

ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico.

ACUERDO POR EL QUE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA EMITE EL PLAN DE DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO

LUZ ELENA GONZÁLEZ ESCOBAR, Secretaria de Energía, con fundamento en los artículos 33, fracciones I, V, VIII, XXIX y XXXVII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, 8, fracción I, 21, fracción IV, 23, 32 y Sexto Transitorio, de la Ley de Planeación y Transición Energética; 4, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 2, 5, fracción V, 22, 23 y Décimo Segundo Transitorio, del Reglamento de la Ley de Planeación y Transición Energética; y, 4 y 5, fracción I, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 33, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría de Energía establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como llevar a cabo la planeación vinculante en el sector energético a mediano y largo plazo;

Que el 18 de marzo de 2025, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Planeación y Transición Energética, la cual establece que la Secretaría de Energía debe elaborar y publicar el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico en un plazo de trescientos sesenta y cinco días naturales a partir de la publicación de dicha ley;

Que en términos del artículo 32, de la Ley de Planeación y Transición Energética, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico es el documento del desarrollo y modernización de la infraestructura del Sector Eléctrico con un horizonte de 15 años;

Que el 3 de octubre de 2025, se publicó el Reglamento de la Ley de Planeación y Transición Energética, el cual establece que los Instrumentos de Planeación del Sector Energético, entre ellos, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, constituyen los documentos rectores de la política energética nacional y permiten a la Secretaría de Energía ordenar la planeación del Sector Energético en un horizonte de corto, mediano y largo plazo;

Que para la elaboración del Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, la Secretaría de Energía tomó en cuenta las opiniones de Comisión Federal de Electricidad, el Centro Nacional de Control de Energía, la Comisión Nacional de Energía y del Consejo de Planeación, y

Que para dar cumplimiento a las disposiciones señaladas con antelación, he tenido a bien expedir el siguiente:

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO. La Secretaría de Energía emite el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 14 de octubre de 2025.- Secretaría de Energía, Mtra. **Luz Elena González Escobar.**- Rúbrica.

Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039

Índice

Índice de tablas

Índice de figuras

1. Introducción

1.1. Marco jurídico

1.2. Alcances

- 1.3. Acuerdos internacionales
- 1.4. Evaluación de los impactos sociales de los proyectos del sector eléctrico
- 1.5. Innovación, desarrollo tecnológico y desarrollo de capacidades

2. Diagnóstico del sector eléctrico

- 2.1. Evolución del consumo final y la demanda eléctrica
 - 2.1.1. Consumo final de energía eléctrica
 - 2.1.2. Pérdidas de energía eléctrica
 - 2.1.3. Importación y exportación
 - 2.1.4. Consumo bruto de energía eléctrica
 - 2.1.5. Demanda máxima integrada bruta
- 2.2. Evolución de la capacidad y generación eléctrica
 - 2.2.1. Capacidad de generación instalada
 - 2.2.2. Generación de energía eléctrica
 - 2.2.3. Generación Distribuida
- 2.3. Evolución de la infraestructura de transmisión y distribución
- 2.4. Evolución de la red nacional de gasoductos
 - 2.4.1. Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural en México (SISTRANGAS)
 - 2.4.2. Resto de red nacional de ductos
 - 2.4.3. Consumo en la red nacional de gasoductos
- 2.5. Evolución de la cobertura nacional del Suministro Eléctrico
 - 2.5.1. GCR Central
 - 2.5.2. GCR Oriental
 - 2.5.3. GCR Occidental
 - 2.5.4. GCR Noroeste
 - 2.5.5. GCR Norte
 - 2.5.6. GCR Noreste
 - 2.5.7. GCR Peninsular
 - 2.5.8. GCR de Baja California
 - 2.5.9. Fondo del Servicio Universal Eléctrico
- 2.6. Evolución de las tarifas de electricidad
 - 2.6.1. Tarifas Reguladas
 - 2.6.2. Tarifas Finales del Suministro Básico
- 2.7. Emisiones de GEI y del factor de emisiones del sector eléctrico

3. Escenario de planeación 2025 - 2039

- 3.1. Supuestos generales
 - 3.1.1. Proyección de la población y viviendas
 - 3.1.2. Pronóstico del PIB
 - 3.1.3. Costos de inversión y operación
 - 3.1.4. Costos de combustibles
 - 3.2. Pronósticos del consumo bruto y la demanda eléctrica
 - 3.2.1. Pronósticos de pérdidas
 - 3.2.2. Pronósticos de generación distribuida
 - 3.3. Pronósticos de demanda máxima integrada
 - 3.4. Plan de adición de capacidad de generación eléctrica al SEN
 - 3.4.1. Adiciones de capacidad instalada 2025 - 2039
 - 3.4.2. Evolución estimada de la capacidad acumulada 2025 - 2039
 - 3.4.3. Evolución de la Capacidad Instalada esperada al 2039
 - 3.5. Pronósticos de la generación neta inyectada al SEN
 - 3.5.1. Participación del estado
 - 3.5.2. Participación de energías limpias
 - 3.6. Plan de adición de capacidad de transmisión y transformación
 - 3.7. Plan de adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)
 - 3.8. Margen de reserva y reserva de planeación
 - 3.9. Escenarios de sensibilidad a incremento en los precios de combustibles
4. Programas y planes de inversión
 - 4.1. Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
 - 4.1.1. Requerimientos de la capacidad adicional correspondiente al Programa Vinculante para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (P VIRCE)
 - 4.1.2. Adiciones de capacidad del Estado
 - 4.1.3. Adiciones de capacidad de Particulares
 - 4.1.4. Adiciones de capacidad 2031 - 2039
 - 4.2. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución
 - 4.2.1. Ampliación y modernización de la RNT
 - 4.2.2. Principales Proyectos Instruidos de la RNT
 - 4.2.3. Proyectos identificados de la RNT en el proceso de planeación de 2025
 - 4.2.4. Proyectos de la RNT en estudio indicativos en el mediano y largo plazo
 - 4.2.5. Ampliación de las RGD del MEM
 - 4.2.6. Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM
 - 4.3. Redes Eléctricas identificadas de refuerzo para los proyectos de Generación incluidos en el Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

- 4.3.1. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a la CFE
- 4.3.2. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a PEMEX
- 4.3.3. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a particulares

Glosario

Siglas y acrónimos

Unidades

Anexos

- A1. Anexo estadístico
- A2. Catálogo de tecnologías de generación eléctrica
- A3. Catálogo de tecnologías de transmisión

Índice de tablas

Tabla 2.1. Capacidad de generación instalada por tecnología 2010 - 2024

Tabla 2.2. Generación neta inyectada por tecnología 2010 - 2024

Tabla 2.3. Evolución de longitud de líneas de Transmisión por nivel de tensión 2010 - 2024

Tabla 2.4. Capacidad de transformación en la RNT y RGD de 2010 - 2024

Tabla 2.5. Sistemas de transporte de gas natural que integran el SISTRANGAS

Tabla 3.1. Costos de inversión y operación por tecnología

Tabla 3.2. Evolución de los precios de los combustibles 2025 - 2039

Tabla 3.3. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada por tecnología 2024 - 2039

Tabla 3.4. Estado de los proyectos instruidos e identificados del SEN a marzo de 2025

Tabla 3.5. Adición de SAE 2025 - 2030

Tabla 3.6. Adición de SAE 2031 - 2039

Tabla 3.7. Evolución de los precios de los combustibles 2025 - 2039 - Sensibilidad

Tabla 3.8. Adición neta de capacidad 2025-2039 - Sensibilidad

Tabla 4.1. Adición de capacidad GCR Central P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.2. Adición de capacidad GCR Oriental P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.3. Adición de capacidad GCR Occidental P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.4. Adición de capacidad GCR Noroeste P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.5. Adición de capacidad GCR Norte P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.6. Adición de capacidad GCR Noreste P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.7. Adición de capacidad GCR Baja California P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.8. Adición de capacidad GCR Peninsular P VIRCE 2025 - 2039

Tabla 4.9. Requerimientos de capacidad de privados 2026 - 2030

Tabla 4.10. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por nivel de tensión instruidos hasta 2024

Tabla 4.11. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por nivel de Estado instruidos hasta 2024

Tabla 4.12. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por nivel de tensión identificados en 2025

Tabla 4.13. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por Estado identificados en 2025

Tabla 4.14. Estatus de los principales proyectos instruidos de la RNT

Tabla 4.15. Proyectos identificados de ampliación de la RNT en PAMRNT 2025

Tabla 4.16. Proyectos identificados de modernización de la RNT en PAMRNT 2025

Tabla 4.17. Estatus de los principales proyectos indicativos de la RNT

Tabla 4.18. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por nivel de tensión instruidos hasta 2024

Tabla 4.19. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por Estado instruidos hasta 2024

Tabla 4.20. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por nivel de tensión identificados en 2025

Tabla 4.21. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por Estado identificados en 2025

Tabla 4.22. Proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en PAMRNT 2025

