planeación y Transición Energética, tiene la facultad de realizar estudios que permitan analizar y evaluar la política energética del país requeridos para la planeación de mediano y largo plazos del sector[50].

En ese sentido, se llevó dos ejercicios de sensibilidad. El primero es un análisis sobre las diferencias en precios de electricidad entre nodos y regiones en el año 2017, con el objetivo de identificar las regiones que tuvieron mayor grado de congestionamiento en las redes de transmisión de electricidad, y evaluar las expansiones planeadas de la infraestructura de transmisión de electricidad entre regiones con los resultados obtenidos.

Posteriormente, se presenta un estudio prospectivo, analizando diversos escenarios que posibiliten alcanzar una mayor integración de energías limpias a largo plazo, para lograr las Metas de Energías Limpias plasmadas dentro del marco de la LTE. Cabe mencionar que, estos ejercicios indicativos no son parte de la planeación del SEN, de tal modo que pueden o no ser considerados en la planeación de largo plazo.

4.1. Evaluación histórica de las congestiones en las redes de transmisión de electricidad

El objetivo del estudio es evaluar e identificar las congestiones y pérdidas en las redes de transmisión de electricidad en el año 2017, basado en las diferencias en precios entre los nodos del SEN reportados por el CENACE. Además, este estudio permite identificar las regiones de transmisión que presentan una mayor congestión dentro del sistema eléctrico, lo que conlleva a analizar diversos mecanismos para atenderlas, como son la ampliación de la red de transmisión de electricidad o la construcción de nuevas plantas generadoras en aquellas regiones con mayores precios, entre otras medidas.

4.1.1. Antecedentes

El CENACE, define un NodoP[51] o nodo de fijación de precios a cada uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local (PML) se determina para las liquidaciones financieras en el MEM.

De conformidad con lo que establece la LIE[52], en su artículo 3, fracción XXX, el PML se define como el "Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del SEN para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el MEM".

El artículo 108, fracción VI de la LIE establece la facultad del CENACE para recibir las ofertas y calcular los precios de energía eléctrica en cada NodoP, utilizando un algoritmo de optimización para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctricas, como se indica en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo[53].

Los PML constan de tres componentes: de energía, de pérdidas y de congestión, cuya suma constituye el precio de electricidad en el correspondiente NodoP. Para cada hora del día de operación, los componentes de los PML de los NodosP dependen de la selección de un nodo de referencia en cada sistema interconectado, aunque la

[50] Artículo 24, Fracción XVII del Reglamento Interno de la Secretaria de Energía.
[51] http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx
[52] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014
[53] http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Mercado%20de%20Energ%C3%ADa%20de%20Corto%20Plazo%20DOF%202016%2006%2017.pdf

suma de los componentes, es decir, los PML son independientes del nodo de referencia elegido. Los componentes de los PML de cada NodoP se caracterizan por:

- Componente de energía. Es el costo de suministrar una unidad más de electricidad al nodo de referencia, la cual es equivalente al valor dual o sombra del balance de potencia en el nodo de referencia del algoritmo de optimización.

- Componente de pérdidas. Es el costo asociado a la producción adicional requerida para cubrir las pérdidas relativas a la transmisión de una unidad más de electricidad al NodoP. Según el Manual del Mercado de Energía a Corto Plazo los componentes de pérdida en los PML son "los valores calculados en la condición óptima, de las derivadas parciales de las pérdidas respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia".

- Componente de congestión. Es el costo incurrido por la existencia de límites físicos a la transmisión de electricidad, así como de límites operacionales establecidos por el CENACE para garantizar la confiabilidad del sistema, como las contingencias necesarias para garantizar la operación bajo el criterio N-1; que ocasiona que unidades de generación más costosas realicen el despacho eléctrico, preservando la capacidad de respuesta del sistema ante posibles contingencias. Según el Manual del Mercado de Energía a Corto Plazo los componentes de congestión en los PML son "los valores óptimos de las variables duales del conjunto de restricciones de transmisión que están activas en la solución óptima, multiplicado por la sensibilidad del flujo de potencia en los elementos de la red de transmisión respecto a inyecciones de potencia en cada nodo, cuando éstas son compensadas en el nodo de referencia".

El precio de la electricidad en cada NodoP representa el valor de la energía en ese punto, incluyendo el costo de proporcionar esa electricidad y los costos asociados a su suministro, pérdidas y congestiones.

Las diferencias de precios entre nodos están originadas por las pérdidas asociadas a la transmisión, ya que se debe despachar una cantidad adicional de electricidad para cubrir las pérdidas originadas por la conversión de parte de la electricidad en calor durante la transmisión. También están causadas por congestiones en las líneas de transmisión, las cuales son limitaciones físicas a la transmisión dadas por la capacidad de los enlaces, que imposibilitan que electricidad que puede ser generada a un menor costo sea transmitida hacia áreas donde su generación tiene un costo mayor, particularmente en periodos de mayor demanda. En ausencia de pérdidas y congestiones, todos los precios nodales en la red de transmisión serían idénticos.

De acuerdo con lo definido anteriormente, los componentes de energía, pérdidas y congestión de cada NodoP cambian al modificar el nodo de referencia; sin embargo, el PML, es decir la sumatoria de los tres componentes, permanece constante, independientemente del nodo que se tome como referencia.

4.1.2. Metodología

Para la evaluación histórica de las congestiones y pérdidas en las redes de transmisión de electricidad, se emplean los PML del Mercado del Día en Adelanto (MDA) de entre el 1 de enero del 2017 y el 31 de diciembre del 2017, calculados por el CENACE, a través del modelo de optimización AU-MDA[54].

Las congestiones entre enlaces se determinan como el componente de congestión del precio sombra de electricidad en el NodoP de retiro, es decir el PML, menos el componente de congestión del precio sombra de electricidad en el NodoP de inyección, siempre y cuando ambos NodosP tengan el mismo nodo de referencia.

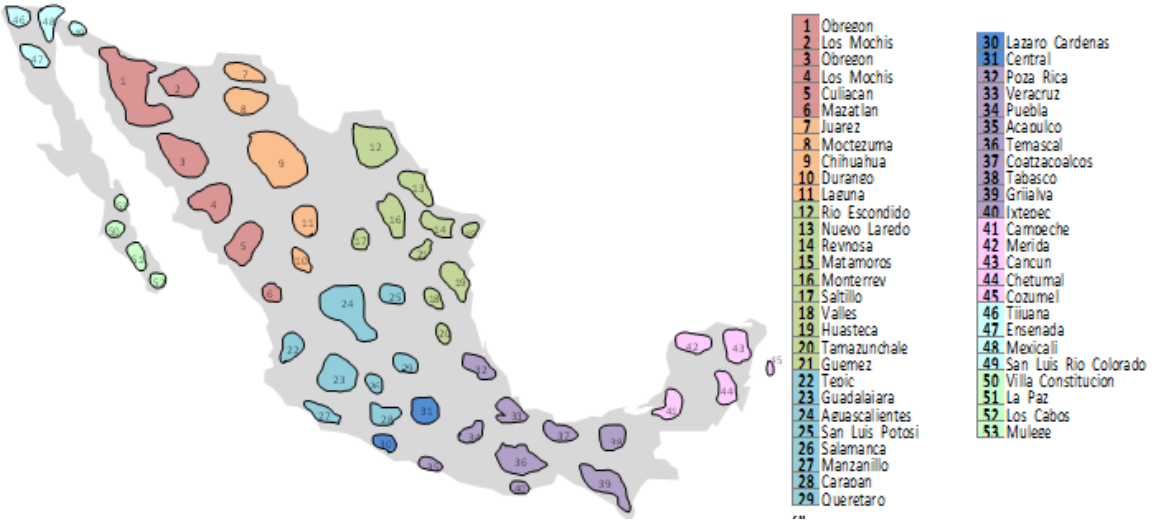
[54] AU-MDA: Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; con esta herramienta se decide el programa horario de arranques, paros, cambios de configuración, potencias de generación y asignación de los Servicios Conexos, para lo cual, el modelo considera las Ofertas de los Participantes del Mercado; además, determina los Precios Marginales Locales de la energía y los precios de los Servicios Conexos por zona de reserva. http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Formulaci%C3%B3n%20Matem%C3%A1tica%20Modelo%20AU-MDA%20y%20PML%20v2016%20Enero.pdf

De manera análoga, las pérdidas entre enlaces se determinan como el componente de pérdidas del precio sombra de electricidad en el NodoP de retiro, menos el componente de pérdidas del precio sombra de electricidad en el NodoP de inyección.

4.1.3. Resultados

Los resultados del análisis histórico de los PML de los NodosP en el MDA y sus componentes se presentan atendiendo al mismo nivel de subdivisión geográfica utilizado por el PRODESEN, donde el país se divide en 53 regiones de transmisión, como se ilustra en el mapa 4.1.

MAPA 4. 1. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN AGRUPADAS POR REGIÓN DE CONTROL

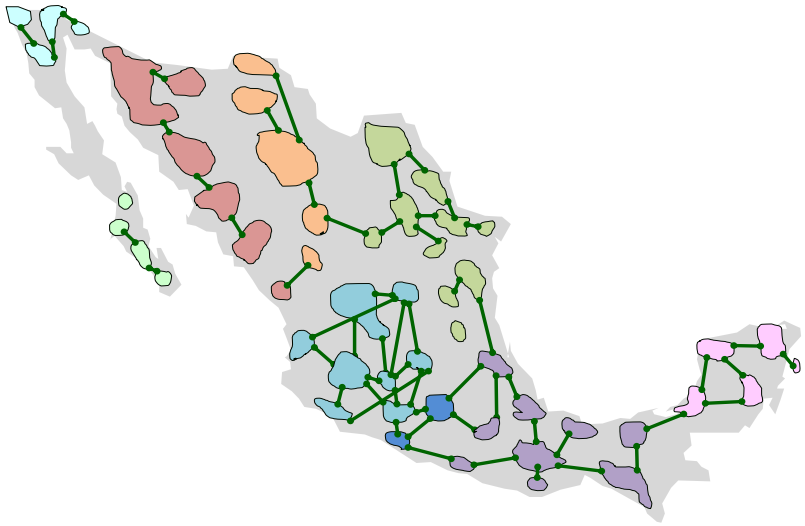


Fuente: Elaborado por SENER con información de PRODESEN.

Los enlaces entre regiones de transmisión se corresponden con las ramas entre nodos de fijación de precios proporcionadas por el CENACE, es decir enlaces entre NodosP, los cuales se representan en el mapa 4.2. La mayor parte de las líneas tienen un voltaje de 115 o 230 kV, y únicamente hacia Cozumel hay un enlace de 34. 5kV. En el mapa 4.2 se observa que no todos los enlaces existentes en el SIN están identificados, ya que el SIN no está completamente conectado en la ilustración.

Las ramas entre nodos de fijación de precios proporcionadas no están completas, ya que la conexión entre algunas regiones de transmisión es probable que ocurra a través de distintos nodos que no son de fijación de precios. Por lo tanto, sería necesario evaluar todos los enlaces entre NodosP, aunque estos tengan lugar a través de conexiones con distintos nodos que no sean de fijación de precios en un análisis posterior; sin embargo, este estudio consideró la información inicialmente proporcionada relativa a ramas entre nodos de fijación de precios.

MAPA 4. 2. RAMAS ENTRE NODOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS QUE CONECTAN DIFERENTES REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN



Fuente: Elaborado por SENER con información de PRODESEN.

Para asegurar el cálculo correcto de las pérdidas y congestiones entre distintos enlaces, sin realizar simplificaciones o supuestos, primeramente, se emplean las ramas entre NodosP representadas en el mapa 4.2, siguiendo el procedimiento descrito en el apartado de Metodología.

El mapa 4.3 muestra los PML[55] medios durante el año 2017 en cada región de transmisión y las congestiones entre líneas de transmisión y el mapa 4.4 ilustra durante cuántas horas dichos enlaces presentaron alguna congestión en cualquiera de los dos sentidos.

La existencia de diferentes precios de electricidad, atendiendo a diversas localizaciones dentro del SEN, afecta al funcionamiento del mercado a corto plazo, influyendo en el despacho eléctrico, pero también origina impactos a largo plazo. Las diferencias en PML proporcionan señales a los participantes del mercado eléctrico, cuyas decisiones buscan minimizar los efectos adversos relacionados con las congestiones en las redes de transmisión, dichas señales son:

- Localización de nuevas plantas generadores de electricidad en aquellas regiones donde los precios nodales son más elevados.

- Localización de nuevos grandes consumidores de electricidad en aquellas zonas con precios de electricidad menores.

- Inversiones en redes de transmisión en aquellas líneas que presentan un mayor grado de congestión; es decir, donde las diferencias de precios entre nodos o regiones adyacentes es más elevada, después de substraer los costos asociados a las pérdidas durante la transmisión de electricidad.

El precio de la electricidad en el norte del país es inferior al precio en el sur; sin embargo, debido a la existencia de pérdidas y congestiones en la transmisión, la electricidad que puede ser generada de manera más barata en el norte no puede ser transmitida hacia el sur del país. La zona de Baja California presenta precios de

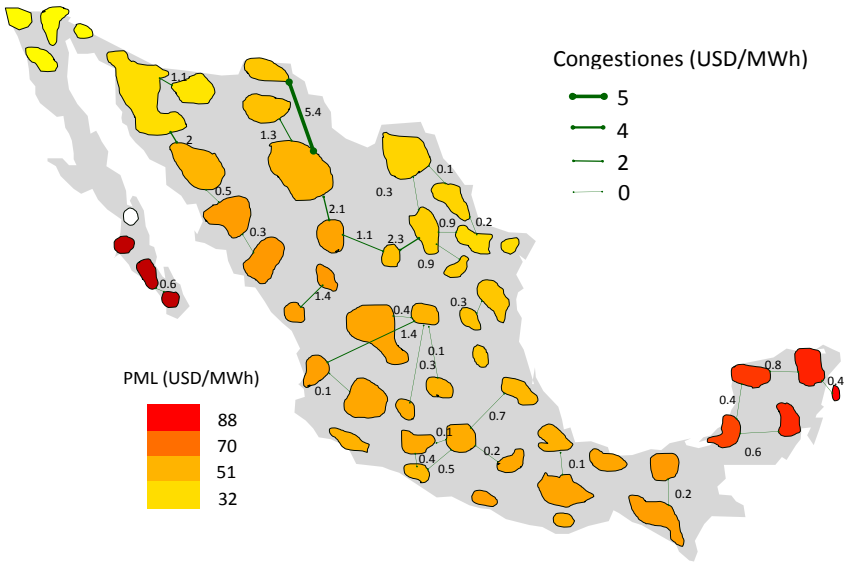
[55] El PML de cada región de transmisión se ha calculado como la media del PML de cada NodoP de la región de transmisión, dando el mismo peso relativo a cada nodo. El CENACE calcula los precios medios ponderados de cada región de transmisión, dando un peso relativo a cada NodoP, a través de los factores de carga por NodoP. Debido a la falta de todos los factores de carga de los NodosP, se ha empleado el supuesto de otorgar el mismo peso a cada NodoP, por lo que los precios medios de electricidad por región de transmisión pueden diferir ligeramente de los proporcionados previamente por el CENACE.

electricidad muy inferiores en comparación con el SIN, siendo el precio en Mexicali 40% inferior al precio en Hermosillo, por lo que nuevos planes para interconectar esta región al resto del SIN permitirían disminuir el precio medio de electricidad en el país, sobre todo en la región noroeste. Por el contrario, los precios de electricidad en Baja California Sur duplican de media a los precios en el resto del SIN, por lo que su interconexión con el SIN permitiría disminuir los precios de generación en dicha región.

Los mapas 4.3 y 4.4, muestran que las líneas de transmisión que van desde el norte de Sonora hacia el sur de Sinaloa se encuentran prácticamente congestionadas de manera permanentemente, por la alta demanda de energía eléctrica. Los enlaces que conectan Hermosillo con Nacozari y Hermosillo con Obregón presentaron congestiones durante más de 4,000 horas en el año anterior, lo que indica que se puede considerar una expansión de la capacidad de transmisión desde Sonora a Sinaloa, ya que por ejemplo el precio medio de electricidad en Culiacán fue 33% superior a Hermosillo.

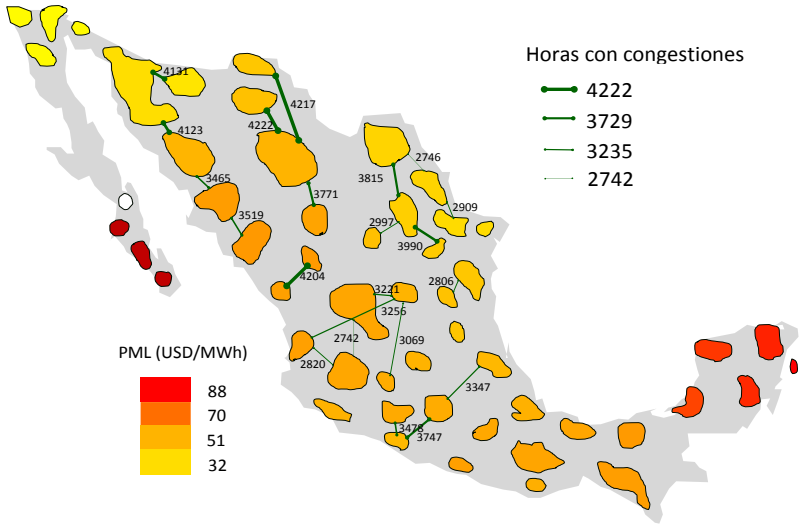
De manera análoga, se presentaron congestiones permanentes en el estado de Chihuahua, sobre todo entre los enlaces Juárez-Chihuahua y Juárez-Moctezuma, lo que origina que los precios de electricidad en la región de Durango sean 16% superior al precio de electricidad en la región de transmisión de Juárez. Los enlaces que conectan Monterrey con Rio Escondido y Guëmez, también estuvieron congestionados durante casi 4,000 horas al año, aunque el nivel de congestión fue relativamente pequeño. Por último, los enlaces que conectan Lázaro Cárdenas con la región de transmisión Central y con Carapán también estuvieron congestionados durante un número elevado de horas, aunque ligeramente inferiores a las 4,000, aun cuando estas congestiones fueron también relativamente pequeñas.

MAPA 4. 3. PRECIOS MARGINALES LOCALES MEDIOS EN CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN Y CONGESTIONES ENTRE ENLACES DE NODOSP QUE CONECTAN REGIONES DE TRANSMISIÓN



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

MAPA 4. 4. PRECIOS MARGINALES LOCALES MEDIOS EN CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN Y NÚMERO DE HORAS CON CONGESTIONES ENTRE ENLACES DE NODOSP QUE CONECTAN REGIONES DE TRANSMISIÓN DURANTE 2017



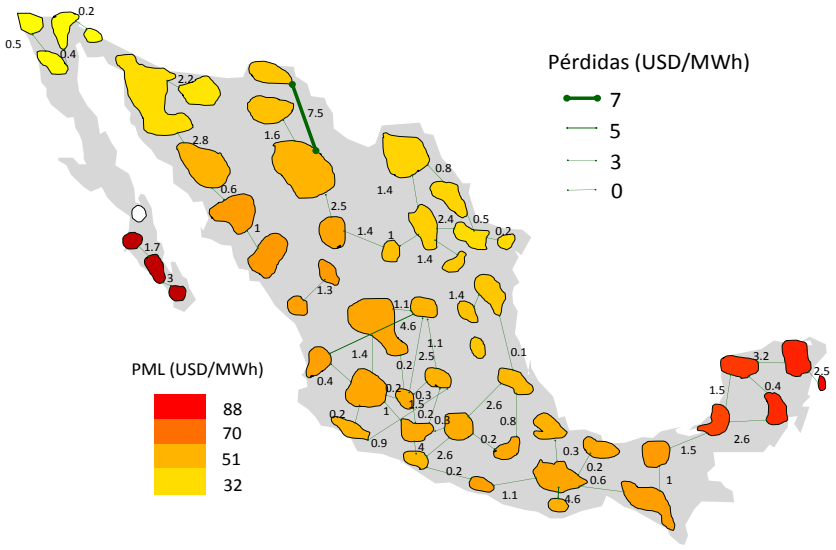
Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

El mapa 4.5 ilustra los costos asociados a pérdidas durante la transmisión de electricidad entre regiones de transmisión, observándose que estos costos son mayores que los asociados a las congestiones. Los enlaces entre Chihuahua-Juárez, Tepic-San Luis Potosí, Ixtepec-Temascal, Aguascalientes-Tepic, Carapán-Lázaro Cárdenas y Cancún-Mérida presentan pérdidas de transmisión de electricidad, únicamente entre ambas regiones, de más de 3 USD/MWh, por lo que el mantenimiento de dichas líneas disminuiría el precio de electricidad en el SIN.

El enlace entre los nodos de fijación de precios que conectan Tabasco y Campeche no presenta grandes congestiones, sin embargo, la diferencia del precio de electricidad entre ambas regiones conectadas es significativa, como se muestra en los mapas 4.3-4.6, siendo en promedio 17% superior en Campeche que en Tabasco.

Además, se observa que el enlace presenta pérdidas, pero estas son relativamente pequeñas, y únicamente se presentaron congestiones durante 347 horas al año, lo que parece indicar que el origen de estos precios de electricidad mayores en Campeche son las pérdidas y/o congestiones internas existentes en dicha región de transmisión. Además, las pérdidas a la transmisión de electricidad entre Campeche-Chetumal y Mérida-Cancún son elevadas, comparadas con las pérdidas asociadas a la transmisión en el resto del SEN, lo que origina que el precio de electricidad en Cozumel, por ejemplo, sea de media un 8% superior al precio en Campeche.

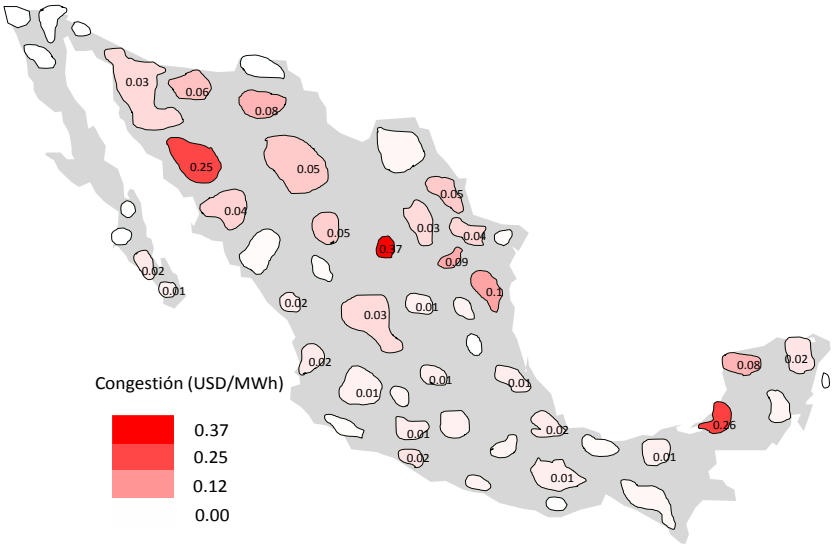
MAPA 4. 5. PRECIOS MARGINALES LOCALES MEDIOS EN CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN Y PÉRDIDAS ENTRE ENLACES DE NODOSP QUE CONECTAN REGIONES DE TRANSMISIÓN



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

Para evaluar la importancia de las congestiones internas a la transmisión de electricidad, se representaron las congestiones medias por cada región de transmisión en el mapa 4.6, Se otorgó el mismo peso relativo a cada enlace, lo que origina que si un enlace causa una congestión en un punto, y el resto de enlaces en esa misma región de transmisión no están congestionados, la congestión media es pequeña; sin embargo, la congestión en un único enlace dentro de una región de transmisión puede ser significativa para la transmisión de electricidad dentro de esa región.

MAPA 4. 6. CONGESTIÓN MEDIA DENTRO DE CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN DURANTE EL AÑO 2017

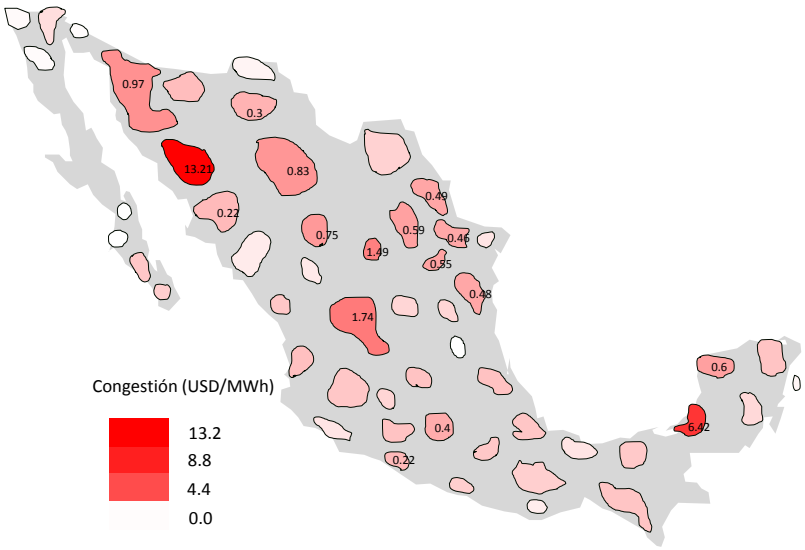


Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

En el mapa 4.7 se representa la congestión media anual del enlace entre NodosP con mayor congestión dentro de cada región de transmisión. No obstante, este mapa también debe ser evaluado con cautela, ya que, si un

enlace entre NodosP no desempeña un papel central o troncal en la transmisión de electricidad hacia otras regiones, la importancia del congestionamiento tiene menor interés. También resaltan dos regiones que contienen enlaces que se encuentran extremadamente congestionados, Obregón y Campeche. Para evaluar la importancia de los enlaces congestionados dentro de la región de transmisión, se analizan la distribución de PML dentro de dichas regiones.

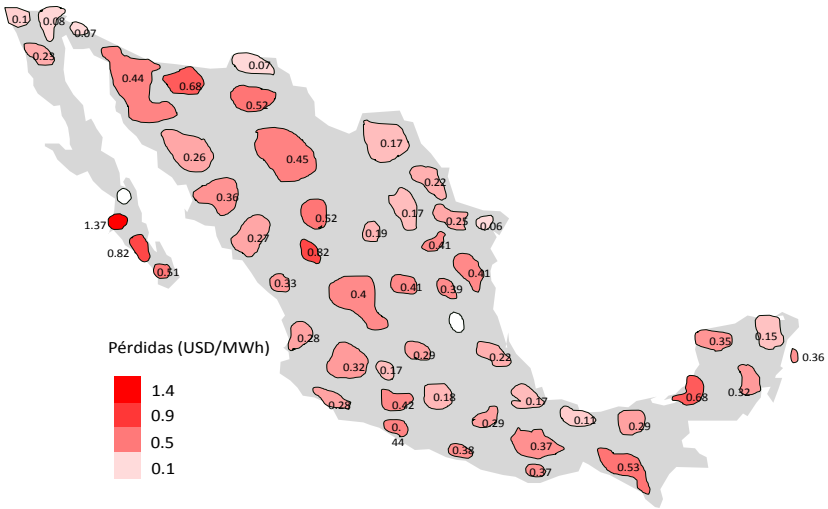
MAPA 4. 7. CONGESTIÓN MEDIA ANUAL DEL ENLACE QUE PRESENTÓ MAYOR CONGESTIÓN DENTRO DE CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN DURANTE EL AÑO 2017



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

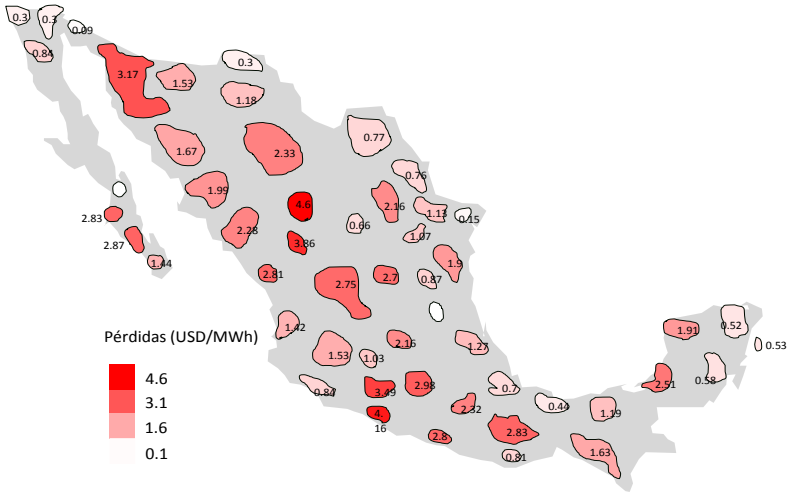
De manera análoga, se han representado las pérdidas asociadas con la transmisión de electricidad dentro de las regiones de transmisión en los mapas 4.8y 4.9.

MAPA 4. 8. PÉRDIDAS MEDIAS DENTRO DE CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN DURANTE EL AÑO 2017



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

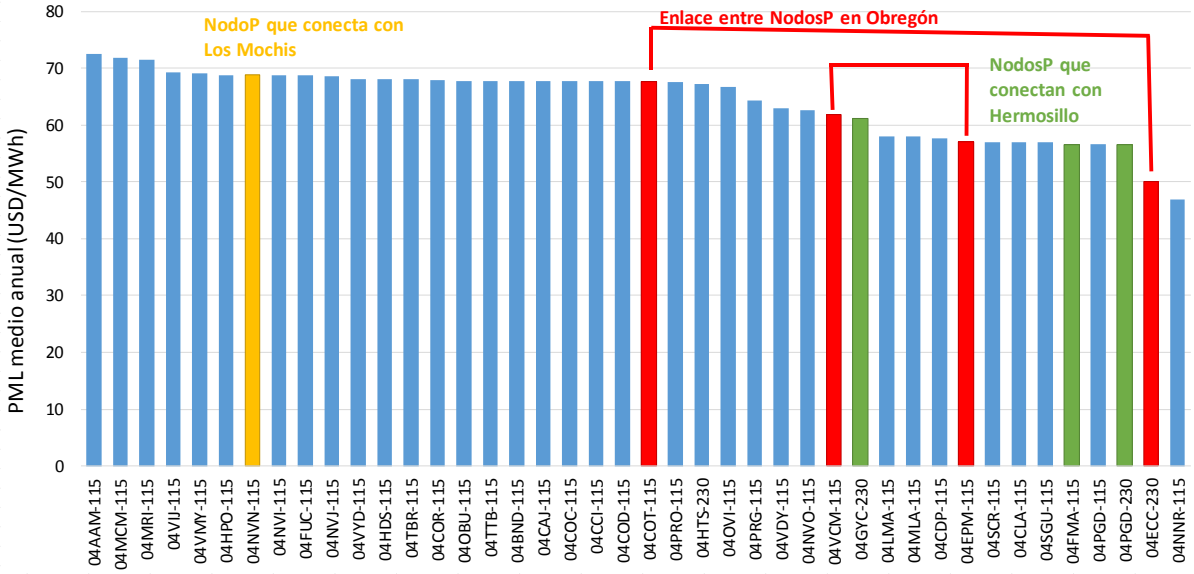
MAPA 4. 9. PÉRDIDAS MEDIA ANUALES DEL ENLACE QUE PRESENTÓ MAYORES PÉRDIDAS DENTRO DE CADA REGIÓN DE TRANSMISIÓN DURANTE EL AÑO 2017



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

La figura 4.1, muestra los PML medio anuales para la región de Obregón, indicándose en verde aquellos NodosP que están conectados con otros NodosP de la región de transmisión de Hermosillo, la cual tiene precios de electricidad menores. En amarillo se muestra el NodoP que conecta con la región de transmisión de Los Mochis. En rojo se han indicado aquellos enlaces que están muy congestionados, presentando niveles de 13.2USD/MWh y 4.3 USD/MWh de congestión media anual. Se observa que dichos enlaces parecen desempeñar un papel central en la transmisión de electricidad dentro de Obregón (por ejemplo, a diferencia de los enlaces situados a la izquierda de la barra amarilla), y que puede resultar beneficioso evaluar la expansión de estos, para facilitar la transmisión de electricidad desde el norte de Obregón hacia el sur y disminuir el precio total de la misma.

FIGURA 4. 1 PML MEDIOS ANUALES EN TODOS LOS NODOSP DE LA REGIÓN DE TRANSMISIÓN DE OBREGÓN DURANTE 2017



Fuente: Elaborado por SENER.

En Campeche solo hay un enlace que presenta congestiones significativas, en el enlace 08SLC-230-08ESA-115, cuya congestión es de 6.4 USD/MWh de media anual. El nodo 08SLC-230 es el NodoP que conecta con la región de transmisión de Tabasco y el nodo 08ESA-115 conecta con el resto de la región de control Peninsular. La congestión tan alta en ese nodo, y la ausencia de acceso a fuentes de generación de electricidad baratas, estaría originando elevados precios de electricidad en la zona Peninsular.

Hay aproximadamente 150 enlaces dentro de regiones de transmisión en el SEN que presenta pérdidas medias anuales superiores a 1USD/MWh, por lo que es necesario evaluar la importancia de cada enlace en la transmisión de electricidad y emprender acciones de mejora en aquellos enlaces que desempeñan un papel más crucial en la transmisión. En el cuadro 4.1 se muestran los enlaces con mayores pérdidas a la transmisión de electricidad, los cuales puede tomarse como punto de partida para la priorización de acciones.

CUADRO 4. 1. ENLACES ENTRE NODOSP SITUADOS EN LA MISMA REGIÓN DE TRANSMISIÓN QUE PRESENTARON MAYORES PÉRDIDAS A LA TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SEN

Rama de NodosP		Región	Pérdidas (USD/MWh)
05LGM-115	05PDA-115	Laguna	4.6
03DSC-69	03NVI-69	Lázaro Cárdenas	4.2
05CND-115	05NID-115	Durango	3.9
03ADR-69	03PUU-69	Carapán	3.5
04PLD-230	04HAE-230	Hermosillo	3.2
01AAN-85	01PAC-85	Central	3

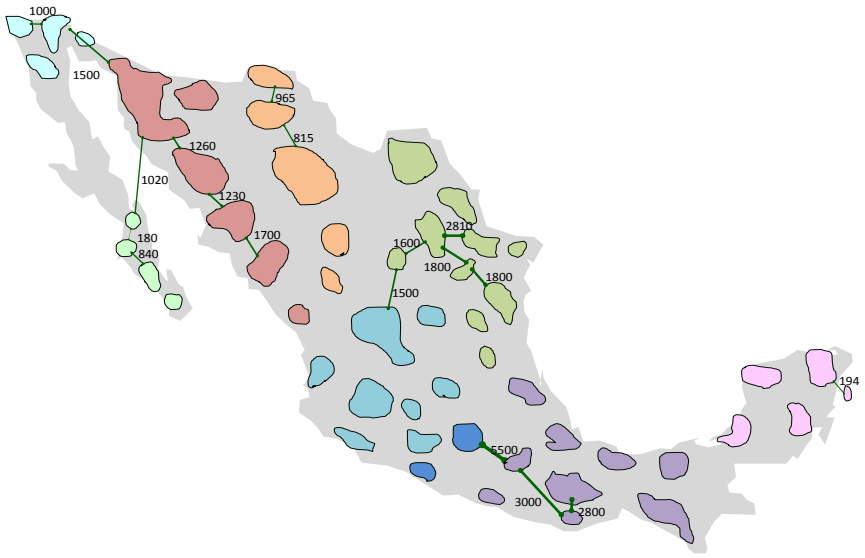
Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

El mapa 4.10 muestra la expansión en la capacidad de transmisión hasta el año 2024 descrita en el PRODESEN 2017-2031[56]. Como se menciona en el PIIRCE 2017, la planeación busca principalmente conectar el SIN con la zona de Baja California, a través de una línea de transmisión entre Mexicali y Hermosillo y reforzando el enlace entre Tijuana y Mexicali. De esta manera, electricidad adquirida a menores precios en esa zona puede ser transmitida hacia el sur.

Otro de los objetivos fundamentales de la expansión de la infraestructura de transmisión de electricidad descrita en el PIIRCE 2017, es conectar la región de Baja California Sur con los estados de Sonora (enlace Hermosillo-Mulegé), siendo una decisión adoptada firmemente a finales de junio del 2017. Con estas conexiones, los elevados precios de electricidad de la región de Baja California Sur podrían disminuir.