Tabla 4.23. Inversiones totales estimadas en red eléctrica vinculante

Tabla 4.24. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Central

Tabla 4.25. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Oriental

Tabla 4.26. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Occidental

Tabla 4.27. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Noroeste

Tabla 4.28. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Norte

Tabla 4.29. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Noreste

Tabla 4.30. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Baja California

Tabla 4.31. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en el Sistema Interconectado Baja California Sur

Tabla 4.32. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de PEMEX en la GCR Central

Tabla 4.33. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de PEMEX en la GCR Oriental

Tabla 4.34. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en la GCR Central

Tabla 4.35. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en la GCR Oriental

Tabla 4.36. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en la GCR Occidental

Tabla 4.37. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en la GCR Noreste

Tabla 4.38. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en la GCR Peninsular

Tabla 4.39. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en el Sistema Interconectado Baja California Sur

Tabla 4.40. Metas físicas e inversión identificado para los proyectos Privados de la planeación vinculantes en el Sistema Interconectado Baja California Sur

Tabla A1.1 Consumo final de energía eléctrica por región 2010 - 2024

Tabla A1.2 Pérdidas de energía eléctrica por región 2010 - 2024

Tabla A1.3 Importación y exportación de energía eléctrica 2010 -2024

Tabla A1.4 Consumo bruto de energía eléctrica por región 2010-2024

Tabla A1.5 Demanda máxima bruta integrada y coincidente en 2024

Tabla A1.6 Demanda máxima integrada por región y sistema 2010-2024

Tabla A1.7 Pronóstico regional del PIB, escenario de planeación 2025-2030 y 2025-2039

Tabla A1.8 Unidades candidatas a retirar 2025-2039

Tabla A2.1 Características básicas de centrales generadoras

Tabla A2.2 Costo unitario de inversión de centrales generadoras

Tabla A2.3 Costo de operación y mantenimiento de centrales generadoras

Tabla A3.1 Costos de elementos de transmisión y distribución

Índice de figuras

Figura 2.1. Regiones y enlaces del SEN en 2025

Figura 2.2. Consumo final y usuarios del SEN en 2024

Figura 2.3. Consumo final por sector del SEN 2010 - 2024

Figura 2.4. Pérdidas por GCR y sistema en 2024

Figura 2.5. Importación y exportación de energía eléctrica del SEN 2010 - 2024

Figura 2.6. Consumo bruto de energía eléctrica por GCR en 2024

Figura 2.7. Consumo bruto de energía eléctrica del SEN por mes de 2010, 2017, y 2024

Figura 2.8. Curva de duración de carga bruta del SIN en 2024

Figura 2.9. Distribución de la capacidad instalada de Generación Distribuida del SEN en 2024

Figura 2.10. Capacidad instalada de GD-FV por GCR en 2024

Figura 2.11. Capacidad instalada y generación aportada de GD-FV en 2024

Figura 2.12. Red nacional de gasoductos en 2024

Figura 2.13. Consumo histórico de gas natural del sector eléctrico del SISTRANGAS

Figura 2.14. Demanda de gas natural en la red nacional de gasoductos 2010 - 2024

Figura 2.15. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Central

Figura 2.16. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Oriental

Figura 2.17. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Occidental

Figura 2.18. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noroeste

Figura 2.19. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Norte

Figura 2.20. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noreste

Figura 2.21. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Peninsular

- Figura 2.22. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR de Baja California
- Figura 2.23. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de transmisión 2019-2024
- Figura 2.24. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de distribución 2019-2024
- Figura 2.25. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación del CENACE 2019 - 2024
- Figura 2.26. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de los SCnMEM 2019 - 2024
- Figura 2.27. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación de la SSB 2019 - 2024
- Figura 2.28. Histórico de consumo anual por sector tarifario 2010 - 2024
- Figura 2.29. Histórico de precio medio anual por sector tarifario 2010 - 2024
- Figura 2.30. Variación mensual interanual de la Tarifa Media Nacional de Suministro Básico vs Inflación al consumidor. Diciembre 2018 a Diciembre de 2024
- Figura 2.31. Evolución de las emisiones de GEI y del factor de emisión del sector eléctrico 2010 - 2024
- Figura 3.1. Proyección de la población 2010 - 2070
- Figura 3.2. Proyección de viviendas 2010 - 2039
- Figura 3.3. Comparación de escenarios de PIB nacional, escenario de planeación 2010 a 2024
- Figura 3.4. Escenarios de PIB nacional 2025 - 2039
- Figura 3.5. Pronóstico regional del PIB, escenario de planeación 2025 - 2030 y 2025-2039
- Figura 3.6. Pronóstico de precios promedio de combustibles 2025 - 2039
- Figura 3.7. Comparación de escenarios de consumo bruto del SEN, escenario de planeación 2014 a 2024
- Figura 3.8. Proyecciones del consumo bruto del SEN 2025 - 2039
- Figura 3.9. Pronósticos del consumo bruto 2025 - 2030 y 2025 - 2039
- Figura 3.10. Pronóstico de pérdidas del SEN, escenario de planeación 2025 - 2039
- Figura 3.11. Escenarios de capacidad instalada de GD del SEN 2025 - 2039
- Figura 3.12. Comparación de escenarios de demanda máxima integrada del SEN, escenario de planeación 2014 a 2024
- Figura 3.13. Comportamiento estacional de la demanda máxima y la influencia de la GD-FV (Escenario de Planeación) en Demanda Horaria Integrada Bruta durante día máxima anual del SIN en los años 2025, 2030 y 2039
- Figura 3.14. Curva de duración de carga del SEN en 2039
- Figura 3.15. Pronósticos de demanda máxima integrada del SEN 2025 - 2039
- Figura 3.16. Adiciones de capacidad en los ejercicios de PIIRCE y PVICRE
- Figura 3.17. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada 2025 - 2039
- Figura 3.18. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada por tecnología 2025 - 2039
- Figura 3.19. Evolución esperada de la generación neta de energía eléctrica por tecnología 2025-2039
- Figura 3.20. Evolución esperada de la generación neta de energía eléctrica por participante 2026 - 2030
- Figura 3.21. Evolución de energías limpias 2025 - 2039
- Figura 3.22. Estatus de los proyectos instruidos del SEN a marzo de 2025
- Figura 3.23. Montos de los proyectos instruidos del SEN a marzo de 2025
- Figura 3.24. Evolución de la reserva de planeación durante la demanda máxima diurna 2025 - 2039

Figura 3.25. Evolución de la reserva de planeación durante la demanda máxima nocturna 2025 - 2039

Figura 3.26. Adición de Capacidad: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039

Figura 3.27. SAE con baterías: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039

Figura 3.28. Evolución de Energías Limpias: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039

Figura 3.29. Costos Operativos Promedio Anual 2025 - 2039

Figura 4.1. Porcentaje de Adición de Capacidad por Tecnología 2025 - 2030

Figura 4.2. Adiciones de Capacidad Neta de Proyectos del Estado 2025 - 2030

Figura 4.3. Adiciones de Capacidad de proyectos de fortalecimiento de la CFE 2025 - 2027

Figura 4.4. Adiciones de capacidad de proyectos del Estado 2027 - 2030

Figura 4.5. Adiciones de capacidad de proyectos con prelación 2025 - 2030

Figura 4.6. Adición de capacidad de privados 2026 - 2030

Figura 4.7. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología 2031 - 2039

1. Introducción

1.1. Marco jurídico

Con la reforma constitucional en materia de áreas y empresas estratégicas, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2024 se modificaron los artículos 25, párrafo quinto; 27, párrafo sexto y séptimo; y 28, párrafo quinto; con el fin de fortalecer el papel de la Nación en el sector eléctrico. En términos de los citados artículos, corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del SEN, así como la prestación del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

La aprobación del Congreso del marco normativo vigente permite ahora contar con las condiciones necesarias para llevar a cabo la planeación vinculante del sector eléctrico que garantiza el bienestar de la sociedad y el desarrollo del país, intereses que guían la elaboración del Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2030.

Un elemento central de la reforma constitucional fue la transformación de las denominadas Empresas Productivas del Estado en Empresas Públicas del Estado, lo que significó un cambio sustantivo en su naturaleza jurídica. PEMEX y la CFE dejaron de operar bajo un régimen híbrido de carácter empresarial y de mercado, para reintegrarse plenamente a la estructura del Estado como entidades estratégicas, con un mandato de servicio público que prima sobre criterios de rentabilidad comercial. Este rediseño refuerza el control de la Nación sobre las áreas estratégicas, dotando de mayor coherencia al modelo de planeación energética.

La conversión a Empresas Públicas del Estado implicó también una mayor sujeción a los principios de derecho público, entre ellos el de legalidad, transparencia, rendición de cuentas y responsabilidad administrativa. Ello conlleva una nueva configuración institucional que redefine las relaciones entre la Secretaría de Energía (SENER), la CFE, PEMEX, el CENACE y la CNE, simplifica la toma de decisiones en materia de inversión estratégica y garantiza que las decisiones sobre el sector energético respondan prioritariamente al interés general, antes que a consideraciones de mercado. Con esta transformación, se fortalece la rectoría del Estado en el sector eléctrico y se asegura que los recursos energéticos de la Nación se administren bajo criterios de soberanía, sostenibilidad y justicia energética.