[56] Se tomó como referencia el PRODESEN 2017-2031, dado que el ejercicio se realizó antes de la publicación del último PRODESEN, correspondiente al período 2018-2032.

MAPA 4. 10. EXPANSIÓN PLANEADA EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN HASTA EL AÑO 2024



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

También, se observa una expansión de la capacidad de transmisión en los estados de Sonora, Sinaloa y Chihuahua, y una mejor conexión de la región de transmisión de Monterrey. El análisis en las congestiones en la infraestructura de transmisión refuerza la importancia de realizar estas inversiones, ya que muchos enlaces presentaban congestiones de manera casi permanente. También se va a aumentar la capacidad del enlace entre las regiones Central-Puebla y se va a conectar directamente la región Central con Ixtepec.

Actualmente, no hay congestiones significativas de la región Central hacia el sur o entre las regiones de control Central y Oriental; sin embargo, la decisión de construcción de estas líneas de transmisión está indicada por un aumento previsto de la electricidad demandada en la zona Central, que originaría congestiones en las redes de transmisión, si no hay una anticipación a ello, y por la construcción de parques eólicos en la zona del istmo de Tehuantepec, siendo el objetivo la distribución de la energía eólica disponible por el resto del SIN.

4.1.1. Conclusiones

La existencia de congestiones y pérdidas en el SEN origina que la electricidad que puede ser generada más barata en el norte del país no puede ser transmitida hacía el centro. Además, el SEN no se encuentra completamente conectado, sino dividido en el SIN, Baja California y Baja California Sur, aunque una conexión completa está planificada durante los próximos años, la cual permitirá una mayor uniformidad de los precios nacionales de electricidad.

El impacto de las pérdidas en la transmisión de electricidad origina mayores diferencias en precios de electricidad que las congestiones, por lo que se considera primordial el desarrollo de un plan estratégico para su minimización.

Se observan congestiones desde el norte de Sonora hacia el sur de Sinaloa y en el estado de Chihuahua, y el PRODESEN 2017 reporta una expansión planeada de la capacidad de transmisión, por lo que parece idónea para disminuir el nivel de congestiones. Sin embargo, algunas regiones, como Obregón, también presentan niveles elevados de congestiones internas, que sería necesario abordar. Además, los enlaces que conectan Lázaro Cárdenas con la región Central y Carapán estuvieron congestionados durante más del 30% del tiempo durante el año 2017, y no hay ningún plan específico para corregir las mismas, por lo que se recomienda su consideración para una posterior evaluación.

La región Peninsular presenta mayores precios de electricidad que el resto del SIN y el origen de la congestión está en un enlace situado dentro de Campeche, y no en el que une directamente con Tabasco, de acuerdo con las diferencias entre precios marginales locales de los nodos. Además, las pérdidas a la transmisión de electricidad son elevadas y se deberían adoptar medidas adecuadas para disminuirlas, lo que permitiría reducir el precio de la electricidad en la región Peninsular.

4.2. Escenarios a largo plazo para el sector energía en México: Costo de Integración de Energía Renovable

México es reconocido a nivel mundial por su esfuerzo en promover la energía renovable a través de sus Subastas de Largo Plazo, donde se encontraron precios bajos récord[57]. Las tres primeras subastas llevadas a cabo en los años 2016 y 2017[58], dieron como resultado adiciones de capacidad por 4,770 MW de energía solar y 2,290 MW de energía eólica, junto con otras tecnologías. Los contratos resultantes, para energía eléctrica, certificados de energía limpia y potencia, han constituido un gran avance, al confirmar que la energía renovable mantiene a la baja sus precios.

Los escenarios presentados en esta sección tienen como objetivo, mostrar posibles fluctuaciones en la planeación del SEN, ante diversos factores internos y externos, para brindar un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del sector eléctrico ante el marco de reducción de los costos de la energía solar y eólica que se está observando actualmente o ante una posible mayor integración de energía nuclear. El análisis busca identificar posibles áreas de oportunidad para el desarrollo de tecnologías que coadyuven al mejoramiento del sistema. Este estudio evalúa la importancia de las energías limpias en la matriz energética, y el papel que las políticas energéticas y las condiciones de mercado tendrán para asegurar su integración eficiente.

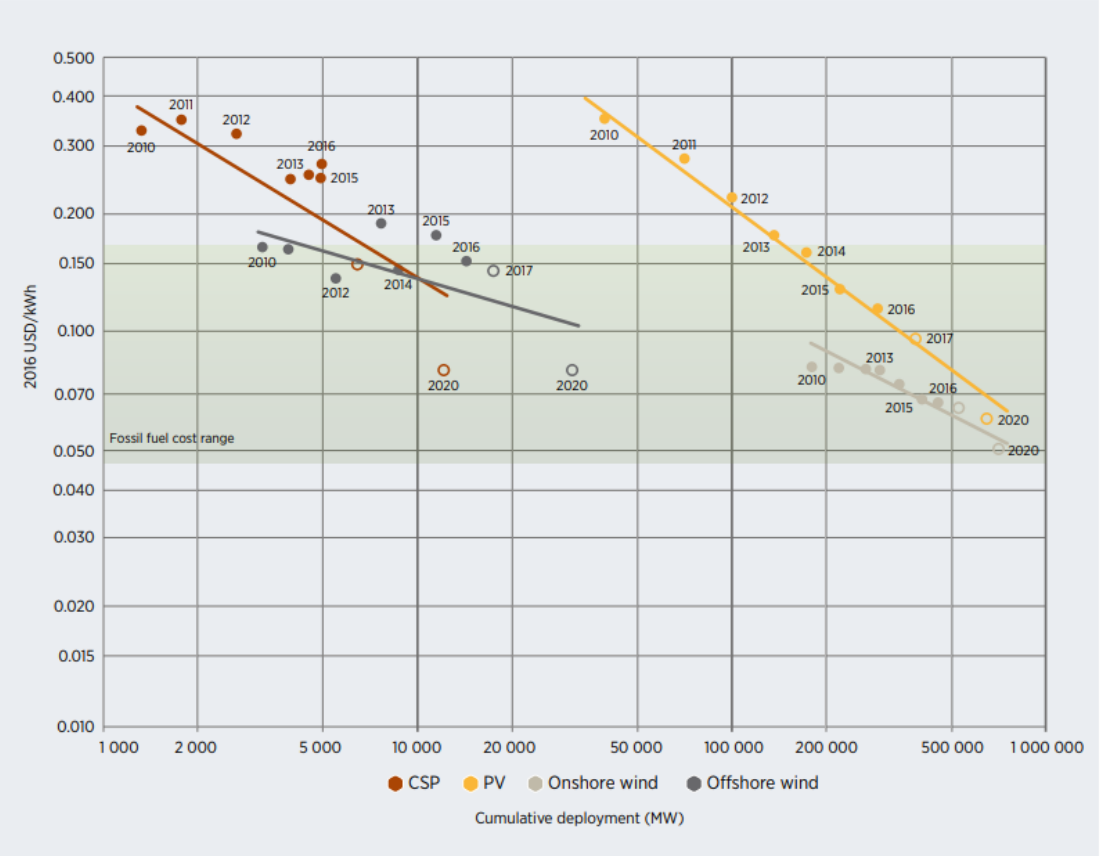
Los tres escenarios presentados en el ejercicio no son parte de la planeación del SEN, de tal manera que no deben ser considerados como una planeación indicativa o predictiva de largo plazo. Los escenarios ilustran que pasaría ante una determinada circunstancia y cómo el sistema eléctrico mexicano respondería ante ella.

4.2.1. Antecedentes

Los costos de generación de electricidad a partir de energía eólica y solar han disminuido considerablemente en los últimos años, como se muestra en la figura 4.2. Se espera que la disminución en los costos continúe, como resultado de una mejora tecnológica, la producción en cadena y el desarrollo de un mercado competitivo. Si se cumplen estas expectativas, los costos nivelados de la generación de electricidad mediante turbinas eólicas o paneles solares fotovoltaicos podrían ser más baratos que, por ejemplo, la generación de electricidad mediante gas natural. Debido a los buenos recursos eólicos y solares presentes, México ha sido uno de los primeros países en observar esta tendencia a través de los resultados de las tres primeras subastas eléctricas de largo plazo.

[57] Resultados similares se encontraron en subastas en Dubái, Perú, Chile, Abu Dabi y Arabia Saudita (IRENA, 2018)
[58] Para mayor detalle, véase Capítulo I de este documento.

FIGURA 4. 2. DESARROLLO HISTÓRICO DEL COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES - Y UNA ESTIMACIÓN DE LOS VALORES DEL 2020



Fuente: IRENA, 2018.

4.2.2. Metodología

El análisis presentado en este estudio se ha realizado con el modelo de optimización Balmorel[59], el cual ha sido completado con datos detallados del sistema eléctrico mexicano actual y los desarrollos futuros esperados, tomados del PRODESEN 2018-2032. Se plantean tres escenarios, con un horizonte al año 2050, que parten de los mismos insumos como son: la demanda de electricidad, precios de los combustibles y costos de las tecnologías (véase cuadro 4.2).

CUADRO 4. 2. ESCENARIOS DEL EJERCICIO DE ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Escenario	Características
Principal	Política actual considerando las metas de energía limpia.
Sin restricciones	Referencia teórica: sin aplicar exógenamente los objetivos de energía limpia.
Nuclear	Expansión continua de la capacidad instalada de centrales nucleares desde el 2029, hasta un total de 25 GW en 2050.

[59] Para mayor información del modelo Balmorel en México, véase Prospectivas anteriores.

Fuente: Elaborado por SENER.

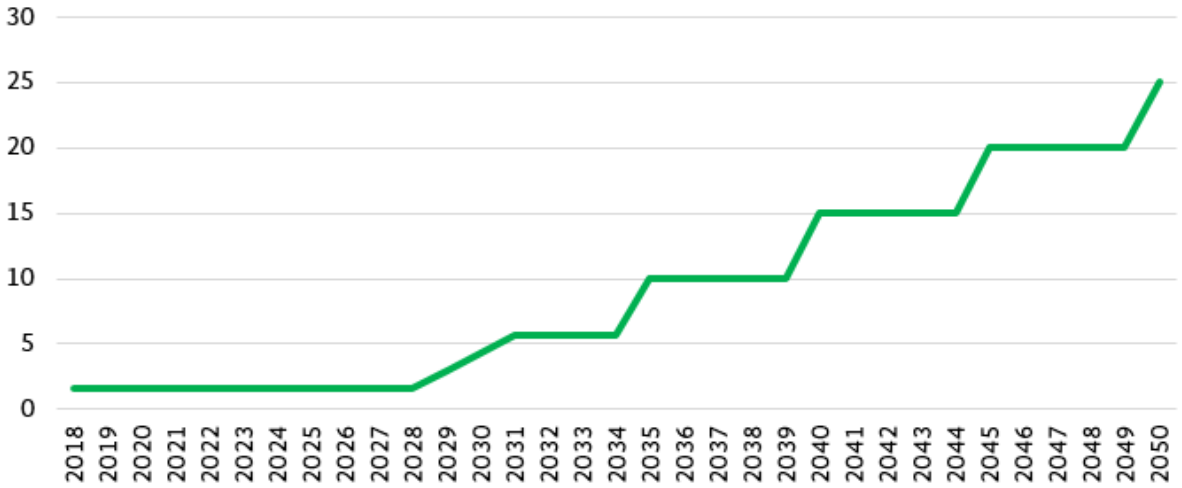
4.2.3. Supuestos

Energía eólica y solar en combinación con energía nuclear

La energía nuclear es una tecnología de carga base que puede generar electricidad sin emisiones directas de CO_2. México tiene dos reactores nucleares en Laguna Verde, Veracruz (1,608 MW), de acuerdo con lo reportado en el PRODESEN 2018-2032. La planta de Laguna Verde se planea expandir con dos reactores adicionales, y se plantea una nueva planta nuclear en la Región Huasteca, previstas para entrar en funcionamiento en 2029, 2030 y 2031, respectivamente, lo que daría como resultado una capacidad nuclear total de 5,688 MW en el 2031.

En un ejercicio teórico, en el escenario Nuclear se ha supuesto que la expansión de la energía nuclear seguirá llegando a 25 GW en el 2050. Es probable que la tasa de esta expansión sea más alta que la real, pero se ha elegido para dar una participación significativa a la energía nuclear y para estudiar los desafíos de integrar la variable eólica y solar con una parte significativa del tipo de generación de carga nuclear. Por lo tanto, el escenario debe verse como ilustrativo, donde el propósito es explorar qué puede pasar si se integran mayores porcentajes de energía nuclear en la red eléctrica mexicana (véase Figura 4.3).

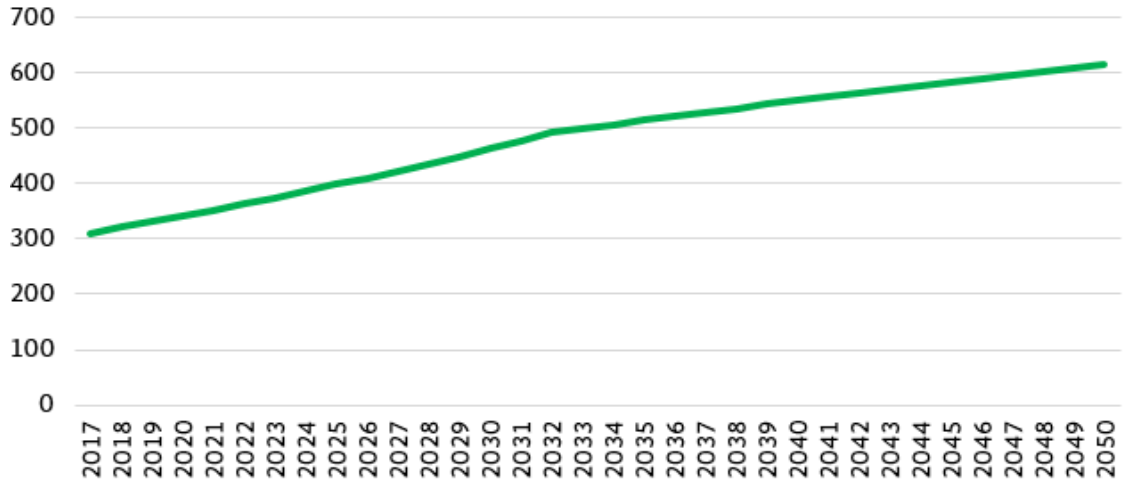
FIGURA 4. 3. SUPUESTA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD NUCLEAR AL 2050
(GW)



Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica

La proyección de la demanda de electricidad se toma de PRODESEN 2018-2032, la cual sólo llega hasta el 2032. Del 2033 al 2050, se ha supuesto que el crecimiento de la demanda va del 1.5% por año en el 2033, al 1.0% por año en el 2050, como se ilustra en la figura 4.4. La expectativa del gobierno para el crecimiento del PIB hasta el 2045 es de alrededor del 3% por año, por lo que el crecimiento en la demanda de electricidad que se ha estimado se basa en un cambio estructural esperado, donde el sector residencial y de servicios tendrán una mayor participación, con un aumento de la eficiencia energética, pero a la vez se producirá una mayor electrificación de la demanda energética.

FIGURA 4. 4. PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA AL 2050
(TWh)



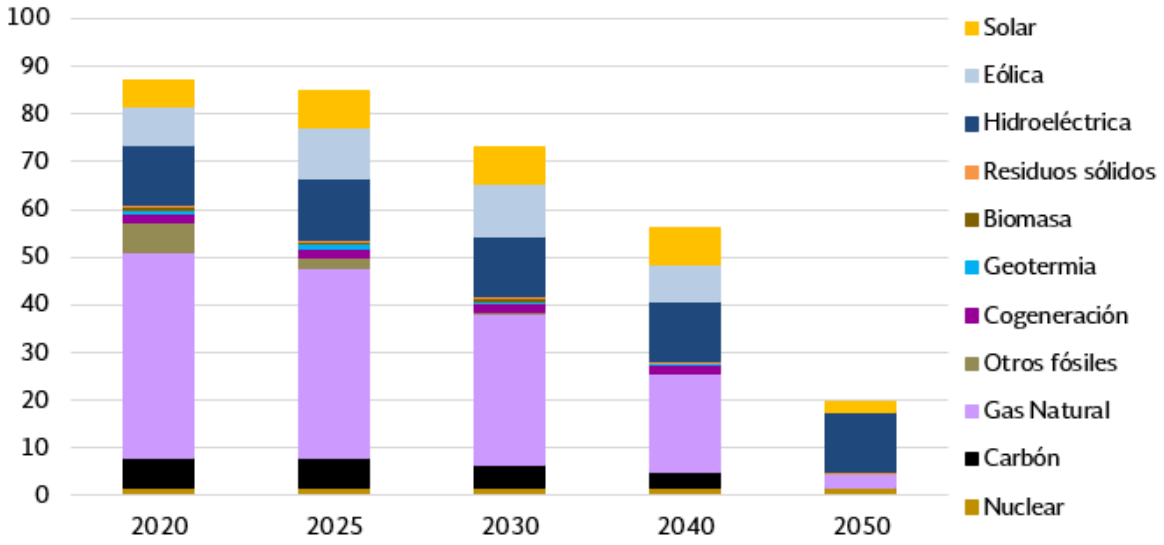
Fuente: Elaborado por SENER.

Datos Tecnológicos

La mayoría de los datos sobre las capacidades existentes y comprometidas, así como las opciones de inversión, tienen como fuente el PRODESEN 2018-2032. Además de los retiros que se producen cuando las plantas alcanzan su vida útil técnica esperada (véase figura 4.5).