Con la finalidad de armonizar legalmente la reforma constitucional, el 18 de marzo de 2025 se expedieron, entre otras leyes, la LPTE y la LSE. En virtud de lo dispuesto en los artículos 2; 8, fracción I y 32, así como 10, fracción IV y 12, de dichas normas, respectivamente, corresponde a la SENER la conducción de la planeación vinculante del sector energético, y específicamente la elaboración del PLADESE, con el apoyo de la CFE, el CENACE y la CNE, además de los organismos públicos y privados que ésta determine.

Asimismo, se expedieron la Ley de Biocombustibles (LBio) y la Ley de Geotermia (LGeo). A través de la LBio se establece que la SENER es la encargada de promover el aprovechamiento y valorización de los residuos orgánicos y el tratamiento de aguas residuales para la producción de biogás, biometano y calor verde de manera directa como biocombustibles para la generación de energía eléctrica. En lo que respecta a las actividades reguladas por la LGeo, la

SENER promueve la generación de energía eléctrica a través del permiso de exploración y de concesiones para la explotación de áreas geotérmicas, además del aprovechamiento geotérmico exento, el cual no requiere de un permiso, solo de un registro ante la SENER.

Para acompañar este marco legal, la SENER impulsa una agenda de simplificación administrativa y digitalización. Como parte de este proceso, y conforme a lo dispuesto en el artículo 30 de la LSE, la CNE publicó el Acuerdo por el que se establecen los requisitos para obtener el permiso de generación para autoconsumo interconectado en centrales eléctricas cuya capacidad sea entre 0.7 y 20 MW. De esta forma, los particulares pueden satisfacer las necesidades propias de generación de energía eléctrica en sitio, además se redujo de 29 a 9 requisitos, y de un plazo máximo de 90 a 60 días hábiles para la respuesta de la CNE.

Conforme a los citados ordenamientos, el PLADESE constituye un instrumento de planeación del sector energético, con una visión de mediano y largo plazo para el desarrollo y modernización de la infraestructura del sector eléctrico, con una prospectiva de quince años y actualización anual.

En este contexto, el PLADESE se configura como un instrumento estratégico y operativo, pilar del desarrollo ordenado del sector eléctrico y la planeación vinculante. Esta última, en términos del artículo 12 de la LSE, debe procurar la confiabilidad, continuidad y accesibilidad del servicio público de electricidad, preservar la soberanía y seguridad energética de la Nación, proveer a la población de los Estados Unidos Mexicanos de la electricidad al menor precio posible, promover la expansión, descarbonización del sector y el desarrollo económico e industrial del país, así como conducir la planeación con políticas de seguridad nacional, eficiencia y sostenibilidad.

1.2. Alcances

El PLADESE considera los "Cien Compromisos para el Segundo Piso de la Transformación", en particular los siguientes compromisos incluidos en el apartado "X. República Soberana y con Energía Sustentable" que son:

- Fortalecimiento de PEMEX y CFE como empresas públicas del Estado;
- CFE garantizará el 54% de la generación eléctrica;
- Impulso a energías renovables, y
- Programa de paneles solares para viviendas en el norte del país.

Asimismo, este Plan se encuentra en consonancia con la política energética nacional y a las acciones a que hace referencia la Presidenta Claudia Sheinbaum Pardo tal como:

- Estrategia Nacional del Sector Eléctrico;
- Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025 - 2030;
- Plan México, y
- Plan de Fortalecimiento y Expansión 2025 - 2030.

Para la elaboración de esta primera edición del PLADESE, la SENER también consideró:

- Los pronósticos de demanda máxima integrada, de consumo de energía eléctrica y de precios de insumos primarios del sector eléctrico;
- Las estimaciones de crecimiento económico;
- Los criterios de mínimo costo de generación y suministro de energía eléctrica;
- Los proyectos a desarrollar por personas particulares, el Estado o bajo esquemas de desarrollo mixto, incluidos los proyectos bajo la figura de autoconsumo;
- La coordinación con el programa de expansión de la red nacional de gasoductos;
- La coordinación con los mecanismos de promoción e incentivos que contribuyen a la descarbonización, así como al desarrollo de las energías renovables y las energías limpias;

- El análisis costo-beneficio integral de las alternativas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- La congruencia con el PND 2025-2030, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER 2025-2030) y el Plan México, y
- El fomento al desarrollo tecnológico, implementación de nuevas tecnologías e innovación en el sector eléctrico nacional.

De esta forma, el PLADESE integra en un solo documento el PVICE y los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

1.3. Acuerdos internacionales

El PLADESE se sustenta en los compromisos internacionales que México ha suscrito y que permanecen vigentes. Estos instrumentos fortalecen la visión nacional de garantizar el acceso universal a la energía, respetar los derechos humanos, promover la igualdad de género y responder de manera decidida al cambio climático y al desarrollo sostenible. A continuación, se presentan los principales instrumentos internacionales de los que México es signatario y que tienen características vinculantes para el Estado Mexicano en materia energética:

- La **Declaración Universal de los Derechos Humanos** (1948), en su artículo 25, establece que toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado, lo que incluye salud, bienestar, vivienda, alimentación y servicios sociales básicos. Estos principios han servido de base para concebir la electricidad como un bien esencial y un elemento indispensable para mejorar la calidad de vida de la población, lo cual se refleja en los objetivos del PLADESE.
- El Régimen de la Organización de los Estados Americanos (OEA), compuesto por la **Carta de la OEA** (1948) y la **Declaración Americana de los Derechos y Deberes del Hombre** (1948), establece un marco de cooperación regional, justicia social y respeto a los derechos esenciales de las personas. La Carta enfatiza que la eliminación de la pobreza crítica y la justicia social son responsabilidades compartidas de los Estados miembros, principios que hoy se reflejan en la atención a la pobreza energética y el acceso equitativo a la electricidad. De manera complementaria, la Declaración Americana reconoce derechos fundamentales vinculados a la salud, la vivienda, la educación, el trabajo y la participación en los beneficios del progreso científico y cultural (arts. XI-XIV), subrayando que el bienestar de las personas depende de condiciones materiales adecuadas, entre las cuales se incluye el acceso a servicios esenciales como la electricidad.
- El **Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales** (1981), en su artículo 11, reconoce el derecho de toda persona a un nivel de vida digno, con alimentación, vestido y vivienda adecuados, así como la mejora continua de las condiciones de vida. México mantiene su compromiso con este tratado, alineando sus políticas energéticas y el PLADESE a los principios de equidad y justicia social.
- La **Convención sobre la Eliminación de Todas las Formas de Discriminación contra la Mujer** (1980) dispone en su artículo 14, que los Estados deben garantizar a las mujeres en zonas rurales condiciones de vida adecuadas, incluyendo el acceso a electricidad, agua, vivienda y transporte. Este mandato sustenta la necesidad de que el PLADESE incorpore un enfoque de igualdad sustantiva en el acceso y la cobertura de los servicios eléctricos.
- La **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático** (CMNUCC) (1994) es el marco principal de acción global para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera y evitar daños graves al sistema climático. México ha participado activamente en sus Conferencias de las Partes (COP), donde se definen y revisan compromisos multilaterales que inciden en la planeación del sector eléctrico y que se consideran dentro del PLADESE.
- La **Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible** (2015), sigue siendo un marco global prioritario. Sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) buscan erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar

prosperidad para todas las personas. El ODS 7 destaca la importancia de asegurar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, objetivo plenamente alineado con la estrategia de planeación del PLADESE.

- **El Acuerdo de París** (2016) compromete a sus signatarios a limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 1.5 °C respecto a niveles preindustriales. Este acuerdo obliga a las Partes a establecer metas de mitigación y adaptación, y en el caso de México, dichas metas se expresan en sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) actualizadas, que incluyen la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes climáticos de vida corta hacia 2030. Estas obligaciones tienen un impacto directo en la planeación del sector eléctrico y fortalecen las líneas de acción del PLADESE hacia las energías limpias y sostenibles.
- **El Acuerdo de Escazú** (2018) establece un marco regional destinado a garantizar el acceso a la información ambiental, la participación pública en la toma de decisiones y la protección de defensores del medio ambiente. En el contexto del sector eléctrico, este instrumento refuerza la necesidad de que los proyectos de generación, transmisión y distribución de electricidad se planifiquen y ejecuten de manera transparente, sostenible y socialmente responsable, asegurando que las comunidades afectadas tengan voz y mecanismos de consulta efectivos. De este modo, Escazú contribuye a que las políticas energéticas nacionales, incluidas las contempladas en el PLADESE, se desarrollen respetando estándares ambientales y sociales, promoviendo la aceptación comunitaria y fortaleciendo la sostenibilidad del sistema eléctrico.
- **El Tratado de Tlatelolco** (1967) establece la prohibición de las armas nucleares en América Latina y el Caribe y regula el uso de la energía nuclear exclusivamente con fines pacíficos. En su preámbulo, se señala que la vocación pacifista de la región determina la necesidad de que la energía nuclear se emplee de manera que acelere el desarrollo económico y social de los pueblos, garantizando un acceso equitativo entre los estados de la región a esta fuente de energía. El artículo 17 del Tratado refuerza este principio al establecer que ninguna disposición menoscaba el derecho de los Estados para utilizar la energía nuclear con fines pacíficos, particularmente en su contribución al desarrollo económico y al progreso social.
- **El Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica** (Proyecto Mesoamérica), institucionalizado en julio de 2009 durante la XI Cumbre de Tuxtla, es un mecanismo de coordinación y cooperación regional que busca fortalecer la integración económica y social de los países mesoamericanos, mejorando la calidad de vida de sus habitantes. En el Eje Económico, la Línea de Energía promueve la creación de una estrategia integral para optimizar los costos de electricidad, consolidar un mercado eléctrico regional y aumentar la seguridad energética, fomentando además la inversión privada y el desarrollo de energías renovables. Estos principios refuerzan la visión del PLADESE de fortalecer la infraestructura eléctrica nacional, incrementar la eficiencia del sistema y asegurar que la energía contribuya al desarrollo económico y social, en coherencia con los esfuerzos de integración y cooperación regional.

1.4. Evaluación de los impactos sociales de los proyectos del sector eléctrico

El PLADESE busca que la expansión del SEN incorpore no sólo un enfoque de planeación técnica, sino también un enfoque de justicia energética y social. Bajo esta premisa, la MISSE y sus planes de gestión social buscan garantizar que cada nuevo proyecto de electricidad que se desarrolle en el país se traduzca en bienestar tangible para las comunidades.

La MISSE analiza los efectos positivos y negativos de un proyecto y propone planes de gestión social que maximicen beneficios, mitiguen afectaciones y garanticen la justicia energética y el respeto a los derechos humanos. Si bien la anterior Evaluación de Impacto Social (EVIS) incorporó la gestión social como un aspecto a considerar en el desarrollo de proyectos energéticos, no era vinculante ni existía posibilidad de verificación. En cambio, la MISSE, bajo el nuevo marco legal, tiene el carácter de autorización, pues establece obligaciones claras de reporte y seguimiento, habilita la verificación y consolida la participación efectiva de las comunidades. Con ello, se brinda certeza a todas las partes y se asegura que los beneficios lleguen a quienes más lo necesitan.

Los planes de gestión social y sus estrategias de inversión social ahora están orientados de forma prioritaria en abatir la pobreza energética, atender a las poblaciones más vulnerables y fortalecer cadenas productivas y capacidades locales.

Todo ello con un enfoque participativo que atienda las necesidades reales de las personas. En otras palabras, se enfoca en detonar inversión social significativa en beneficio de las poblaciones locales, y en la generación de oportunidades económicas que habiliten el desarrollo y prosperidad compartida.

Adicionalmente, los pueblos y comunidades indígenas y afromexicanas se convierten en actores centrales para la construcción de un sistema eléctrico más justo. Los procesos de consulta previa, libre e informada aseguran que se atiendan sus necesidades, que tengan acceso, participación justa y equitativa de los beneficios asociados a los proyectos que se instalan en sus territorios.

En síntesis, la evaluación de los impactos sociales con estrategias de inversión social significativas, que atienden las necesidades locales, son parte de una planeación ordenada, con sentido social y justicia energética en el sector eléctrico que coloca a las personas en el centro de las decisiones públicas.

1.5. Innovación, desarrollo tecnológico y desarrollo de capacidades

El desarrollo del sector eléctrico en México depende de especialistas, servidores públicos altamente especializados formados y desempeñándose en los institutos de investigación del sector, universidades nacionales y el sistema de tecnológicos públicos, para mantener al país a la vanguardia tecnológica. Los objetivos de la SENER para combatir la pobreza energética, incrementar la electrificación y el ahorro y uso eficiente en los usos finales de energía, y acelerar la generación eléctrica con energías renovables y limpias dependen del desarrollo y movilización estratégica de capacidades de innovación en los sectores público, privado y social.

La SENER busca orientar los procesos de innovación, asegurando el uso eficiente de los recursos públicos para el desarrollo de capacidades donde se necesitan en el presente y el futuro, dejando atrás modelos de financiamiento capturados por intereses particulares. Además, busca aprovechar sinergias con los sistemas de contenido nacional en compras públicas y los programas de combate a la pobreza energética. En particular, los recursos asignados para estos fines a través del Fondo Mexicano del Petróleo se utilizan de manera eficiente para financiar iniciativas estratégicas de transformación del sector en temas como la digitalización de redes, energía solar de concentración, sistemas de baterías de litio para usos de gran escala y el transporte, entre otros.

Los proyectos de desarrollo tecnológico deben generar capacidades de largo plazo, experiencia de implementación, y cadenas de valor locales en áreas como la geotermia en yacimientos petroleros de PEMEX o la energía solar de concentración en CFE, entre otras. Estas capacidades deben estar distribuidas no sólo en las empresas del Estado, sino también en los institutos de investigación públicos y el sector privado, lo que permitirá acelerar la implementación de proyectos en México y, en el futuro, la exportación de tecnología y servicios tecnológicos.

El sector energético debe impulsar los desarrollos tecnológicos necesarios para que otros sectores puedan cumplir sus objetivos, como el desarrollo de componentes de la cadena de valor de baterías por LitioMx, para la industria automotriz y especialmente los proyectos de micro-movilidad Olinia y el primer autobús eléctrico 100% mexicano Taruk. En consecuencia, será indispensable planear y desarrollar la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos pública y privada, incluyendo puntos de carga residenciales, estaciones públicas de libre acceso y cargadores comerciales o corporativos en centros de trabajo y servicios; así como estaciones de carga rápida y ultrarrápida específicas para flotas de transporte público y autotransporte de carga, integradas a la actualización y mejora de las redes de media y baja tensión para mantener la confiabilidad y calidad del servicio. Esto fomentará la fabricación nacional de cargadores, sistemas de gestión de carga y plataformas digitales de interoperabilidad, fortaleciendo la soberanía tecnológica y la competitividad industrial del país. Estos desarrollos contribuirán al Plan México, la expansión de la manufactura avanzada local y la sustitución de tecnologías y servicios tecnológicos del exterior.

Finalmente, la SENER tiene el propósito de asegurar que el acceso a la tecnología se democratice a través de programas de formación en competencias y otros esquemas de educación profesional que aseguren la calidad de los servicios energéticos, también para las PyMEs y los hogares urbanos y rurales, en áreas como la eficiencia energética, la instalación de SFV, entre otros. Estos programas, además, deben servir para la reconversión de capacidades en las regiones donde se requiera para asegurar una transición energética justa.

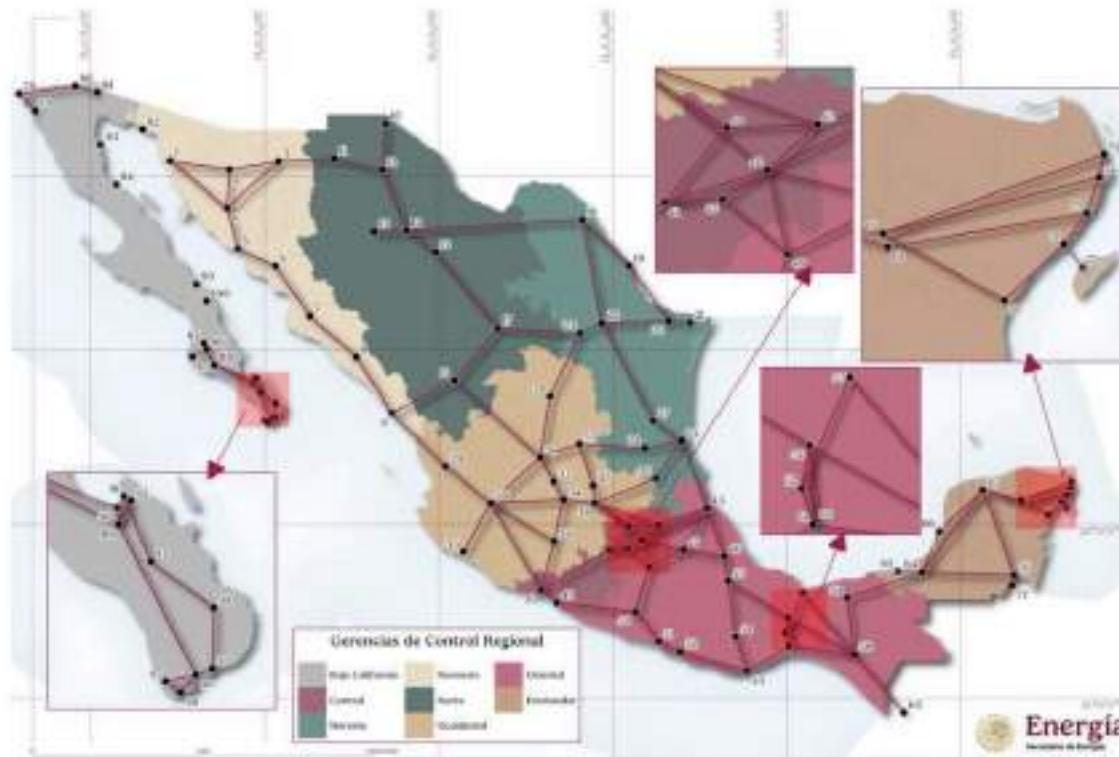
2.