El modelo puede invertir en más capacidad de generación, con base a un "catálogo de tecnologías". Esta lista se encuentra en el cuadro 4.3. Los costos de inversión incluyen un interés durante la construcción del 10%, combinado con el tiempo de construcción que se indica en el cuadro. En este estudio no se consideran tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

FIGURA 4. 5. CAPACIDAD DE GENERACIÓN EXISTENTE Y COMPROMETIDA
(GW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

CUADRO 4. 3. TECNOLOGÍAS DE INVERSIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS[60]

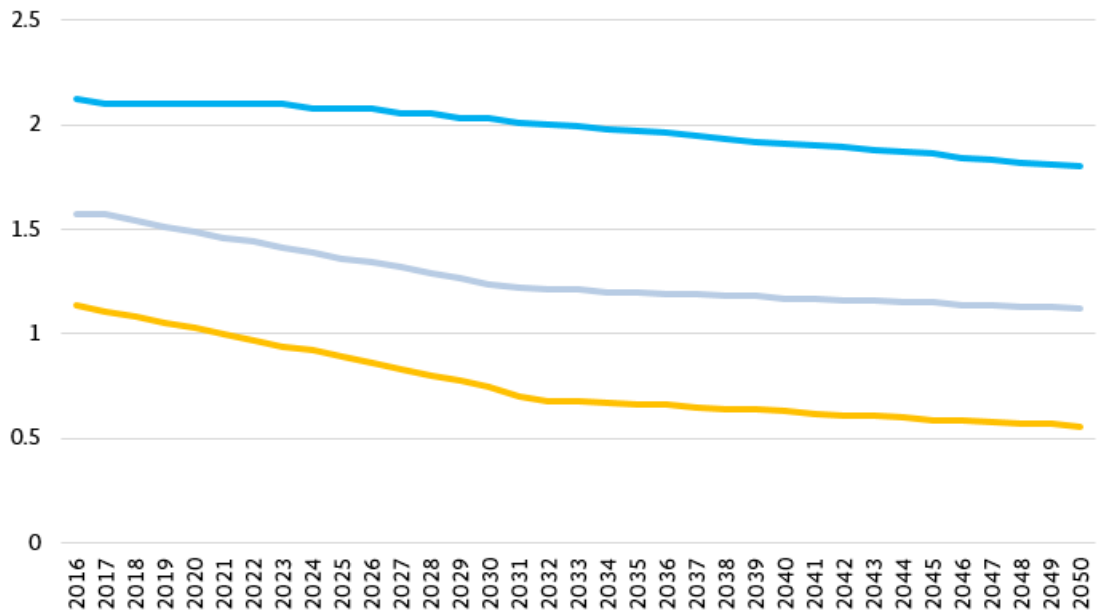
Tipo de tecnología	Primera inversión Año	Costos de Inversión IDC* ($/MW)	Costos Fijos ($/MW)	Costos Variables ($/MWh)	Eficiencia eléctrica (%)	Vida técnica (Años)	Tiempo de construcción (Años)
Caña de azúcar	2021	2,038	46.4	3.2	34%	30	3.3
Residuos de madera	2021	3,256	46.4	3.2	34%	30	3.3
Biogás	2021	3,213	46.4	3.2	41%	25	3.3
CCGT	2021	1,145	19.0	3.4	48%	30	2.5
Cogeneración Caña de azúcar	2021	3,338	62.4	3.9	34%	30	3.5
Cogeneración Biogás	2021	3,338	62.4	8.1	41%	25	3.5
Cogeneración Diésel	2021	2,530	62.4	4.7	22%	30	3.5
Cogeneración Gas natural	2021	2,530	62.4	2.8	47%	30	3.5
Motor Combustóleo	2021	3,212	46.4	3.2	41%	25	2.3
Motor Diésel	2021	3,212	46.4	3.2	41%	25	2.3
Motor Gas natural	2021	3,212	46.4	3.2	41%	25	2.3
Eólica	2021	1,569	38.1	-	-	25	2.0
Geotérmica	2021	2,118	84.0	0.1	-	30	2.3
Hidroeléctrica pequeña	2022	4,286	31.0	-	-	60	3.0
Embalse hidroeléctrico	2024	3,005	18.0	-	-	60	4.3
Lecho fluidizado (coque)	2021	1,702	34.0	2.5	28%	40	3.8
Nuclear	2025	5,987	101.1	2.4	34%	60	8.0
Solar	2018	1,136	10.7	-	-	30	2.0
Turbina de gas. Gas Natural	2018	854	5.1	4.8	40%	30	1.0
Turbina de gas. Diésel	2018	854	5.1	4.8	40%	30	1.0
Batería	2018	1,384	2.3	0.2	80%	15	1.0

*IDC: Interés durante la construcción
Fuente: Elaborado por SENER.

Para la energía eólica, solar y geotérmica, se implementan curvas de aprendizaje para los costos de inversión, como se muestran en la figura 4.6. Hasta el 2030, los costos se basan en PRODESEN 2018, y posteriormente la disminución de los costos se basa en los mismos supuestos que los considerados en el catálogo de tecnologías elaborado por la Agencia Danesa de Energía.

[60] Se debe tener en cuenta que el desarrollo de los costos de inversión se implementa para las tecnologías eólica, solar y geotérmica. El IDC es interés durante la construcción. La batería tiene un volumen de 4 horas de carga/descarga.

FIGURA 4. 6. COSTOS DE INVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA, SOLAR Y GEOTÉRMICA
(1,000 dólares por kW)



Fuente: Elaborado por SENER.

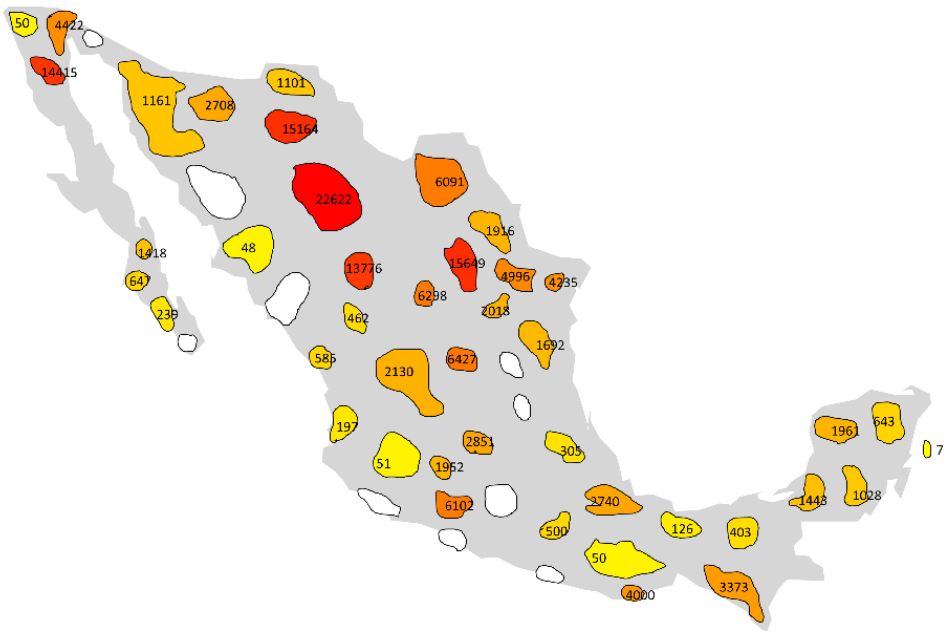
Potenciales para la energía eólica y solar en México

Se ha prestado especial atención al potencial de energía eólica y solar, tanto al potencial nacional total como a la distribución del potencial en las regiones de transmisión. El potencial máximo por región incluye las limitaciones al uso de la tierra y la distancia a la red de transmisión.

El potencial nacional de energía eólica y solar se ha establecido en 158 GW y 139 GW respectivamente. Estos valores están tomados de AZEL, considerando una distancia máxima a la red de transmisión de electricidad de 2 km (solar) o 10 km (eólica)[61]. Los potenciales de energía eólica y solar por región, según los datos proporcionados por el AZEL, se pueden ver en los mapas 4.11 y 4.12.

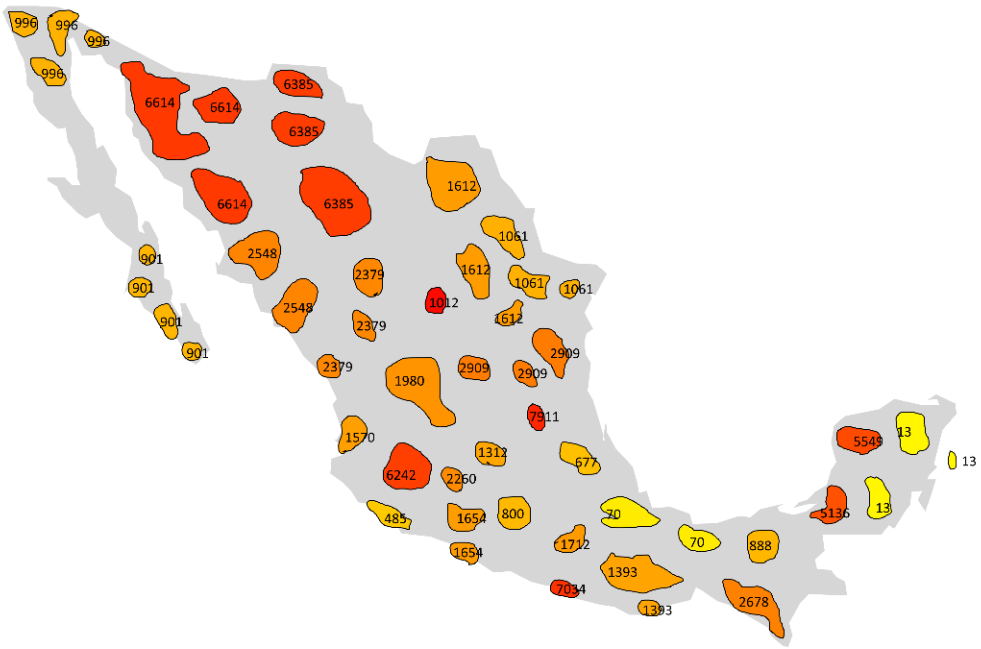
[61] Los 139 GW para la energía solar es para paneles FV fijos. AZEL también analiza paneles FV con sistemas de seguimiento. Dichos sistemas requieren más espacio por MW instalado, pero pueden generar más energía.

MAPA 4. 11. POTENCIAL REGIONAL DE ENERGÍA EÓLICA
(MW)



Fuente: AZEL, SENER.

MAPA 4. 12. POTENCIAL REGIONAL DE ENERGÍA SOLAR
(MW)



Fuente: AZEL, SENER.

4.2.4. Resultados

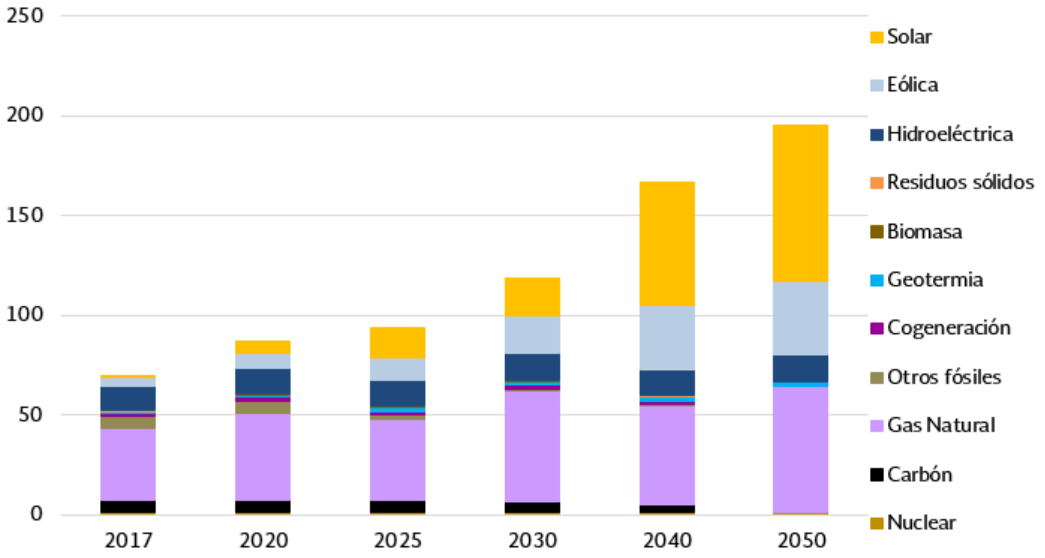
Escenario Principal

En el escenario Principal, se implementan los objetivos de energía limpia, que garantizan una participación mínima de energía limpia en el sector eléctrico, la cual puede excederse si hay un beneficio socioeconómico en el costo total de la generación eléctrica. En ese caso, la restricción no sería vinculante, es decir, de manera socioeconómicamente beneficiosa se alcanza y hasta se supera.

En la figura 4.7, la capacidad instalada de energía eólica y solar aumenta, mientras que se reduce la capacidad instalada de plantas que utilizan carbón. Las inversiones en centrales de ciclo combinado de gas natural se realizan para reponer el desmantelamiento de las plantas viejas y mantener la capacidad de plantas de gas natural, en el año 2050 aproximadamente, al mismo nivel que se tiene actualmente. Sin embargo, a pesar del aumento de la capacidad instalada de energía eólica y solar, la capacidad total instalada de plantas de gas natural en el año 2050 es aproximadamente un 45% superior que en el año 2020. Este aumento es debido, principalmente, a un aumento considerable de las plantas turbogás, cuya capacidad instalada en el año 2050 sería aproximadamente nueve veces mayor que la existente en el año 2020.

También se realizan pequeñas inversiones en energía hidroeléctrica y geotérmica, pero limitadas por el potencial indicado en el PRODESEN 2018-2032, para cada región de transmisión. Para el 2050, las capacidades totales en el escenario Principal para la energía eólica y solar son 37 GW (23% de potencial indicado en la sección anterior) y 78 GW (56%), respectivamente. La capacidad total instalada de generación eléctrica en 2050 aumenta debido a una mayor demanda de electricidad, como se indicaba en la figura 4.4, y a un menor factor de capacidad de las plantas renovables, por su naturaleza intermitente.

FIGURA 4. 7. CAPACIDAD DE GENERACIÓN TOTAL, EXÓGENAS Y ENDÓGENAS[62], PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL
(GW)



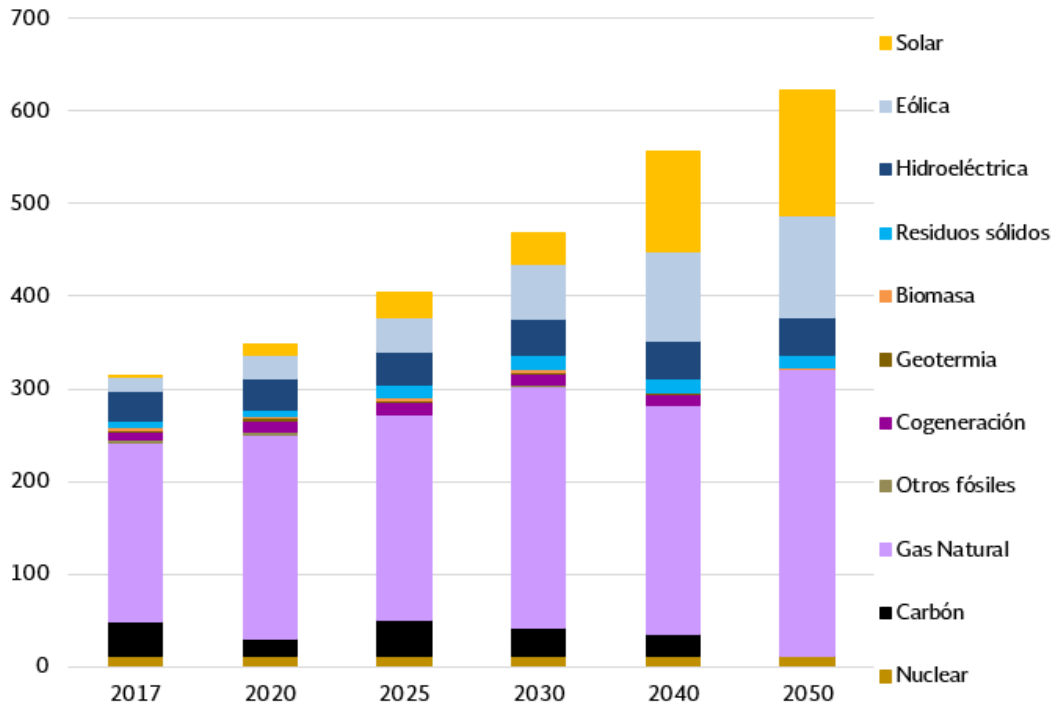
Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

En términos de generación anual, en la figura 4.8 se observa una mayor generación por energías renovables y una diversificación de la matriz de generación eléctrica. Sin embargo, debido a los menores factores de capacidad de la generación eólica y solar, no domina la matriz de generación eléctrica en la misma medida que

[62] Se hace referencia a las capacidades exógenas en el modelo como insumos y a las capacidades endógenas, las resultantes de la optimización.

lo hace en la composición de la capacidad de generación. Para el 2050, la generación de energía eólica y solar en el escenario Principal es de 110 TWh y 136 TWh respectivamente.

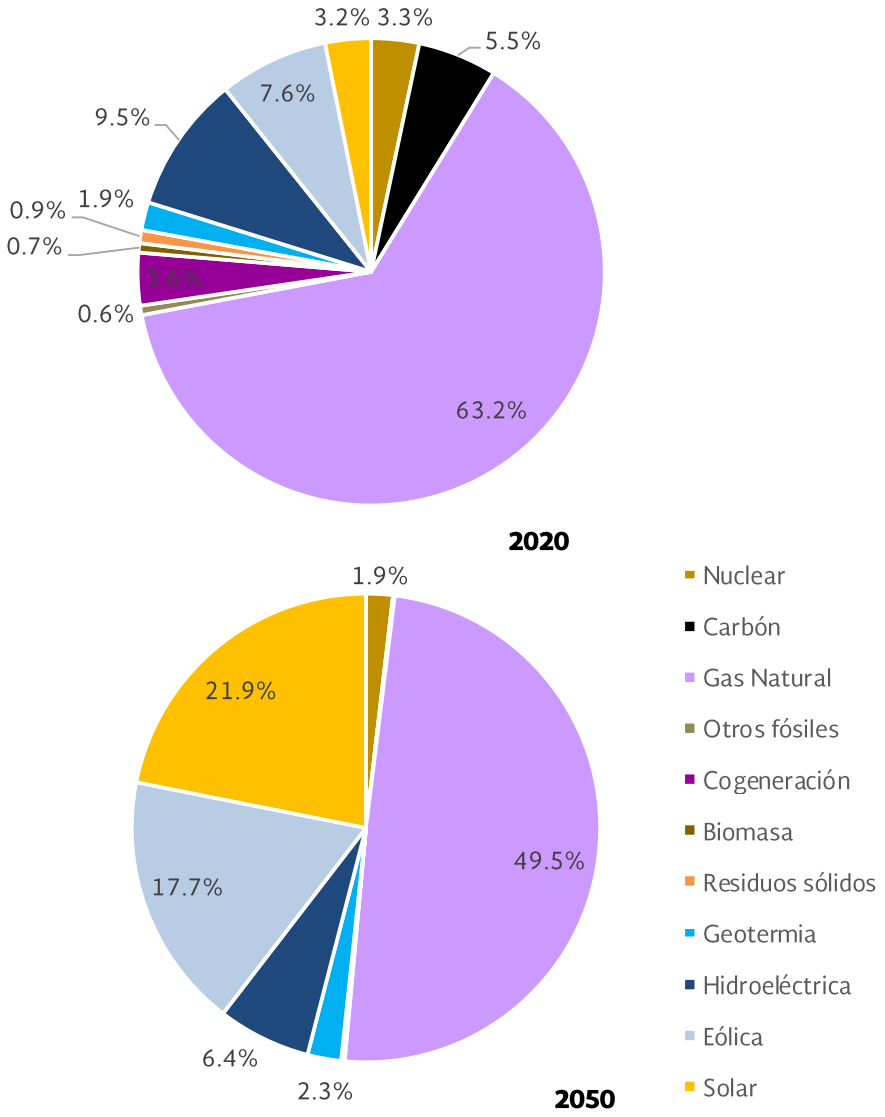
FIGURA 4. 8. GENERACIÓN ANUAL PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL
(TWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

La generación de electricidad mediante gas natural en el año 2050 es 40% superior al año 2020, sin embargo, su participación en la matriz de generación disminuye 13 puntos porcentuales, como se muestra en la figura 4.9. Los factores de capacidad de las plantas de gas natural en el año 2050 disminuyen ligeramente, ya que balancean la intermitencia originada por la integración de grandes cantidades de energías renovables.