Diagnóstico del sector eléctrico

El suministro eléctrico es uno de los principales servicios capaces de impulsar y generar prosperidad y desarrollo para todos los sectores del país: desde un hogar, hasta comercios, el campo, otros servicios públicos y la industria. En esta sección se presenta un diagnóstico con las principales características que guarda el sector eléctrico nacional y su evolución de 2010 a 2024, como lo son: la demanda y el consumo, el consumo final, las pérdidas eléctricas, la infraestructura de transmisión y distribución, la red de gasoductos, la cobertura eléctrica, las tarifas eléctricas, las emisiones de gases de efecto invernadero, la cobertura del servicio eléctrico, la innovación, así como el desarrollo tecnológico y de capacidades.

El SEN se compone de 8 Gerencias de Control Regional (GCR) con 100 regiones de transmisión ([Figura 2.1](#)) y enlaces equivalentes que interconectan a estas y a las GCR. La GCR Baja California contiene tres sistemas interconectados: El Sistema Interconectado de Baja California (SIBC), el Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS) y el Sistema Interconectado de Mulegé (SIMUL). Por su parte, las GCR Central (CEN), Noreste (NES), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Occidental (OCC), Oriental (ORI) y Peninsular (PEN) conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Figura 2.1. Regiones y enlaces del SEN en 2025



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

2.1. Evolución del consumo final y la demanda eléctrica

En los últimos quince años, se han presentado coyunturas en el sector, tales como: la reforma en materia energética de 2013, que generó diversos cambios en la cadena productiva del sector eléctrico; el inicio del MEM en 2016; la contingencia sanitaria en 2020, que paralizó las cadenas de suministro y cambió los patrones de consumo energéticos; los conflictos geopolíticos que han tenido efectos en los sistemas energéticos mundiales, impulsando la relocalización

de las empresas manufactureras; y el incremento de la demanda de bienes y servicios posterior a la contingencia sanitaria.

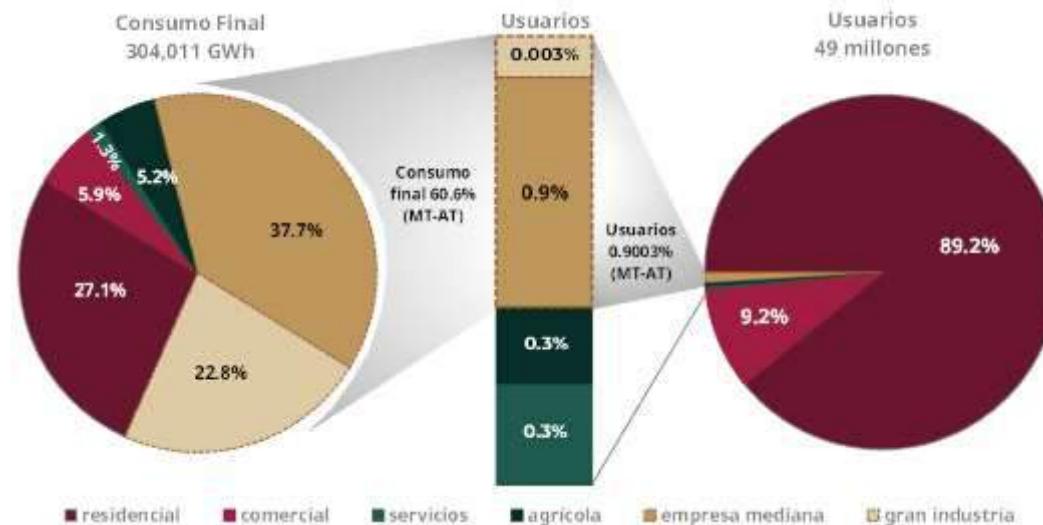
Además, en años recientes, se han intensificado en duración o magnitud los efectos de distintos fenómenos climatológicos (huracanes, frentes fríos, olas de calor, El Niño, La Niña, entre otros), aumentando o disminuyendo el comportamiento estacional de la demanda y el consumo en el sector eléctrico. Por tanto, en esta sección se describe la evolución anual de las principales características del consumo de energía eléctrica desde el consumo final, las pérdidas, el comercio exterior de energía eléctrica, y la GD; hasta el consumo bruto de energía eléctrica.

2.1.1. Consumo final de energía eléctrica

El consumo final de energía eléctrica refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica, clasificados en seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria. Para la obtención del consumo final se considera toda la energía comercializada en el SEN por: el suministro básico, el suministro calificado (usuarios calificados, suministro de último recurso y usuarios calificados participantes del mercado) y la energía entregada a centros de cargas abastecidos remotamente.

En 2024, el SEN tuvo un consumo final de 304,011 GWh, siendo 1.8% mayor al registrado el año previo. En cuanto a los usuarios con servicio de energía eléctrica, estos crecieron 1.7% respecto de 2023, llegando a 49 millones de personas usuarias finales. Los sectores empresa mediana y gran industria participaron con el 60.6% del consumo final, y solo integraron al 0.9% del total de los usuarios. El sector residencial albergó al 89.2% de los usuarios, pero únicamente utilizó el 27.1% del consumo final del SEN. Finalmente, el 12.4% del consumo final se repartió entre usuarios de los sectores comercial (5.9%), de bombeo agrícola (5.2%) y de servicios (1.3%), como se detalla en la [Figura 2.2](#).

Figura 2.2. Consumo final y usuarios del SEN en 2024



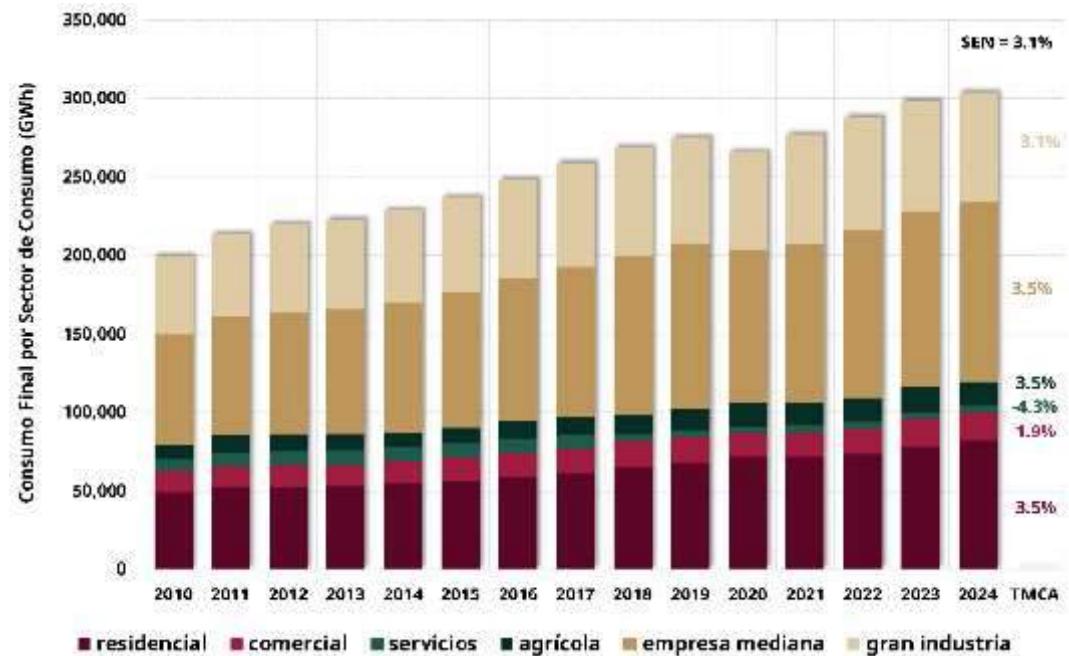
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

En la [Figura 2.3](#) se presenta la evolución anual del consumo final del SEN por sectores, en el periodo 2010 - 2024. Se observa que los sectores residencial, agrícola, empresa e industrial crecieron por encima del 3.1% de Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA), mientras que el sector comercial creció con una TMCA más moderada, del 1.9%, y el sector servicios presentó un decremento del 4.3%.

La evolución anual del consumo final en el periodo 2010 - 2024, desagregada por Sistemas Interconectados y por Gerencias de Control Regional, evidencia que la GCR Peninsular, el SI Baja California Sur y el GCR Noroeste presentaron crecimientos superiores, en un rango del 3.7% al 4.5% de TMCA. El resto de las GCR tienen crecimientos

sostenidos superiores a una TMCA del 2.1%, lo que deriva en que el SIN y el SEN hayan crecido a un ritmo de 3.1% (TMCA), cada uno (Ver Tabla A1.1).