FIGURA 4. 9. PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL 2020 Y EN EL 2050
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

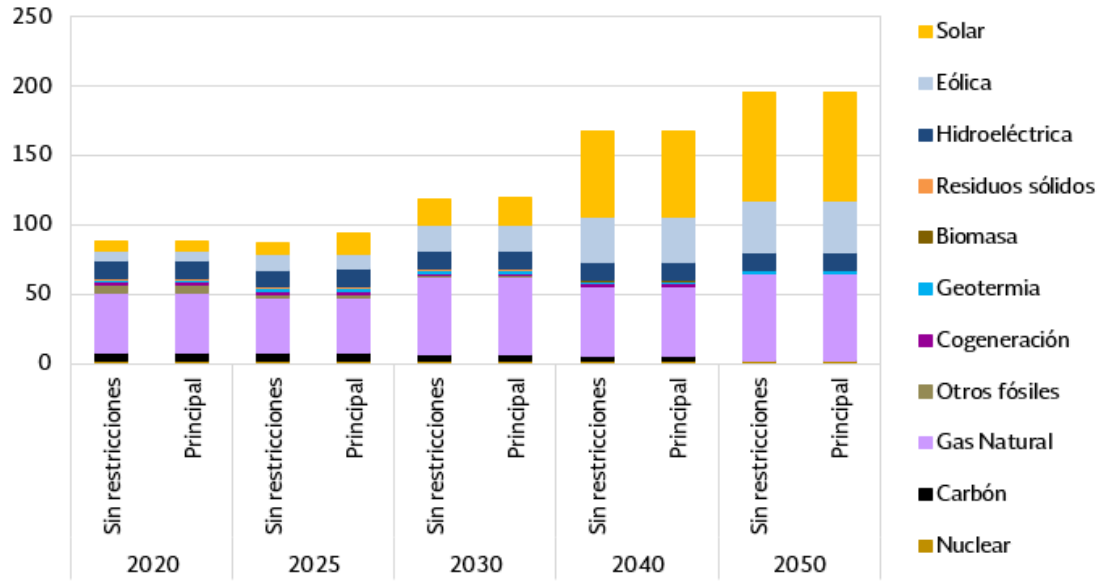
Escenario Sin Restricciones

La rápida disminución en los costos de las tecnologías eólicas y solares pronosticadas hasta el 2050, así como el posible aumento de los precios de los combustibles fósiles, aumentan los beneficios asociados con la instalación de grandes cantidades de energía eólica y solar en la matriz de generación eléctrica. El rol que las políticas de energía limpia desempeñarán para conseguir la integración de energía renovable se evalúa comparando el escenario Principal y el escenario Sin restricciones, el cual elimina el requisito de energía limpia y considera que las condiciones del mercado (asumiendo un mercado perfectamente competitivo) impulsan las inversiones. La figura 4.10 muestra la capacidad instalada en los dos escenarios y la figura 4.11 muestra la diferencia en la capacidad instalada entre el escenario Sin restricciones y el escenario Principal.

Solo hay una diferencia significativa entre el escenario Principal y el escenario Sin restricciones en el año 2025. En este año, el escenario Principal tiene 7 GW más de capacidad instalada en energía solar fotovoltaica, en

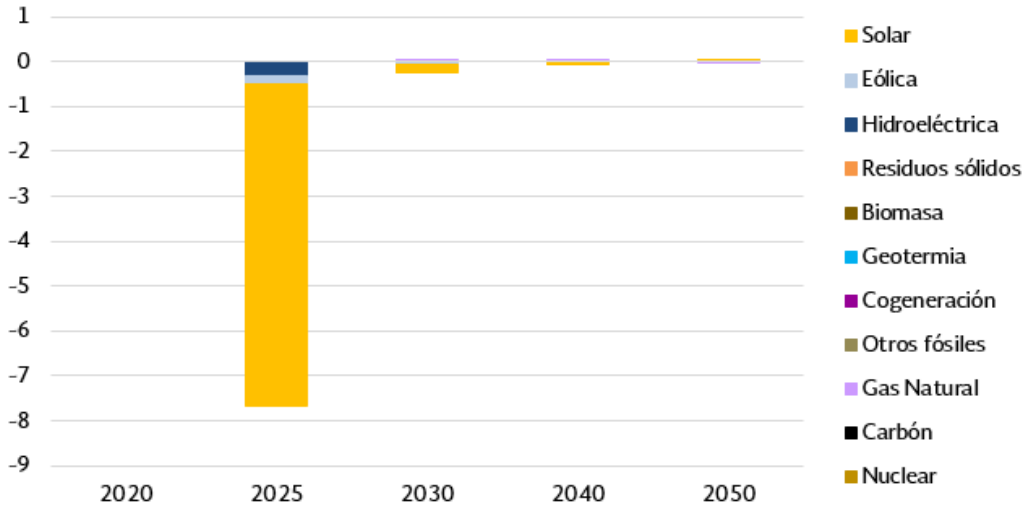
comparación con el escenario Sin restricciones. Esto significa que, a corto plazo, los objetivos de energía limpia son una fuerza motriz necesaria para impulsar el desarrollo del sistema eléctrico hacia un camino más ecológico. En el 2030, la capacidad instalada total en los escenarios Sin restricciones y el Principal, que sería equivalente a las inversiones en capacidad acumuladas desde el presente hasta el año 2030, tiene casi la misma combinación de tecnologías de generación.

FIGURA 4. 10. CAPACIDAD DE GENERACIÓN TOTAL EN EL ESCENARIO SIN RESTRICCIONES Y EL ESCENARIO PRINCIPAL
(GW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

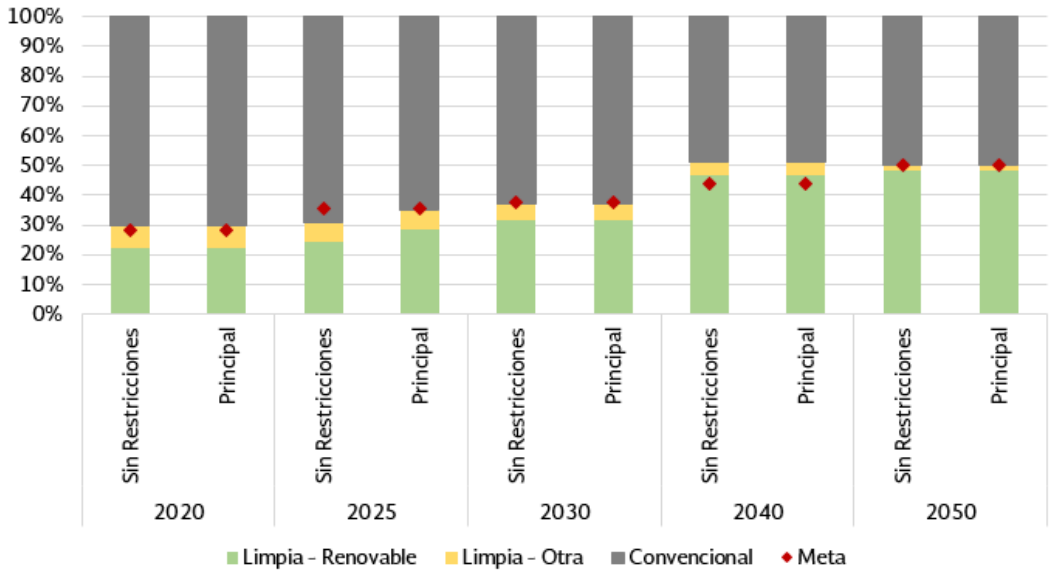
FIGURA 4. 11. DIFERENCIA EN LA CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN ENTRE EL ESCENARIO SIN RESTRICCIONES Y EL ESCENARIO PRINCIPAL
(GW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

En la figura 4.12, desde el año 2030, el escenario Sin Restricciones supera el requisito de energía limpia, sin necesidad de que éste se haga vinculante a través de políticas energéticas; y, por lo tanto, no muestra diferencias significativas con el escenario Principal. A largo plazo, del 2030 en adelante, las condiciones del mercado promueven la transición hacia una mayor integración de energías renovables de manera económicamente beneficiosa, y las metas de energía limpia no serían la fuerza impulsora necesaria para garantizar dicha transición desde un punto de vista socioeconómico.

FIGURA 4. 12. ENERGÍA LIMPIA COMO PORCENTAJE DE LA GENERACIÓN TOTAL PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL Y EL ESCENARIO SIN RESTRICCIONES
(Porcentaje)



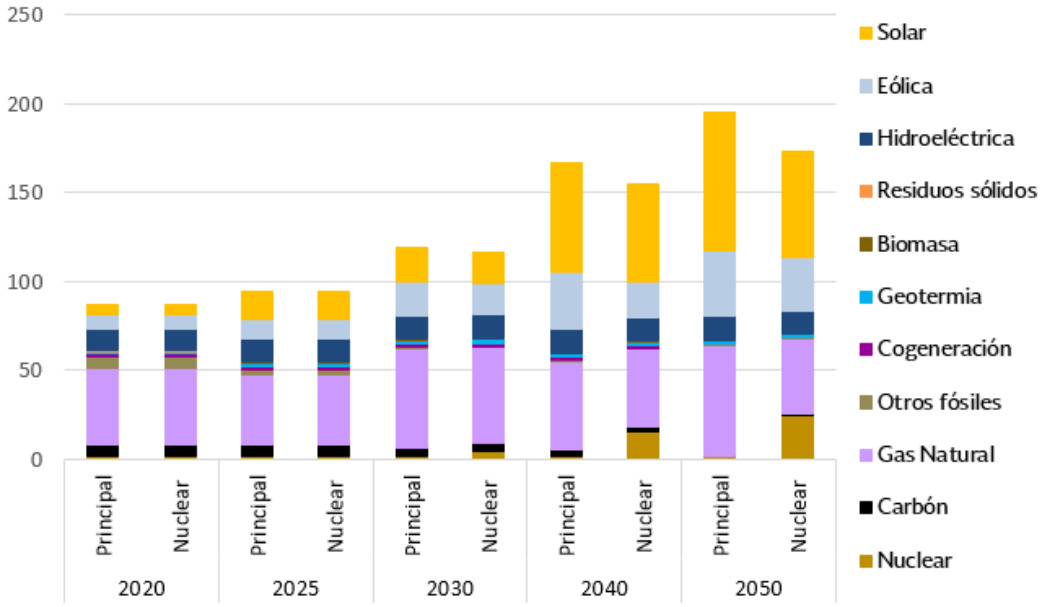
Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

Escenario Nuclear

Una alternativa para disminuir el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica podría ser la energía nuclear. El escenario Nuclear evalúa el impacto de un posible desarrollo de la tecnología, hasta alcanzar 25 GW de capacidad instalada en el año 2050.

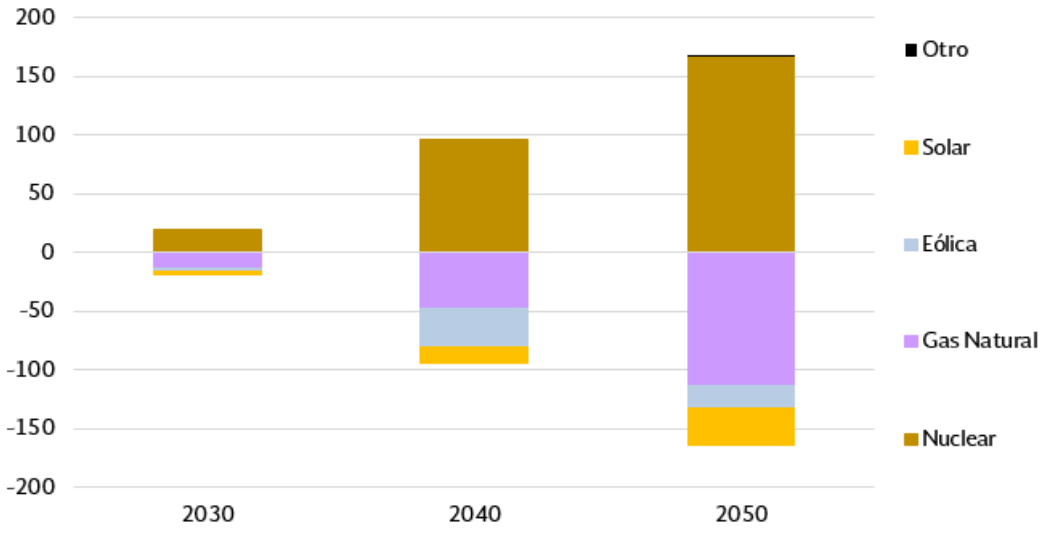
La figura 4.13 compara la capacidad de generación entre el escenario Principal el escenario Nuclear. La diferencia en la generación entre ambos escenarios se muestra en la figura 4.14 y las diferencias en el despacho eléctrico en el año 2050 en la figura 4.15. Si bien ambos escenarios son muy similares en el corto plazo, donde la capacidad instalada de energía nuclear es pequeña en los dos, las grandes inversiones en generación nuclear que tienen lugar posteriormente disminuyen considerablemente la generación de energía solar, eólica y de gas natural en el escenario Nuclear comparado con el escenario Principal. En el 2050, 1 TWh de energía nuclear reemplaza a 0.68 TWh de gas natural, 0.12 TWh de eólica y 0.18 TWh de energía solar.

FIGURA 4. 13. CAPACIDAD DE GENERACIÓN TOTAL PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL Y NUCLEAR
(GW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

FIGURA 4. 14. DIFERENCIA EN LA GENERACIÓN ANUAL PARA EL ESCENARIO NUCLEAR Y EL ESCENARIO PRINCIPAL
(TWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

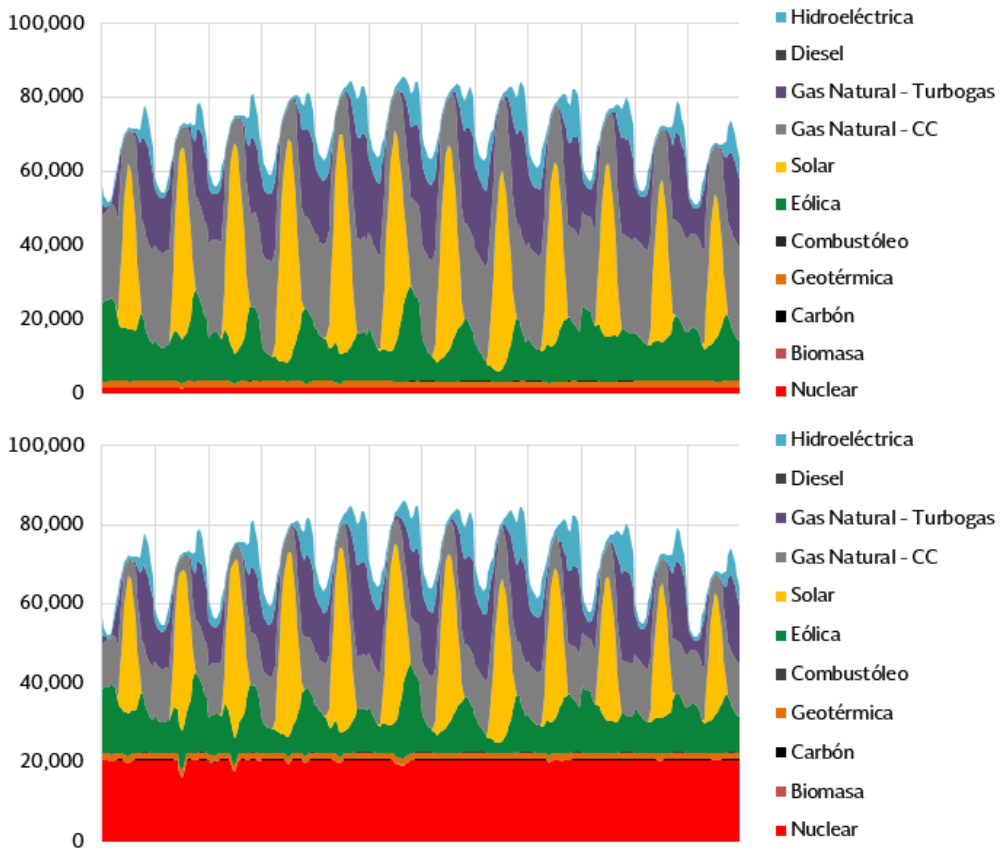
La energía principalmente desplazada es la generación por ciclos combinados de gas natural suministrada para carga base (véase figura 4.15), y posteriormente unas cantidades menores de energía eólica y solar. Por este motivo, en 2050, la capacidad total instalada en el escenario Nuclear de plantas de gas natural es muy similar a la del año 2020; sin embargo, la capacidad instalada de ciclos combinados disminuye un 50% y las plantas de turbogás aumentan un 730% entre el año 2020 y 2050. De la misma manera, el factor de planta medio de las plantas de gas natural en 2050 para el escenario Nuclear disminuye un 40%, comparado con el valor del año 2020, mientras que en el escenario Principal éste se mantiene relativamente constante.

Dado que la generación solar es más alta que la generación eólica en 2050 en el escenario Principal también puede ser relevante expresar el cambio relativo debido a la energía nuclear adicional: la generación mediante gas natural se reduce 37%, la eólica 18% y la solar 22%. En el 2050, la integración de cantidades moderadas de plantas para la generación eólica y solar es en general más barata que la generación a base de gas natural en aquellas zonas del país con potenciales altos. La razón por la que también se desplazan las tecnologías eólicas y solares está relacionada con la integración de estos recursos que se produce de manera socioeconómicamente favorable en el escenario Principal.

Según se observa en el escenario Principal ilustrado en la figura 4.15, hay algunos momentos del año donde un porcentaje muy alto de la demanda se satisface mediante energía eólica, solar y geotérmica, con una participación muy pequeña de tecnologías despachables, como plantas de gas natural o hidroeléctricas. Por lo tanto, una integración elevada de energía nuclear, la cual proporciona carga base y opera de manera prácticamente constante a lo largo del año, también desplazará inversiones en tecnologías solares y eólicas.

FIGURA 4. 15. DESPACHO ELÉCTRICO EN EL AÑO 2050 – ESCENARIO PRINCIPAL (ARRIBA) Y ESCENARIO NUCLEAR (ABAJO)

(MW, se ilustra un día representativo de cada mes del año 2050)



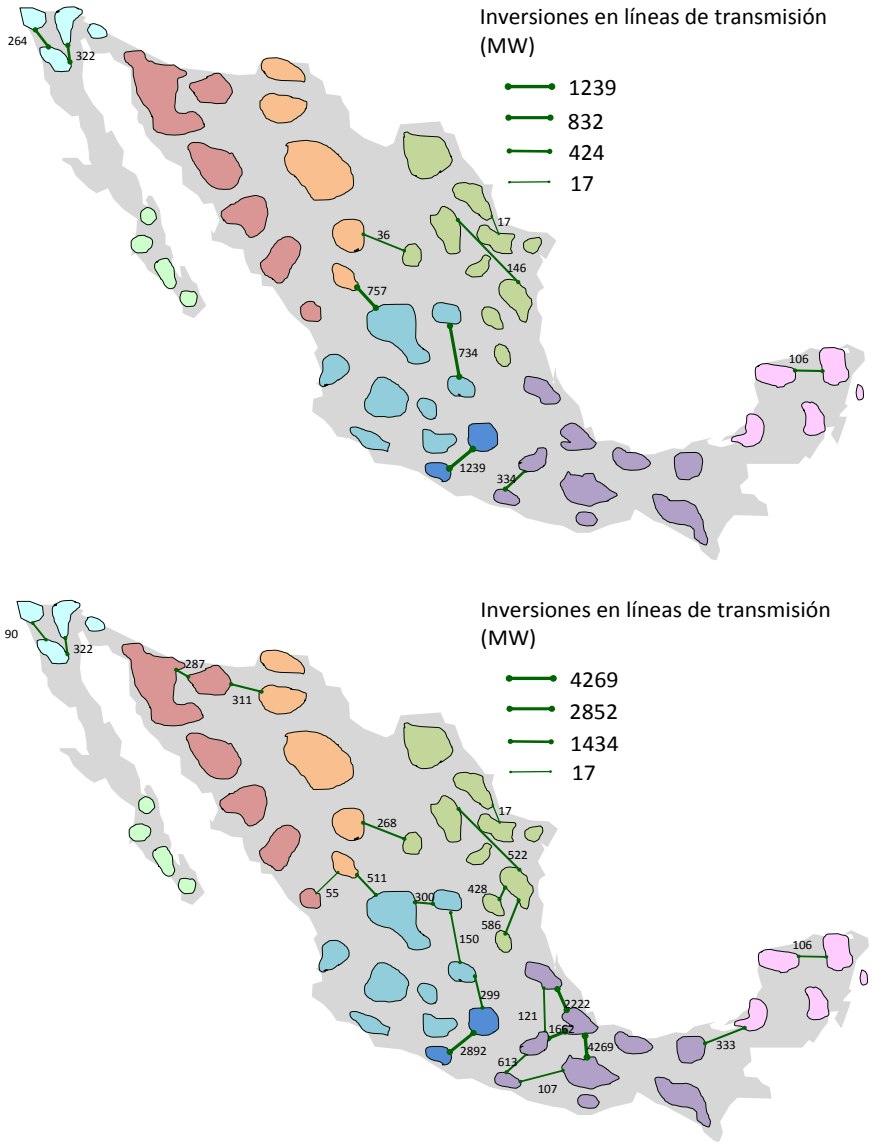
Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

La expansión de las líneas de transmisión de electricidad optimizada en el escenario Principal y Nuclear difiere significativamente, como se ilustra en la figura 4.16. En el escenario Principal hay una expansión de las líneas de transmisión de 5.3 GW (hasta el año 2050), destinada a reforzar las líneas que se encuentran actualmente congestionadas, y a facilitar la integración de una mayor cantidad de energías renovables en aquellas zonas con un mayor potencial, así como su conexión con los principales puntos de demanda.

En el escenario Nuclear, la expansión óptima de las líneas de transmisión es de 18 GW, debido a que únicamente se permite la instalación de plantas nucleares en las regiones de Veracruz y La Huasteca, según

los insumos definidos al modelo Balmorel. Por este motivo, es necesario expandir significativamente la infraestructura de transmisión de electricidad para conectar aquellas regiones donde se encuentran las centrales nucleares, con las regiones donde la demanda es mayor.

FIGURA 4. 16. EXPANSIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN HASTA EL AÑO 2050. ESCENARIO PRINCIPAL (ARRIBA) Y ESCENARIO NUCLEAR (ABAJO)

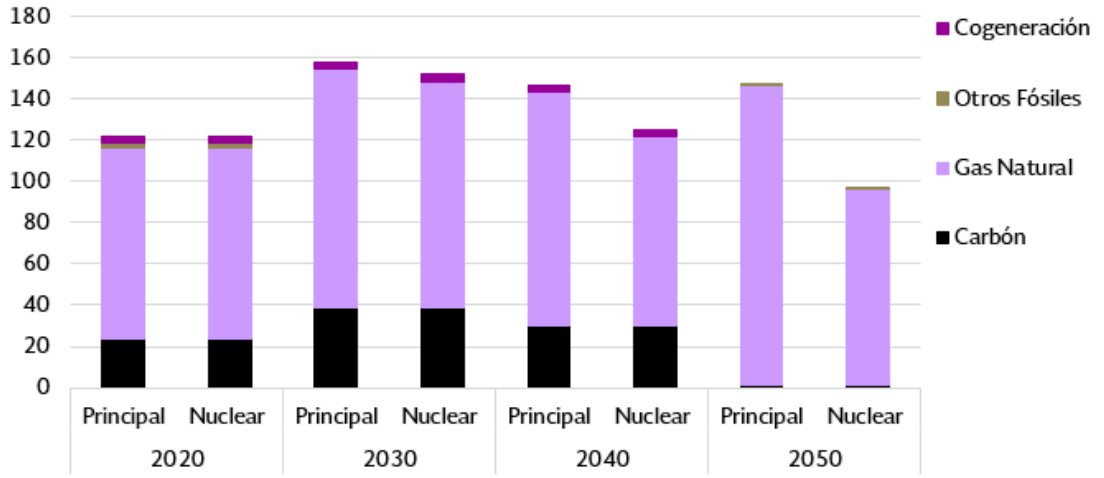


Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

La figura 4.17 muestra las emisiones anuales para los escenarios Principal y Nuclear. A medida que se comprometen grandes cantidades de energía nuclear, a través de una fijación exógena de la capacidad instalada de plantas nucleares, el consumo de gas natural en el escenario Nuclear es 34% inferior al consumo en el escenario Principal en 2050. Por lo tanto, derivado de una menor utilización de combustibles fósiles para la generación eléctrica, las emisiones de CO_2 también se reducen aproximadamente un 34% en el escenario Nuclear en comparación con el escenario Principal.

FIGURA 4. 17. EMISIONES ANUALES DE CO_2 PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL Y NUCLEAR. SOLO SE INCLUYEN LAS EMISIONES PARA EL SECTOR DE ENERGÍA

(Mt)

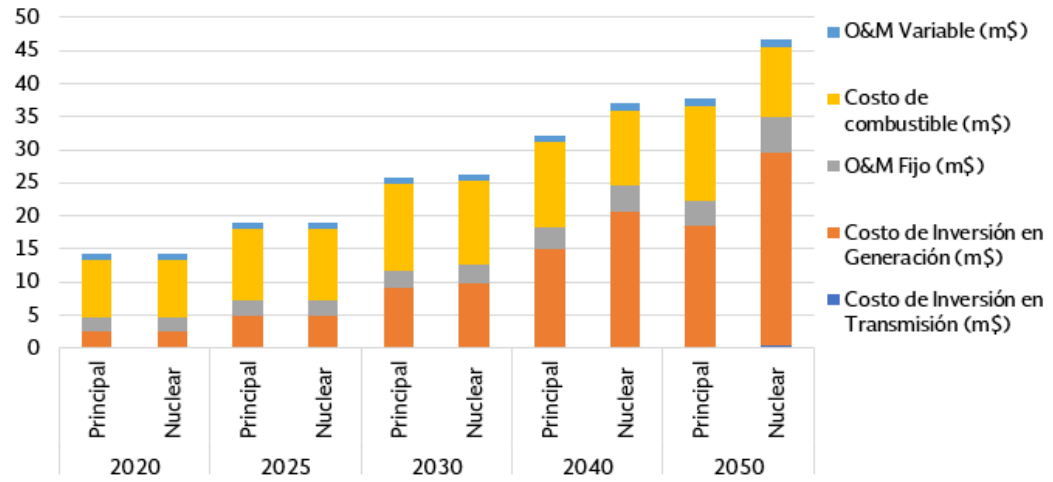


Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

En el escenario Principal no se produce de manera socioeconómicamente ventajosa ninguna inversión en plantas nucleares, por lo que el escenario Nuclear tiene un costo adicional en comparación con el escenario Principal, como se ilustra en la figura 4.18. Los altos costos de inversión en plantas nucleares son la razón principal detrás del aumento. Además, la necesidad de tener más plantas de gas natural para ser empleadas durante los picos de demanda también aumenta los costos capitales en el escenario Nuclear; así como, los requerimientos de una mayor expansión en la infraestructura de transmisión de electricidad. Para el 2050, los costos totales del sistema son de aproximadamente 10.5 mil millones de dólares o un 28% superiores al escenario Principal.

FIGURA 4. 18. COSTOS ANUALES TOTALES DEL SISTEMA PARA EL ESCENARIO PRINCIPAL Y NUCLEAR[63]

(Miles de Millones de dólares)



Fuente: Elaborado por SENER con información de BALMOREL-MX.

[63] Los costos de inversión son anualizados y los costos de versiones anteriores no están representados.

Los insumos al modelo incluyen la posibilidad de invertir en almacenamiento mediante baterías, pero no resulta ventajoso económicamente, pese a la flexibilidad que proporcionarían al sistema al facilitar la integración de grandes cantidades de energía renovable de origen variable. Hay otras medidas que contribuirían a una matriz eléctrica más limpia y que pueden considerarse en posteriores ejercicios de optimización, como el almacenamiento por rebombeo hidráulico, respuesta a la demanda o captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías pueden ser relevantes, especialmente en los últimos años, cuando la integración de energías renovables es mayor.

4.2.5. Conclusiones

Aún sin imponer restricciones de energía limpia, el modelo invierte en más de 7 GW de energía eólica y en 11 GW de energía solar hasta el año 2030 y hacia el año 2050, en 37 GW de energía eólica y 78 GW de energía solar, acompañadas con una expansión de 5.3 GW de las líneas de transmisión de electricidad, para permitir la integración de energías renovables en aquellas zonas del país con el potencial más elevado, y su posterior conexión con las regiones de mayor demanda.

Hay un beneficio socioeconómico en integrar grandes proporciones de energía limpia en el sistema eléctrico. De ahí la importancia de que las políticas energéticas aplicadas permitan reducir los riesgos para los inversionistas y ofrecer las garantías necesarias para que sus proyectos participen bajo las mismas condiciones de transparencia y legalidad en el MEM.

En el escenario Principal, las emisiones del sector eléctrico son de 158 Mt CO_2 en 2030 y 147 Mt CO_2 en 2050. Esto indica que se podrían considerar objetivos más ambiciosos para seguir reduciendo las emisiones de CO_2 de manera ventajosa socioeconómicamente, incluso más allá de los objetivos de energía limpia.

La implementación progresiva de una capacidad de 25 GW de plantas nucleares en el escenario Nuclear en el año 2050, resulta en un aumento del costo de satisfacer la demanda de electricidad del país, comparado con el escenario Principal. En el año 2050, 1 TWh de energía nuclear desplaza 0.68 TWh de gas natural, 0.12 TWh de eólica y 0.18 TWh de energía solar. Las centrales nucleares proporcionarían carga base en el sistema, por lo que el rol de las plantas de gas natural cambiaría, con una menor inversión en ciclos combinados, y una mayor proporción de plantas de turbogás, destinadas a balancear el sistema, cubriendo los picos de demanda, y garantizando la confiabilidad del suministro. Debido a que únicamente se considera la posibilidad de establecer centrales nucleares en las regiones de transmisión de Veracruz y La Huasteca, se requiere requeriría una expansión de 18 GW de las líneas de transmisión de electricidad hasta el año 2050.

La generación de electricidad mediante centrales nucleares origina una disminución del consumo de gas natural, por lo que las emisiones de CO_2 asociadas al sector eléctrico disminuyen. Sin embargo, el costo total del sistema para satisfacer la demanda de electricidad del país aumenta, resultando en un costo de abatimiento de emisiones de aproximadamente 260 USD/t CO_2, teniendo en cuenta los costos acumulados entre el año 2020 y 2050.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A. 1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN, 2017

Tecnología	Centrales en operación	Edad media (años)	Mayor antigüedad (años)	Capacidad mínima (MW)	Capacidad máxima (MW)	Capacidad media (MW)	Factor de planta medio (%)	Horas despachadas	Eficiencia (%)	Emisiones emitidas (Mt de CO_2) 3/
Convencional	**526**	**17**	**54**	**0.6**	**2,778**	**447**	**45**	**3,915**	**34**	**122.7**
Ciclo combinado	83	12	54	6.5	1,454	338	56	4,841	46	57.2
Termoeléctrica convencional	59	24	54	1.5	2,100	213	33	2,921	30	29.1
Carboeléctrica	3	27	35	1,200	2,778	1,793	61	5,354	39	23.6
Turbogás[1/]	131	19	48	0.8	393	39	23	2,041	23	7.3
Combustión Interna	248	9	49	0.6	210	6	10	868	31	2.8
Lecho fluidizado	2	13	13	290	290	290	85	7,463	38	2.7
Limpia	**270**	**17**	**112**	**0.4**	**2,400**	**450**	**51**	**4,454**	**24**	**2.7**
Renovable	*239*	*19*	*112*	*0.4*	*2,400*	*76*	*35*	*3,101*	*13*	*0.3*
Hidroeléctrica	86	47	112	0.4	2,400	147	40	3,505	-	0.0
Eólica	45	4	22	0.6	251	93	27	2,395	-	0.0
Geotérmica	8	26	43	10	225	116	73	6,373	-	0.0
Solar	23	2	6	0.7	30	9	16	1,405	-	0.0
Bioenergía[2/]	77	16	25	0.8	53	13	21	1,827	13	0.3
Otras	*31*	*14*	*26*	*1.0*	*1,608*	*825*	*66*	*5,807*	*34*	*2.4*
Nucleoeléctrica	1	26	26	1,608	1,608	1,608	77	6,768	34	0.0
Cogeneración eficiente	30	2	22	1.0	367	42	55	4,846	34	2.4
Total	**796**	**17**	**112**	**0.4**	**2,778**	**448**	**48**	**4,184**	**29**	**125.4**

1/ Incluye plantas móviles. 2/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 3/ Estimadas con base en el factor de emisión eléctrico publicado por la CRE (https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf).
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE, la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética y la SEMARNAT.