Figura 2.3. Consumo final por sector del SEN 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

2.1.2. Pérdidas de energía eléctrica

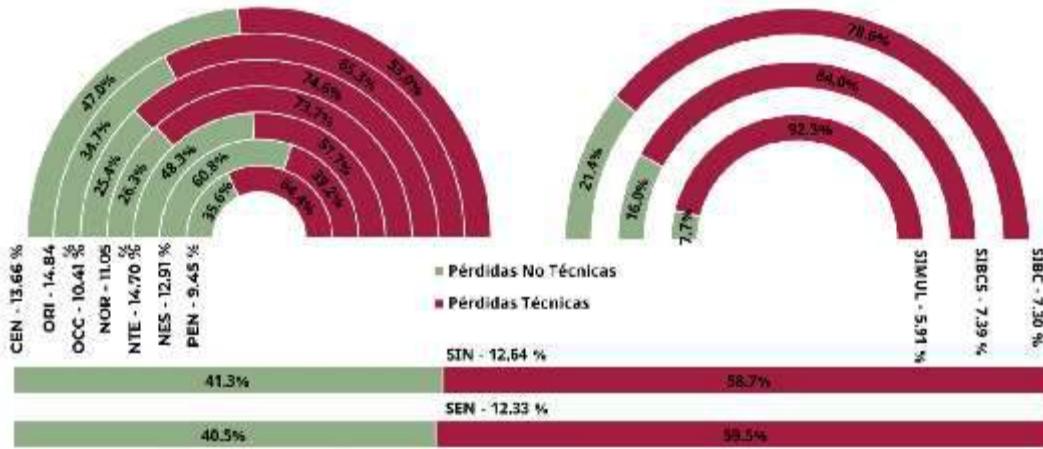
Las pérdidas de energía eléctrica en la RNT y las RGD son resultado de las pérdidas técnicas y las no técnicas, que se obtienen al restar la energía entregada a la red de la energía consumida.

Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito, fallas o daños de los equipos de medición o errores administrativos.

En 2024, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.3% respecto del consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente superior al registrado en 2023, 12.2%. El hecho de no aumentar en demasía el porcentaje de pérdidas totales significa ciertamente una mejoría, inclusive considerando que ocurrieron temperaturas máximas durante el verano en todas las regiones del país con respecto al año anterior. En la Figura 2.4., se muestra el porcentaje de pérdidas totales para cada sistema y por GCR, así como el peso que tienen las pérdidas no técnicas y las pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas se ubican en un rango de 7.7% (SIMUL) hasta 60.8% (NES), mientras que las pérdidas técnicas oscilan entre 39.2% (NES) y 92.3% (SIMUL), del total de pérdidas.

Figura 2.4. Pérdidas por GCR y sistema en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Las pérdidas no técnicas han presentado una disminución de hasta 2.1% de TMCA, respecto de los valores que se presentaban en 2010. En cuanto a las pérdidas técnicas de las RGD y RNT, se registró un aumento. De manera integral (pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas), las pérdidas eléctricas en porcentaje se mantuvieron con una TMCA de 0.1%, ya que el porcentaje de pérdidas pasó de 18.1% en 2010 a 12.3% en 2024, demostrando una mejoría en el aprovechamiento de la energía eléctrica (Ver [Tabla A1.2](#)).

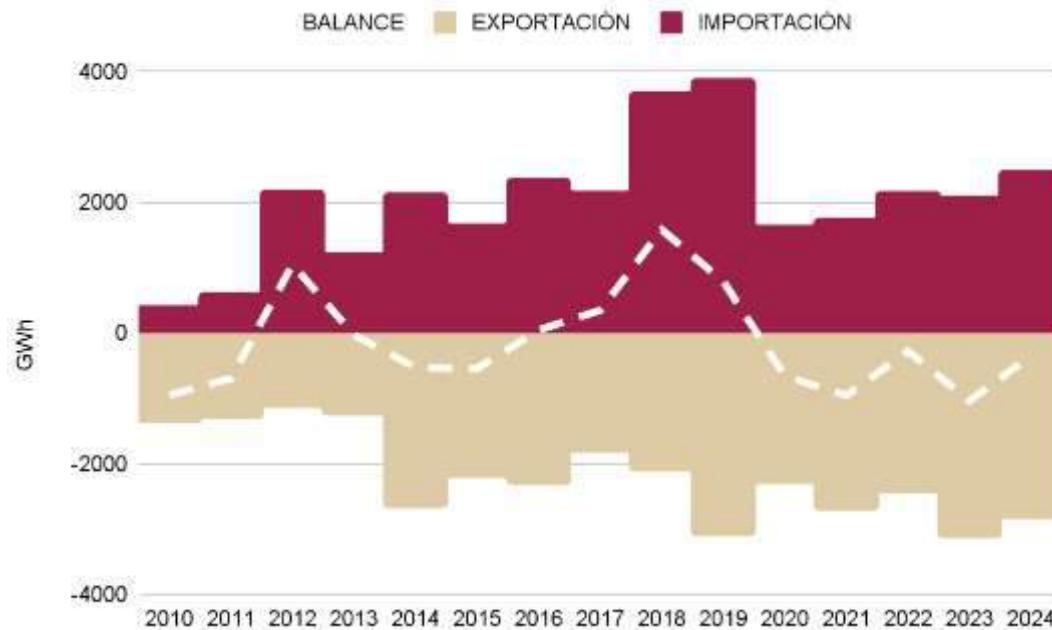
2.1.3. Importación y exportación

Actualmente, el SEN tiene interconexiones eléctricas con Estados Unidos de América, Belice y Guatemala en diferentes niveles de tensión, lo que permite que haya transacciones de energía entre países.

En 2024, el volumen total de importaciones registrado fue de 2,469 GWh, mientras que las exportaciones ascendieron a 2,818 GWh. La GCR con más transacciones es Baja California con 71.9% de las importaciones y 25.7% de exportaciones; seguido de la GCR Oriental, con 2% de importación y 58.5% de exportaciones; en tercer sitio, se encuentra la GCR Peninsular, con 14.5% de las exportaciones y no presenta importaciones; finalmente, corresponden al Noreste el 1.3% de las exportaciones y el 26.1% de las importaciones restantes.

En la [Figura 2.5](#) se observa en la línea del balance que en diez años distintos se ha exportado más energía de la que se ha importado; sin embargo, en cinco años ha existido un déficit energético; es decir, se recurrió a los países vecinos para satisfacer el consumo que requiere el SEN. Además, se identificó que las importaciones crecieron a una TMCA de 14%, mientras las exportaciones tuvieron una TMCA de 5.6%. En la [Tabla A1.3](#) del Anexo se presenta la información tabulada.

Figura 2.5. Importación y exportación de energía eléctrica del SEN 2010 - 2024



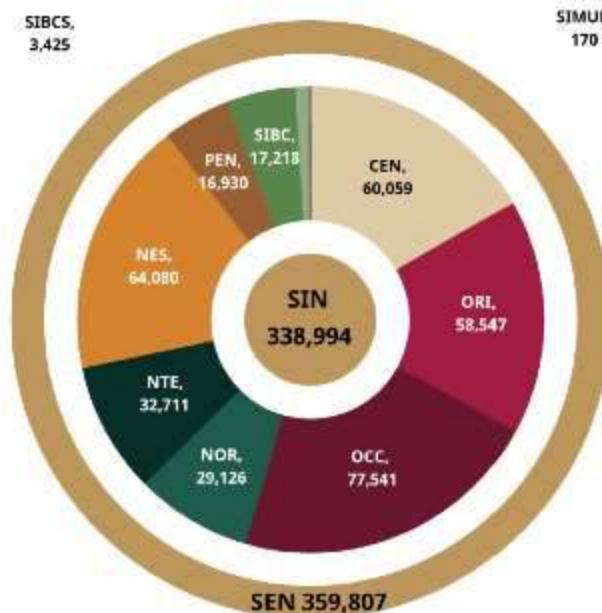
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

2.1.4. Consumo bruto de energía eléctrica

El consumo bruto se refiere a la totalidad de energía eléctrica que resulta de las ventas del suministro: básico, calificado y último recurso, autoabastecimiento remoto, el balance de energía neto entre las importaciones y exportaciones, pérdidas de electricidad, así como los usos propios de distribución, transmisión y generación de la CFE.

En la Figura 2.6 se presenta el consumo bruto de 2024 del SEN, mismo que ascendió a 359,807 GWh, un 2.3% mayor que el de 2023. El 94.2% del consumo bruto se utilizó en las siete GCR del SIN y el restante de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California. En cuanto al consumo bruto del SIN, en 2024 fue de 338,994 GWh, teniendo un crecimiento de 2.2%, respecto a 2023.

Figura 2.6. Consumo bruto de energía eléctrica por GCR en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

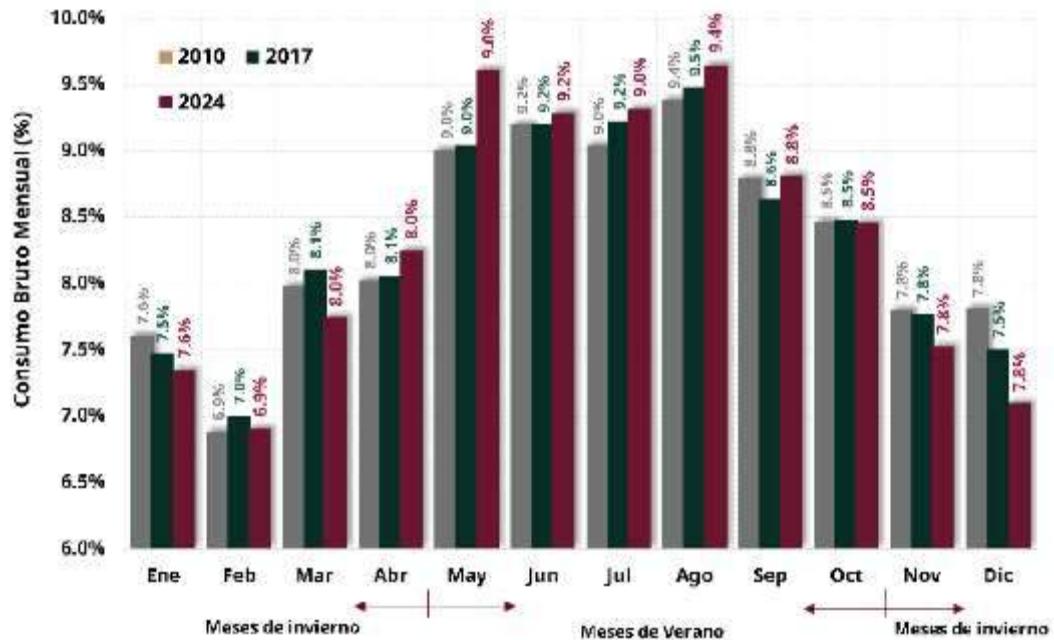
En la [Figura 2.6](#) se muestra la participación de los sistemas y gerencias en el consumo bruto durante 2024, donde las GCR con mayor participación son: la OCC con 77,541 GWh; NES con 64,080 GWh; CEN con 60,059 GWh; y ORI con 58,547 GWh, que en su conjunto abarcan el 72.3% del total. Los sistemas no interconectados participaron con el 5.8%.

La [Tabla A1.4](#) del anexo muestra la evolución del consumo bruto en el periodo 2010-2024, de manera desagregada por Sistemas Interconectados y por GCR. En este sentido, las GCR Peninsular, Noroeste y Norte; y el SI Baja California Sur, presentaron crecimientos en la TMCA del 3.5% al 4.1%. Una de las características principales de las tres GCR y el SIBC es que cuentan con oportunidades de desarrollo en algunos sectores económicos, tales como turismo, comercio, minería, manufactura e industria.

El crecimiento diferenciado entre las regiones eléctricas se debe al nivel de maduración, equipamiento eléctrico, condiciones orográficas, temperatura, entre otras. Por ejemplo, la GCR Central presentó una TMCA de 0.4% y sigue siendo la segunda región más grande del SEN. Por su parte, el SIN y el SEN crecieron a una TMCA de 2.6%.

En la [Figura 2.7](#) se puede observar el comportamiento estacional del consumo bruto del SEN, para los años 2010, 2017 y 2024, donde en los meses de verano se tuvo el mayor consumo, de 53.9% a 55.1%, mientras que en los meses de invierno se presentó el restante 46.1% a 44.9%.

Figura 2.7. Consumo bruto de energía eléctrica del SEN por mes de 2010, 2017, y 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

2.1.5. Demanda máxima integrada bruta

En cuanto a la demanda máxima integrada bruta del SIN, se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2024, la demanda máxima integrada bruta del SIN registró un valor de 52,302 MWh/h en mayo a las 17:00 hrs, lo que equivale a un incremento de 0.3% respecto de los 52,137 MWh/h de 2023 en el mismo día y hora. En la [Tabla A1.5](#) del Anexo se presentan las demandas máximas integradas brutas de los Sistemas (SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL) y de las GCR, así como las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y al SEN, para 2024.

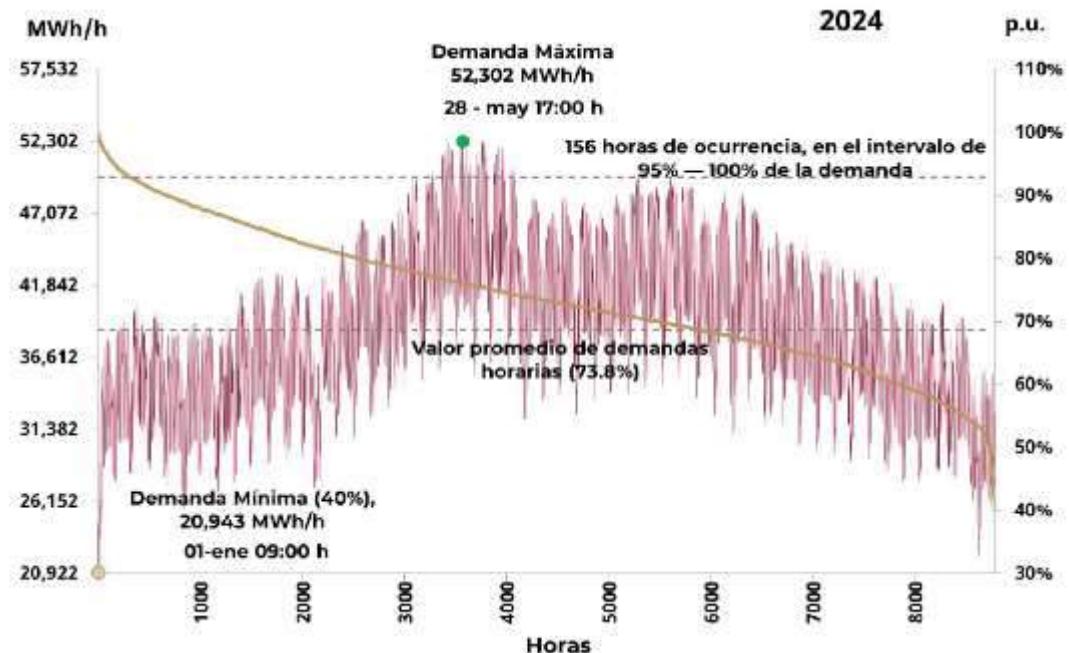
La GCR Peninsular, SI Baja California Sur, Noroeste, SI Baja California y Norte presentaron crecimientos superiores a las demás, con una TMCA que osciló entre el 3.6% y el 5.0% en la demanda máxima integrada bruta anual, durante el periodo 2010-2024. El resto de las GCR tienen crecimientos sostenidos superiores a una TMCA de 1.7%, con lo anterior el SIN y el SEN crecieron a una TMCA de 3% y 2.9%, respectivamente (Ver [Tabla A1.6](#)).

Las características de la curva de duración de carga del SIN 2024 son las siguientes:

- Se concentran 156 horas del año en el intervalo de 95%-100% de la demanda máxima;
- La demanda mínima integrada se presenta al 40% de la máxima; y
- El promedio de las demandas horarias se ubicó en 73.8% (factor de carga).

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano, en los que se presentan las demandas más altas del año. En los meses con temperaturas bajas (invierno), se registraron las demandas mínimas del sistema, como se muestra en la [Figura 2.8](#).

Figura 2.8. Curva de duración de carga bruta del SIN en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

2.2. Evolución de la capacidad y generación eléctrica

2.2.1. Capacidad de generación instalada

La capacidad instalada determina la cantidad máxima de energía eléctrica que es posible generar, garantizando así un suministro constante y confiable para satisfacer la demanda del país. En diciembre de 2024, la capacidad instalada del SEN fue de 90,543 MW, de los cuales el 63.1% corresponde a centrales eléctricas convencionales y el 36.9% a centrales eléctricas con tecnologías limpias. Con respecto a 2010, la capacidad instalada total se incrementó un 64.3%; mientras que las tecnologías limpias pasaron de representar 26.1% a 36.9%.

En la Tabla 2.1 se presenta la evolución del periodo 2010-2024, de la Capacidad instalada, desagregada por tecnología, que se encuentra interconectada a la RNT y las RGD; que corresponde a las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productor Independiente de Energía (PIE), Autoabasto (AUT), Cogeneración (COG), Pequeño Productor (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC).

Tabla 2.1. Capacidad de generación instalada por tecnología 2010 - 2024

Cogeneración Eficiente					819	943	1,036	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322	2,293
Hidroeléctrica	11,586	11,582	11,685	11,762	12,552	12,560	12,589	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612	12,612	12,612
Geotérmica	965	887	812	823	874	899	909	899	899	899	951	976	976	976	976
Eólica	449	450	1,097	1,431	2,660	2,877	3,735	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055	7,512
Solar Fotovoltaica			1	11	55	57	145	171	1,878	3,646	5,149	5,955	6,515	7,437	7,961
Híbrido FV SolarBaterías													20	32	92
Bioenergía	18	18	85	89	233	233	889	374	375	375	378	378	408	407	387
Total de Energías Limpias(1)	14,383	14,302	15,290	15,516	18,593	19,079	20,911	20,884	23,947	26,900	29,507	30,813	31,369	32,449	33,441
TOTAL	55,090	54,656	55,692	57,413	62,359	63,545	73,242	68,051	72,958	78,447	83,122	86,154	87,131	89,007	90,543

Fuente: Elaboración SENER con información propia, del CENACE, la CNE, y la CFE(2). Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

En la tabla anterior, destaca el incremento del 3.1% (33,441 MW) en 2024, respecto del año anterior (32,449 MW), de la Capacidad Instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia, tales como: Hidroeléctrica, Geotermeléctrica, Eólica, Fotovoltaica, Bioenergía, Nuclear y Cogeneración Eficiente. Asimismo, se resalta el aumento de 19,059 MW de 2010 a 2024 para este conjunto de tecnologías, equivalente a un incremento de 132.5% de la capacidad al inicio del periodo, resultando en 33,441 MW para el último año. El 37.1% de este crecimiento se debe a la instalación de centrales eólicas, y el 41.8%, a centrales solares fotovoltaicas.