CUADRO A. 2. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
01-CENTRAL				
QUERÉTARO (30)	**CENTRAL (31)**		**400 / 230**	**1,750**
Querétaro Maniobras	Tula	1	400	
Querétaro Maniobras	Tula	2	400	
Héroes de Carranza	Tula	1	230	
La Manga	Valle de México	1	230	
Dañu	Jilotepec	1	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	**CENTRAL (31)**		**400 / 115**	**2,900**
Pitirera	Donato Guerra	1	400	
Pitirera	Donato Guerra	2	400	
Los Azufres	Ciudad Hidalgo	1	115	
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	1	400	
POZA RICA (32)	**CENTRAL (31)**		**400**	**4,000**
Poza Rica	Pachuca Potencia	1	400	
Tuxpan	Texcoco	1	400	
Tuxpan	Texcoco	2	400	
Tuxpan	Texcoco	3	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	1	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	2	400	
PUEBLA (34)	**CENTRAL (31)**		**400 / 230 / 85**	**3,000**
San Martín Potencia	Texcoco	1	400	
San Lorenzo Potencia	Texcoco	1	400	
Yautepec	Topilejo	1	400	
Yautepec	Topilejo	2	400	
Yautepec	Topilejo	3	400	
Zapata	Tianguistenco	1	230	
Zapata	Cuernavaca	1	85	
Zapata	Tabachines	1	85	
Zocac	Texcoco	2	230	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
02-ORIENTAL				
ACAPULCO (35)	**PUEBLA (34)**		**230**	**300**
Mezcala	Zapata	1	230	
Mezcala	Zapata	2	230	
VERACRUZ (33)	**PUEBLA (34)**		**400**	**1,100**
Laguna Verde	Puebla II	1	400	
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	1	400	
VERACRUZ (33)	**TEMASCAL (36)**		**230**	**440**
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	1	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	1	230	
VERACRUZ (33)	**POZA RICA (32)**		**400**	**750**
Laguna Verde	Papantla	1	400	
GRIJALVA (39)	**TEMASCAL (36)**		**400**	**2,800**
Manuel Moreno T./ Malpaso	Juile	1	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	2	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	3	400	
GRIJALVA (39)	**COATZACOALCOS (37)**		**400**	**2,100**
Malpaso II	Minatitlán II	1	400	
Malpaso II	Minatitlán II	2	400	
Malpaso II	Coatzacoalcos II	1	400	
COATZACOALCOS (37)	**TEMASCAL (36)**		**400**	**1,750**
Minatitlán II	Temascal II	1	400	
Chinameca Potencia	Temascal II	1	400	
POZA RICA (32)	**PUEBLA (34)**		**230**	**310**
Mazatepec	Zocac	1	230	
Jalacingo	Zocac	1	230	
TEMASCAL (36)	**PUEBLA (34)**		**400**	**3,000**
Temascal II	Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Puebla II/Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
IXTEPEC (40)	**TEMASCAL (36)**		**400 / 230**	**2,500**
Ixtepec Potencia	Juile	1	400	
Ixtepec Potencia	Juile	2	400	
Juchitán II	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	2	230	
GRIJALVA (39)	**TABASCO (38)**		**400 / 230**	**1,400**
Malpaso II	Peñitas	1	230	
Malpaso II	Peñitas	2	230	
Malpaso II	Tabasco	1	400	
Malpaso II/ Manuel Moreno T.	Tabasco	2	400	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
03-OCCIDENTAL				
TEPIC (22)	**GUADALAJARA (23)**		**400**	**1,150**
Tepic II	Cerro Blanco	1	400	
Tepic II	Cerro Blanco	2	400	
MANZANILLO (27)	**GUADALAJARA (23)**		**400 / 230**	**2,800**
Manzanillo	Acatlán	1	400	
Manzanillo	Atequiza	1	400	
Tapeixtles/Guzmán Potencia	Mazamitla	1	400	
Colima II/Guzmán Potencia	Ciudad Guzmán	1	230	
GUADALAJARA (23)	**AGUASCALIENTES (24)**		**400**	**1,000**
Atequiza	Aguascalientes Potencia	1	400	
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	1	400	
GUADALAJARA (23)	**SALAMANCA (26)**		**400**	**700**
Atequiza	Salamanca II	1	400	
GUADALAJARA (23)	**CARAPAN (28)**		**400 / 230**	**700**
Mazamitla	Carapan/Purépecha	1	400	
Ocotlán	Zamora	1	230	
GUADALAJARA (23)	**LÁZARO CÁRDENAS (29)**		**400**	**600**
Mazamitla	Pitirera	1	400	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	**CARAPAN (28)**		**400**	**600**
Lázaro Cárdenas	Carapan	1	400	
CARAPAN (28)	**SALAMANCA (26)**		**400 / 230**	**700**
Carapan	Salamanca II	1	400	
Carapan	Abasolo II	1	230	
AGUASCALIENTES (24)	**SALAMANCA (26)**		**400 / 230**	**1,400**
Potrerillos	Las Fresas	1	400	
Potrerillos	Las Fresas	2	400	
León II	Irapuato II	1	230	
León II/León IV/Silao II	Irapuato II	1	230	
Silao II	Irapuato II	2	230	
SAN LUIS POTOSÍ (25)	**AGUASCALIENTES (24)**		**400 / 230**	**1,300**
El Potosí	Cañada	1	400	
El Potosí	Aguascalientes Potencia	1	400	
San Luis I	Aguascalientes Oriente	1	230	
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	1	230	
QUERÉTARO (30)	**SAN LUIS POTOSÍ (25)**		**230**	**300**
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	1	230	
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	2	230	
SALAMANCA (26)	**QUERÉTARO (30)**		**400 / 230**	**1,600**
Salamanca PV	Santa María	1	400	
Salamanca PV	Santa María	2	400	
Salamanca PV	Celaya III	1	400	
Salamanca PV	Celaya III	2	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	**ACAPULCO (35)**		**400 / 230 / 115**	**350**
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	230	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	400[2/]	
Lázaro Cárdenas	La Unión	1	115	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
04-NOROESTE				
CANANEA (2)	**MOCTEZUMA (8)**		**400**	**400**
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	1	400[2/]	
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	2	400[2/]	
CANANEA (2)	**HERMOSILLO (1)**		**400 / 230**	**975**
Observatorio	Santa Ana	1	230	
Cananea	Santa Ana	2	230	
Nacozari	Hermosillo III	1	230	
Nacozari	Hermosillo V	1	400	
Nacozari	Hermosillo V	2	400	
HERMOSILLO (1)	**OBREGÓN (3)**		**230**	**1400**
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	2	230	
OBREGÓN (3)	**LOS MOCHIS (4)**		**400 / 230**	**600**
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	2	230	
El Mayo	Los Mochis II	1	230	
Pueblo Nuevo	Choacahui	1	400[2/]	
CULIACÁN (5)	**LOS MOCHIS (4)**		**400 / 230**	**750**
Culiacán III	Guamúchil II	1	230	
Culiacán III	Guamúchil II	2	230	
La Higuera	Choacahui	1	400	
La Higuera	Choacahui	2	400	
MAZATLÁN (6)	**CULIACÁN (5)**		**400 / 230**	**1,450**
El Habal	Culiacán Potencia	1	230	
El Habal	Culiacán Potencia	2	230	
Mazatlán II	La Higuera	1	400	
Mazatlán II	La Higuera	2	400	
MAZATLÁN (6)	**TEPIC (22)**		**400**	**1,380**
Mazatlán II	Tepic	1	400	
Mazatlán II	Tepic	2	400	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
05-NORTE				
JÚAREZ (7)	**MOCTEZUMA (8)**		**230**	**965**
Samalayuca	Moctezuma	1	230	
Samalayuca	Moctezuma	2	230	
Samalayuca	Moctezuma	3	230	
MOCTEZUMA (8)	**CHIHUAHUA (9)**		**400 / 230**	**640**
Moctezuma	Chihuahua Norte	1	230	
Moctezuma	Chihuahua Norte	2	230	
Moctezuma	El Encino	1	400	
CHIHUAHUA (9)	**LAGUNA (11)**		**230**	**330**
Camargo II	Gómez Palacio	1	230	
Camargo II	Gómez Palacio	2	230	
LAGUNA (11)	**DURANGO (10)**		**400 / 230**	**550**
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	1	400	
Lerdo	Durango II	1	230	
DURANGO (10)	**AGUASCALIENTES (24)**		**230**	**300**
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	1	230	
DURANGO (10)	**MAZATLÁN (6)**		**400 / 230**	**600**
Durango II	Mazatlán	1	230	
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	1	400	
LAGUNA (11)	**SALTILLO (17)**		**400 / 230**	**550**
Andalucía	Saltillo	1	230	
Torreón Sur/Villanueva	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
RÍO ESCONDIDO (12)	**CHIHUAHUA (9)**		**400**	**450**
Río Escondido	Hércules	1	400	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
06-NORESTE				
RÍO ESCONDIDO (12)	**NUEVO LAREDO (13)**		**400 / 230**	**400**
Carbón II	Arroyo del Coyote	1	400	
Río Escondido	Arroyo del Coyote	1	230	
Río Escondido	Ciudad Industrial	1	230	
REYNOSA (14)	**NUEVO LAREDO (13)**		**138**	**100**
Reynosa	Falcón	1	138	
Reynosa	Falcón	1	138	
MATAMOROS (15)	**REYNOSA (14)**		**400 / 230 / 138**	**1,400**
CC Anáhuac	Aeropuerto	1	400	
CC Anáhuac	Guerreño	1	400	
CC Anáhuac	Río Bravo	1	230	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
RÍO ESCONDIDO (12)	**MONTERREY (16)**		**400 / 230**	**2,100**
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Frontera	1	400	
Río Escondido	Frontera	1	400	
Nueva Rosita	Monclova	1	230	
REYNOSA (14)	**MONTERREY (16)**		**400 / 230**	**1,900**
Aeropuerto	Ternium Man.	1	400	
Aeropuerto	Villa de García	1	400	
Aeropuerto	Glorias	1	400	
Aeropuerto	Huinalá	1	230	
HUASTECA (19)	**GÜÉMEZ (21)**		**400**	**1,700**
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
GÜÉMEZ (21)	**MONTERREY (16)**		**400**	**1,500**
Güémez	Lajas	2	400	
Güémez	Lajas	1	400	
SALTILLO (17)	**AGUASCALIENTES (24)**		**400**	**1,260**
Primero de Mayo	Cañada	1	400	
Primero de Mayo	Cañada	1	400	
HUASTECA (19)	**POZA RICA (32)**		**400 / 230**	**1,600**
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Minera Autlán	Pantepec	1	230	
VALLES (18)	**SAN LUIS POTOSÍ (25)**		**400**	**1,500**
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
06-NORESTE				
TAMAZUNCHALE (20)	**QUERÉTARO (30)**		**400**	**1,750**
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
HUASTECA (19)	**VALLES (18)**		**400**	**1,050**
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Altamira	Anáhuac Potencia	1	400	
HUASTECA (19)	**TAMAZUNCHALE (20)**		**400**	**1,200**
Champayán	Las Mesas	1	400	
Champayán	Las Mesas	1	400	
MONTERREY (16)	**SALTILLO (17)**		**400 / 23**	**1,500**
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Saltillo	1	230	
Villa de García	Cementos Apasco	1	230	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
07-PENINSULAR				
TABASCO (38)	**LERMA (41)**		**400 / 230**	**1,200**
Los Ríos	Santa Lucía	1	230	
Macuspana II	Santa Lucía	1	230	
Tabasco	Escárcega Potencia	1	400	
Tabasco	Escárcega Potencia	2	400	
LERMA (41)	**MÉRIDA (42)**		**400 / 230 / 115**	**800**
Lerma	Mérida II	1	115	
Lerma	Ticul II	1	230	
Escárcega Potencia	Ticul II	1	400	
Escárcega Potencia	Ticul II	2	400	
MÉRIDA (42)	**CANCÚN (43)**		**400 / 230 / 115**	**825**
Chemax	Nizuc	1	115	
Valladolid	Tulum	1	115	
Valladolid	Balam	1	230	
Valladolid	Nizuc	1	230	
Dzitnup	Riviera Maya	1	400	
Dzitnup	Riviera Maya	2	400	
MÉRIDA (42)	**CHETUMAL (44)**		**230 / 115**	**250**
Kambul	Polyuc	1	115	
Ticul II	Xul-Ha	1	230	
CANCÚN (43)	**COZUMEL (45)**		**34.5**	**48**
Playa del Carmen	Chankanaab II	1	34.5	
Playa del Carmen	Chankanaab II	2	34.5	
LERMA (41)	**CHETUMAL (44)**			**206**
Escárcega Potencia	Xul-Ha	1	230[3/]	
Xpujil	Xul-Ha	2	230[3/]	

Continua...

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad[1/] (MW)
08-BAJA CALIFORNIA				
TIJUANA (46)	**MEXICALI (48)**		**230**	**520**
La Herradura	Rumorosa	1	230	
La Herradura	La Rosita	1	230	
TIJUANA (46)	**ENSENADA (47)**		**230 / 115 /69**	**255**
Popotla	El Sauzal	1	115	
Puerto Nuevo	Misión	1	115	
Vallecitos	Valle de las Palmas	1	69	
Presidente Juárez	Lomas	1	230	
Presidente Juárez	La Jovita	1	230	
WECC (EUA)	**TIJUANA (46)**		**230**	**408**
Otay	Tijuana I	1	230	
Imperial Valley	La Rosita	1	230	
MEXICALI (48)	**SAN LUIS RÍO COLORADO (49)**		**161 / 230**	**315**
Mexicali II	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto I	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto II	Chapultepec	1	230	
Cerro Prieto II	San Luis Rey	1	230	
09-BAJA CALIFORNIA SUR				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	**LA PAZ (51)**		**115**	**90**
Villa Constitución	Las Pilas	1	115	
Villa Constitución	Las Pilas	2	115	
LA PAZ (51)	**LOS CABOS (52)**		**230 / 115**	**180**
Olas Altas	El Palmar	1	230	
Olas Altas	El Palmar	2	230	
El Triunfo	Santiago	1	115	
			Total	**76,697**

Fuente: Elaborado por SENER.

ANEXO METODOLÓGICO

Modelo Balmorel para el Sistema de energía mexicano

Los sistemas de electricidad tienen la característica única de que la demanda y la generación siempre deben equilibrarse. Esto es bien conocido, y se han desarrollado muchos procedimientos para hacer coincidir la variación diaria de la demanda de electricidad con la generación que ofrece los costos totales más bajos posibles.

Con fuentes de nueva generación, como la eólica y la solar, encontrar el envío óptimo puede ser un desafío. La variación espacial y temporal en, por ejemplo, la generación de energía eólica puede inducir muchas combinaciones nuevas de despacho óptimo y el desarrollo de la capacidad de transmisión puede ser importante.

Optimiza la operación y el desarrollo del sistema eléctrico

El modelo Balmorel es una herramienta avanzada para optimizar la operación y el desarrollo de grandes sistemas eléctricos. Es un modelo fundamental en el que se describe cada central eléctrica individual (con capacidad, tipo de combustible y eficiencia) y la demanda por hora de electricidad es un insumo. El modelo optimiza la generación por planta, teniendo en cuenta la capacidad de transmisión disponible.

El modelo también puede invertir en la expansión del sistema de menor costo. Puede agregar simultáneamente capacidad de generación y transmisión. Esto se hace en base a un catálogo que describe los costos de inversión (y otra información clave) para las diferentes posibilidades. Las inversiones tienen lugar si los costos anuales de la inversión son menores que la reducción en los costos totales para el año específico[64].

Es determinista y asume anticipación perfecta

El modelo es determinista y asume anticipación perfecta dentro de un año determinado. Toda la información está disponible para la optimización, por ejemplo, la demanda por hora, entrada hidráulica, viento y perfiles solares. Además, se conoce la disponibilidad de plantas de energía. Estas suposiciones permiten resolver el problema de optimización dentro de unas horas del tiempo de cálculo, incluso con una representación muy detallada del sistema mexicano, por ejemplo, con 53 regiones de transmisión.

El grado de resolución temporal en Balmorel es flexible, pudiendo el usuario elegir la cantidad de espacios temporales representados. En este estudio, se han utilizado 12 días, con representación horaria completa, cubriendo todo el año (12 x 24 = 288 espacios temporales).

[64] Por ejemplo, imagine una inversión potencial de $ 100. El costo anual de la inversión es de $ 12 por año (suponiendo 10% p.a. y 20 años de vida útil). Si el costo total se reduce en más de $ 12 por año, es una inversión atractiva. El modelo probará todas las inversiones posibles y seleccionará la mejor combinación. El procedimiento de inversión se denomina miope porque solo se considera un año. Puede ser necesario verificar que las inversiones también sean relevantes en una perspectiva más larga.

GLOSARIO

Adiciones de capacidad por modernización	Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.
Adiciones de capacidad por rehabilitación	Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.
Arrendamiento	Es una forma de financiamiento en la cual el arrendador (cliente) acuerda pagar una cantidad a la compañía arrendadora de equipo(s), por el derecho de usarlo(s) durante un periodo determinado.
Autoabastecimiento	Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia. Como modalidad definida por la CRE se entiende como: la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país.
Bases del Mercado Eléctrico	Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista incluyendo las subastas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica.
Calidad	Grado en el que las características y las condiciones de Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.
Capacidad	Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.
Capacidad adicional no comprometida	Capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o la propia CFE.
Capacidad adicional total	Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.

Capacidad ajustada	Capacidad máxima de una unidad generadora ajustada por los efectos de altitud y temperatura.
Capacidad bruta	Es igual a la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación.
Capacidad efectiva	Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
Capacidad firme	Capacidad de una unidad generadora garantizada para estar disponible en un momento o periodo determinado.
Capacidad existente	Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme entre otras) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.
Capacidad de placa	Es la capacidad definida por el fabricante en la placa de la unidad generadora o dispositivo eléctrico. Esta capacidad se obtiene generalmente cuando la unidad es relativamente nueva y opera bajo condiciones de diseño.
Capacidad de transmisión	Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.
Capacidad máxima	Potencia mediad en una unidad generadora, incluye la requerida para usos propios. La capacidad máxima para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por la CFE, la CRE y el CENACE. Para los proyectos de generación de la CFE y PIE es la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad neta reportada en los avances constructivos. Para los proyectos de los permisionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE.
Capacidad neta	Es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras.
Capacidad retirada	Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.

Carga	Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.
Central Eléctrica	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
Central Eléctrica Legada	Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica: a) es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación, o b) cuya construcción y entrega se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.
Central Externa Legada	Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica: a) se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o b) cuya construcción y operación se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.
Centro de carga	Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten que un usuario Final se suministre de energía eléctrica.
Certificado de Emisiones Contaminantes	Título emitido por la CRE para su venta en el Mercado Eléctrico Mayorista y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios relativos al monto de gases de efecto invernadero emitido por las Centrales Eléctricas.
Certificado de Energías Limpias	Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de fuentes renovables o tecnologías limpias y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios asociados al consumo de los Centros de Carga.
Cogeneración	Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente, etc.). Como modalidad, es la producción de energía eléctrica en conjunto con vapor y/o energía térmica secundaria de otro tipo. Puede ser la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica residual de procesos que utilizan combustibles, o viceversa.
Comercializador	Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.

Confiabilidad	Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.
Continuidad	Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia de interrupciones menor a la establecida en los criterios respectivos que emita la CRE.
Contrato de Cobertura Eléctrica	Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos, que serán efectuados en una hora o fecha futura y determinada.
Contrato de Interconexión Legado	Contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra abajo las condiciones vigentes con anterioridad la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.
Contrato Legado para el Suministro Básico	Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas.
Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional	La emisión de instrucciones relativas a: a) la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable; b) la operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y c) la operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista
Curva de aprendizaje	Evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a alas mejoras tecnológicas en el desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica.
Consumo de Energía (GWh)	Total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, importación reducción de pérdidas y usos propios.
Consumo Final (GWh)	Total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales del sector eléctrico.

Costo de construcción	Costo asociado a la ingeniería, supervisión, pruebas, construcción y derechos de vía, de las líneas de transmisión, de acuerdo con el nivel de tensión (kV), número de circuitos y conductores por fase.
Consumo Bruto	El consumo bruto se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores.
Curva de carga	Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo determinado.
Curva de demanda horaria o Curva de carga (MWh/h)	Variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado.
Curva de duración de carga (MWh/h)	Demanda de energía eléctrica que forma la curva de carga, y se encuentra de mayor a menor.
Curva de referencia (MWh/h)	Curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros.
Degradación	Es la reducción obligada de la capacidad de una unidad como consecuencia de la falla o deterioro de uno de sus componentes o por cualquier otra condición limitante.
Demanda	Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h).
Demanda base	Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo (en la prospectiva se indica el promedio de las demandas mínimas diarias).
Demanda máxima	Valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h).
Demanda máxima bruta (MWh/h)	Potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de la trasmisión y los usos propios de centrales generadoras.

Demanda Controlable	Demanda de energía eléctrica que los Usuarios Finales ofrecen reducir conforme a las Reglas del Mercado.
Demanda Controlable Garantizada	Demanda Controlable que los Usuarios Finales o sus representantes se hayan comprometido a ofrecer en el Mercado Eléctrico Mayorista en un periodo dado, a fin de que dicha demanda se utilice para cumplir los requisitos de potencia a que se refiere el artículo 54 de la LIE.
Demanda máxima coincidente	Es la demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; equivale a la demanda máxima que se tendría si el conjunto fuera un sistema único. La DMC es menor que la suma de las demandas máximas anuales observadas en cada región, debido a que los valores máximos regionales no suceden en el mismo instante.
Demanda máxima integrada (MWh/h)	Es la integración de la carga horaria durante un año.
Demanda máxima no coincidente	Es la suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan. La demanda máxima no coincidente es mayor o igual a la demanda máxima coincidente.
Demanda media	Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).
Derechos Financieros de Transmisión	El derecho y la obligación correlativa de recibir o pagar la diferencia que resulte de los componentes de congestionamiento de los Precios Marginales Locales en dos nodos del Sistema Eléctrico Nacional. Para los efectos de documentar los Derechos Financieros de Transmisión, los estados de cuenta que emita el CENACE serán titules ejecutivos.
Disponibilidad	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que una unidad generadora estuvo disponible para dar servicio, independientemente de que se haya requerido o no su operación. Este índice se calcula como el cociente entre la energía que la unidad produce anualmente con la capacidad disponible y la que generaría si estuviera utilizable 100%.
Disposiciones Operativas del Mercado	Bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico.
Eficiencia térmica	Relación de energía calorífica y trabajo útil generado.

Emisiones	Emisiones de bióxido de carbono (CO_2), bióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas, por el uso de combustibles fósiles en las unidades generadoras.
Energía almacenada	Energía potencial susceptible de convertirse a energía eléctrica en una central hidroeléctrica, en función del volumen útil de agua almacenado y del consumo específico para la conversión de energía.
Energía bruta	Es la energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores), incluye la energía de las ventas, las pérdidas en transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.
Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto (GWh)	Suministro de carga a través de la red de transmisión al servicio público, a proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora.
Energías Limpias	Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes: a) El viento; b) La radiación solar, en todas sus formas; c) La energía oceánica en sus distintas formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal; d) El calor de los yacimientos geotérmicos; e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros; g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida; h) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas; i) La energía nucleoeléctrica;

j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y

o) Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

Energía neta	Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.
Energía solar fotovoltaica	La energía solar fotovoltaica se define a partir del "efecto fotovoltaico", que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones "sueltos" de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.
Energía solar térmica	La tecnología termosolar produce electricidad concentrando la radiación solar para calentar y producir vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina de la misma forma que se realiza en una central termoeléctrica o de ciclo combinado.

Exportación **(modalidad)**	Es la generación de energía eléctrica para destinarse al comercio exterior, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.
Factor de carga	Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registrada en un periodo determinado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana. Recuérdese que si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.
Factor de diversidad	Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que las demandas máximas no ocurren simultáneamente.
Factor de participación de carga	Es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de trasmisión por región de control.
Factor de planta	Relación entre la energía eléctrica producida por una unidad generadora y la energía posible de producir por la misma la operar a su potencia máxima durante un periodo determinado.
Falla	Valor promedio por unidad de energía eléctrica demanda no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (perdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada).
Fijos de operación y mantenimiento	Incluye los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros.
Flujo máximo	Potencia máxima de energía eléctrica que se transmite a través de una o varias líneas de transmisión, desde un enlace emisor hasta un enlace receptor.
Flujo mínimo	Límite de flujo de potencia la dirección contra-referencia del flujo máximo.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.

Gas natural licuado	Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH4), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.
Generador	Permiso otorgado al amparo de LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero.
Generador Exento	Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE;
Generación bruta	Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).
Generación neta	Es la energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.
Importación **(modalidad)**	Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de esta.
Indisponibilidad	Estado donde la unidad generadora está inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por causa de alguna acción programada o fortuita tal como: mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.
Indisponibilidad por causas ajenas	Indicador del porcentaje de tiempo que una unidad generadora está fuera de operación a causa de la ocurrencia de algún evento o disturbio ajeno a la central como: falla en las líneas de transmisión, fenómenos naturales, falta de combustible, etc.
Indisponibilidad por degradación	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora disminuyó su potencia máxima, sin salir de línea, por problemas de funcionamiento en algunos de sus componentes.
Indisponibilidad por fallas	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora estuvo fuera de operación, debido a la salida total de una unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.

Indisponibilidad por mantenimiento	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad estuvo no disponible debido a las salidas para realizar los trabajos propios de conservación del equipo principal.
Ingresos Recuperables	Costos que los Suministradores Básicos tendrán derecho a recuperar por la prestación del Suministro Básico y que incluyen energía eléctrica, Productos Asociados, Contratos de Cobertura Eléctrica y operación propia.
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
Margen de reserva operativo	Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.
Megawatt (MW)	Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts.
Megawatt hora (MWh)	Unidad de energía. En electricidad es la energía consumida por una carga de un MW durante una hora.
Mercado Eléctrico Mayorista	Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las transacciones señaladas en el artículo 96 de la LIE.
Participante del Mercado	Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.
Pequeña producción	Es la generación de energía eléctrica destinada a: La venta a CFE en su totalidad, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor que 30 MW en un área determinada, o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, o a la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.
Pérdidas	Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

Perdidas no-técnicas	Energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación.
Pérdidas técnicas	Energía que se disipa a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión, trasformación y distribución.
Permisionario	Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.
Población	Número total de habitantes en el territorio nacional.
Potencial de energías renovables	Corresponde a los recursos de fuentes renovables y limpias que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, atreves del desarrollo de proyectos de centrales eléctricas que son técnica y económicamente factibles para su ejecución.
Precio Marginal Local	Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del SEN para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.
Precio medio de electricidad	Promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo con el sector tarifario en cada regio de control.
Productos Asociados	Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.
Producto interno bruto	Valor anual de la producción de bienes y servicios del país.
Producción independiente	Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor que 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o -previo permiso de la Secretaría de Energía en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica-, a la exportación.
Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional	Documento expedido por la Secretaría 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.

Proyectos en estudio	Proyectos y obras que están plenamente identificados en el proceso de planeación, los cuales se encuentran en etapa de evaluación y estudio para determinar el posible beneficio neto para el SEN por su realización.
Proyectos en perspectiva de análisis	Potenciales proyectos que estarán sujetos a evaluación y estudios de planeación para identificar las obras requeridas para su ejecución y posteriormente cuantificar los beneficios para el SEN.
Proyecto de autoabastecimiento	Desarrollo de una unidad de generación construida por particulares, con la finalidad de abastecer los requerimientos de energía eléctrica propia o entre los miembros de una sociedad de particulares.
Proyectos de generación genérico	Corresponde a posibles centrales eléctricas candidatas asignadas en las diferentes regiones de transmisión en función del potencial de generación disponible y factibilidad de desarrollo, para cumplir con las Metas de Energías Limpias y enviar señales de mercado a los desarrolladores de proyectos interesados en realizar inversiones productivas dentro del sector eléctrico, sujetos a la optimización del modelo de planeación.
Proyectos de generación firme	Corresponde a los proyectos de generación que no están sujetos a la optimización del modelo de planeación, por lo que se instalaran en la fecha indicada por los Generadores, siempre y cuando cumplan los siguientes criterios: a) Contar con un Contrato de Interconexión y permiso de generación en el que se contemple la entrada en operación comercial a partir del 1 de enero de 2016; b) Que el CENACE haya instruido al Transportista o Distribuidor la celebración de un Contrato de Interconexión; c) Haber concluido el estudio de instalaciones y realizando el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por el esquema individual de interconexión; d) Haber realizado el pago de la garantía financiera para los proyectos que optaron por ser incluidos como parte del proceso de planeación, e) Haber presentado garantía de cumplimiento, para los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo.
Proyectos de Generación en operación	Corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el 2016, de acuerdo con la información reportada por la CFE, el CENACE y la CRE.

Proyectos de generación de optimización	Corresponde a los proyectos de generación que no cumplen con la categoría firme, que pueden contar o no, con permiso de generación ante la CRE, sujetos a la optimización del modelo de planeación.
Proyectos por Particulares	Sustituye a la figura de permisionarios a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.
Proyectos programados	Proyectos y obras plenamente evaluados e identificados en el proceso de planeación, los cuales ya pueden ser programados para su ejecución. Estos proyectos incluyen nuevas obras y obras con asignación en PEF, en etapa de licitación y construcción.
Proyectos de transmisión en operación	Corresponde a los enlaces actuales de transmisión del SEN.
Proyectos de transmisión firme	Corresponde a los proyectos de líneas de transmisión propuestos por la CENACE para evaluar la interconexión de los sistemas aislados de la Península de Baja California con el SIN.
Proyectos de transmisión propuesto	Corresponde a los enlaces que incrementaran su capacidad, derivado de la entrada en operación de nuevos proyectos de líneas de transmisión.
Proyectos de transmisión genérico	Corresponde a posibles proyectos de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV y 400 kV, circuitos y conductores por fase, los cuales están sujetos a la optimización de la modelación.
Red	Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía.
Red Eléctrica	Sistema integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica.
Red Eléctrica Inteligente	Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.
Red Nacional de Transmisión	Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría.

Redes Generales de Distribución	Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.
Redes Particulares	Redes Eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución.
Reglas del Mercado	Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista.
Retorno Objetivo	La tasa esperada de rendimiento para las inversiones del Estado en la industria eléctrica, utilizada para efectos de lo dispuesto en los artículos 31, 148, 149 y 150 de la LIE.
Régimen térmico	Relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en GJ/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en MW.
Resistencia por unidad de línea	Parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base en la longitud, material y temperatura del conductor.
Seguridad de Despacho	Condición operativa en la cual se pueden mantener la Calidad y Continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos del mismo, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.
Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica	Las actividades necesarias para llevar a cabo la transmisión y distribución de energía eléctrica en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución.
Servicios Conexos	Los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	El sistema integrado por: a) La Red Nacional de Transmisión; b) Las Redes Generales de Distribución; c) Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;

	d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y e) Los demás elementos que determine la Secretaría;
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	Sistemas eléctricos regionales que comparten a través de sus enlaces sus recursos de capacidad y funcionamiento económico, confiable y eficiente en su conjunto.
Sistema mallado	Un sistema eléctrico se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos. Es una medida de la redundancia del sistema.
Subestación	Instalación destinada a modificar y regular los niveles de tención de la infraestructura eléctrica para facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución
Subestación de Elevadoras (o de Generación)	Están asociadas a centrales generadoras, elevan la tensión y dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en tenciones iguales o mayores a 69 kV.
Subestación Reductora (o Transformación)	Reduce el nivel de tensión y dirigen el flujo de potencia a las RGD.
Subestación de Switcheo (o Maniobra)	Conectan varios circuitos o líneas para orientar distribuir el flujo de potencia de transformación.
Suministrador	Empresa encargada del suministro de energía eléctrica en México. Comisión Federal de Electricidad.
Suministrador de Servicios Básicos	Permisionario que ofrece el Suministro Básico a los Usuarios de Suministro Básico y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo soliciten.
Suministrados de Servicios Calificados	Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.
Suministrador de Último Recurso	Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo requieran.

Suministro Básico	El Suministro Eléctrico que se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.
Suministro Calificado	El Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados.
Suministro de Último Recurso	El Suministro Eléctrico que se provee bajo precios máximos a los Usuarios Calificados, por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la Continuidad del servicio cuando un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestar el Suministro Eléctrico.
Suministro Eléctrico	Conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica de los Usuarios Finales, regulado cuando corresponda por la CRE, y que comprende: a) Representación de los Usuarios Finales en el Mercado Eléctrico Mayorista; b) Adquisición de la energía eléctrica y Productos Asociados, así como la celebración de Contratos de Cobertura Eléctrica, para satisfacer dicha demanda y consumo; c) Enajenación de la energía eléctrica para su entrega en los Centros de Carga de los Usuarios Finales, y d) Facturación, cobranza y atención a los Usuarios Finales.
Tarifas Reguladoras	Las contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.
Transportista	Los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.
Tasa de actualización	Se considera una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico.
Tasa de retorno	Se considera una tasa del 10%, para los proyectos de generación y de transmisión. Esta tasa equivale al costo de capital de los proyectos o costos de oportunidad de capital propio de empresa, la cual es la tasa anual que una empresa debe recibir sobre el valor de su inversión para mantener sus créditos, pagar rendimientos y garantizar la atracción de capital.

Tiempo medio de reparación	Tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a condiciones operativas normales. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.
Unitarios de inversión	Costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, más los conceptos de estudio, diseño, permisos y otras actividades relacionadas.
Usuario Calificado	Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.
Usuario de Suministro Básico	Usuario Final que adquiere el Suministro Básico.
Usuarios finales	Número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.
Usos propios	Proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras.
Variables de operación y mantenimiento	Incluyen los conceptos de materias primas e insumos, equipos, materiales y refacciones, mantenimiento mayor, entre otros.
Ventas	Energía eléctrica anual facturada a los usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.
Vida económica	Periodo en el que se recuperan los costos fijos de las líneas de transmisión, considerándose una vida útil de 40 años para cada proyecto de línea de transmisión.
Vida útil	Tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes.
Voltaje	Potencial electromotriz entre dos puntos medido en voltios.

Abreviaturas, acrónimos y siglas

AIE	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA)
APF	Administración Pública Federal
AT	Alta tensión
AUT	Autoabastecimiento
CAR	Carboeléctrica
CAC	Capacidad de plantas de autoabastecimiento y cogeneración
CAT	Construcción Arrendamiento-Transferencia
CC	Ciclo combinado
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CO_2	Dióxido de carbono
COG	Cogeneración
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CONAPO	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Capacidad de plantas para el servicio público
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DAC	Tarifa Doméstica de Alto Consumo
DOE	Departamento de Energía (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	Energy Information Administration
EOL	Eoloeléctrica

EPE	El Paso Electric Company
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUA	Estados Unidos de América
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FIRCO	Fideicomiso de Riesgo Compartido
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GEO	Geotermoeléctrica
GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HID	Hidroeléctrica
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
IRENA	International Renewable Energy Agency
km-c	Kilómetro-circuito
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MR	Margen de Reserva
MRO	Margen de Reserva Operativo
MT	Media tensión
MTon	Millones de Toneladas

MVA	Megavolt ampere
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
MWh	Megawatt-hora
n.d.	No disponible
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
RGD	Red General de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SE	Secretaría de Economía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Termoeléctrica Convencional
TG	Turbogás
TGM	Turbogás Móvil
Tmca	Tasa media de crecimiento anual
TWh	Terawatt-hora
VFT	Variable Frequency Transformer
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Referencias

Agencia Danesa de Energía, Energinet. (2016). Catálogo de tecnología danés.

Criterios Generales de Política Económica 2018, Secretaria de Hacienda y Crédito Público, México 2017.

Ea Energy Analyses. (2016). Escenarios de Energías Renovables para México.

IEA and IRENA. (2017). Perspectivas para la transición energética – Necesidades de Inversión para un Sistema de Energía Baja en Carbono. Inter-national Energy Agency and International Renewable Energy Agency.

INECC. (2018). Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México. Medidas Sectoriales No Condicionadas. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

IRENA. (2018). Transformación energética global: una hoja de ruta hacia 2050. International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2018). Costos de generación de energía renovable en 2017. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Instituto de Investigación de Mercator sobre bienes comunes globales y cambio climático. (March 2018). Hentet fra Remaining carbon budget: https://www.mcc-berlin.net/en/research/co2-budget.html

Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, 2018-2032, SENER, Ciudad de México, 2018.

SENER, CFE. (2018, June 24). AZEL: Atlas de Zonas con energía limpias. Retrieved from https://dgel.energia.gob.mx/AZEL/

Direcciones electrónicas nacionales e internacionales de interés general y específico:

http://www.banxico.org.mx	Banco de México
https://www.gob.mx/cenace	Centro Nacional de Control de Energía
http://www.cfe.gob.mx	Comisión Federal de Electricidad
http://www.dof.gob.mx	Diario Oficial de la Federación
http://energy.gov	U.S. Department of Energy
http://www.eia.gov	U.S. Energy Information Administration
http://www.irena.org/	International Renewable Energy Agency
http://www.nrel.gov	National Renewable Energy Laboratory
http://www.iea.org	International Energy Agency
http://www.oecd.org	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
http://www.olade.org.ec/intro	Organización Latinoamericana de Energía
https://www.gob.mx/hacienda	Secretaria de Hacienda y Crédito Público

http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf

Notas aclaratorias:

- La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, cuadros, tablas, gráficas o figuras podría no coincidir con exactitud con los totales, debido al redondeo de cifras.
- La información correspondiente al último año histórico está sujeta a revisiones posteriores.
- De manera análoga al caso de suma de cifras, el cálculo manual de tasas de crecimiento promedio anual podría no coincidir en forma precisa con los valores reportados debido al redondeo de cifras.

Referencias para la recepción de comentarios

Los lectores interesados en aportar comentarios, realizar observaciones o formular consultas pueden dirigirse a:

Subsecretaría de Planeación y Transición Energética

Secretaría de Energía

Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle

Ciudad de México, 03100

Tel: +(5255) 5000-6000

Coordinación de la publicación:

Dirección General de Planeación e Información Energéticas

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 1353, 2217, 2097

E-mail: prospectivas@energia.gob.mx

aubaldo@energia.gob.mx

Encuesta de Satisfacción:

https://es.surveymonkey.com/r/V7QNQD6