2.2.2. Generación de energía eléctrica

La generación eléctrica se refiere a la cantidad real de energía eléctrica producida durante un período específico, la cual está en función de la demanda, las condiciones operativas y la disponibilidad de los recursos.

En 2024, se generaron e inyectaron al SEN 352,305 GWh de energía eléctrica, un 29.8% más que en 2010 y 1.7% más que en 2023 (Ver Tabla 2.2). De esta electricidad generada, el 76.6% proviene de tecnologías convencionales y el 23.4% restante, de tecnologías limpias. La generación a partir de fuentes limpias registró un aumento de 27,540 GWh (50.2% más que en 2010). Es importante mencionar que no se considera la generación distribuida (GD), que se analizará más adelante; ni el Autoabasto Local, debido a que no utiliza la RNT o RGD.

Tabla 2.2. Generación neta inyectada por tecnología 2010 - 2024

(GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Carboeléctrica	35,371	35,631	35,019	34,642	33,613	33,599	34,208	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194	14,230	12,968
Térmica Convencional	47,376	51,640	58,402	53,770	37,682	39,713	40,795	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001	30,358	28,228
Combustión Interna	1,364	1,404	1,541	1,677	1,499	1,740	1,915	2,306	2,589	3,187	2,841	2,121	1,834	3,621	3,847
Turbogás	2,217	2,123	3,168	2,611	3,422	6,301	8,183	8,435	9,508	10,904	8,664	11,150	10,471	12,336	12,017
Ciclo Combinado	130,269	129,577	130,741	140,777	139,350	144,624	150,597	159,163	163,877	175,506	185,638	186,715	198,355	205,598	212,819
Nucleoeléctrica	6,019	9,640	8,193	11,389	9,677	11,577	10,567	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539	12,043	11,978
Cogeneración Eficiente	1,926	1,924	1,928	1,921	2,634	3,519	4,310	2,054	2,310	3,259	4,188	3,349	1,376	4,136	3,912
Hidroeléctrica	38,684	37,639	32,835	28,869	38,875	30,858	30,847	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717	35,561	20,609	23,800
Geotérmica	6,934	6,615	5,887	6,152	6,000	6,331	6,150	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243	4,412	4,161	3,576
Eólica	1,298	1,675	3,688	4,243	7,189	8,991	10,295	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075	20,314	20,700	19,987
Solar Fotovoltaica	0	0	3	20	83	45	151	349	2,176	8,394	13,528	17,069	16,290	18,210	18,640
Bioenergía	25	26	140	147	341	362	408	585	600	669	600	582	617	499	533

Total de energías limpias	54,886	57,519	52,673	52,742	64,799	61,683	62,728	61,427	68,020	68,593	80,275	92,641	89,109	80,358	82,426
TOTAL	271,483	277,894	281,544	286,219	280,365	287,660	298,426	302,880	310,686	317,821	312,348	323,527	333,964	346,501	352,305

Fuente: Elaboración SENER con información propia y del CENACE, la CNE, y la CFE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

De la misma [Tabla 2.2](#), resalta la importante disminución de la tecnología a base de carbón mineral en la generación (Carboeléctrica), pasando de 35,371 GWh (13% de la generación anual) en 2010 a tan solo 12,968 GWh (<4% de generación anual) en 2024. Caso contrario a la energía solar fotovoltaica que inició el periodo sin generación inyectada a la red, y en 2024 ya representa un 5.3% (18,640 GWh); y la energía eólica que participa con un 5.7% (19,987 GWh). Lo anterior representa un cambio tecnológico en la matriz de generación nacional hacia el aprovechamiento de fuentes renovables de energía como el sol y el viento.

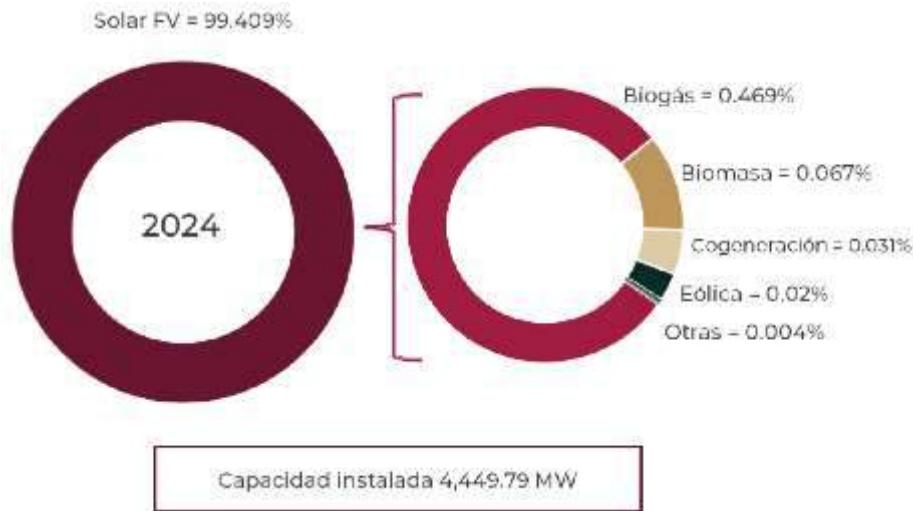
2.2.3. Generación Distribuida

Se define como la energía proveniente de Centrales Eléctricas que no requieren permisos para generar energía eléctrica y se encuentran interconectadas a un circuito con alta concentración de Centros de Carga, la GD se ha convertido, en los últimos 15 años, en un factor clave que introduce tecnologías limpias, nuevos actores y modelos de negocio al sector eléctrico, que impulsan la descentralización.

Los sistemas GD se caracterizan por ser de pequeña escala; en la regulación actual se establece una capacidad máxima de menos de 0.7 MW (artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico), y son utilizados comúnmente para satisfacer las necesidades del sitio en donde se instalan.

En 2024, la capacidad instalada acumulada de GD registró 4,449.79 MW como se muestra en la [Figura 2.9](#). La tecnología solar fotovoltaica (FV) tiene una concentración de más del 99.4%.

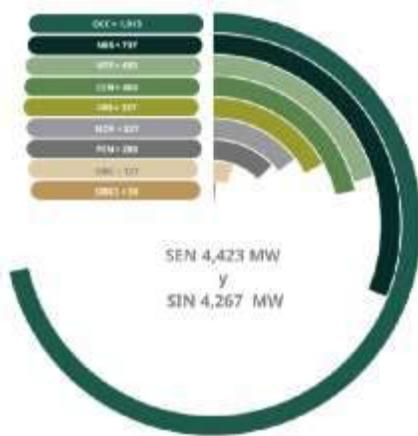
Figura 2.9. Distribución de la capacidad instalada de Generación Distribuida del SEN en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

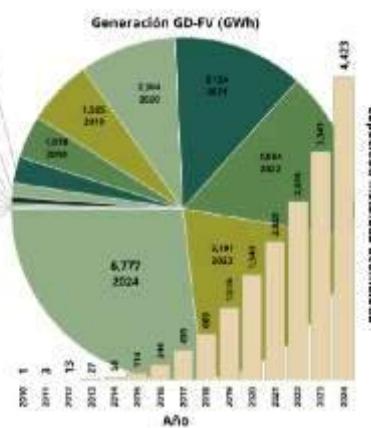
En 2024 la Generación Distribuida con tecnología fotovoltaica (GD-FV) del SEN alcanzó más de 405 mil contratos(3) que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 4,423 MW, con una producción de energía eléctrica de 6,777 GWh. En la [Figura 2.10](#) se muestra la capacidad acumulada a 2024, siendo la GCR Occidental la que concentra el 36.5% de la capacidad instalada, seguida del Noreste, con 16%; mientras que los Sistemas Interconectados de Baja California acumulan sólo el 3.5%, lo cual puede deberse a su menor extensión territorial.

Figura 2.10. Capacidad instalada de GD-FV por GCR en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.11. Capacidad instalada y generación aportada de GD-FV en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE, el CENACE y la CFE

En la Figura 2.11 se muestra la evolución histórica de la capacidad instalada acumulada del SEN en el periodo 2010 - 2024, así como la estimación de generación producida en el mismo periodo (<25,000 GWh acumulados 2010 - 2024). Se observa un comportamiento exponencial en el crecimiento de la capacidad instalada, pasando de sólo un estimado de 1 MW en 2010 a 4,423 MW en 2024.

2.3. Evolución de la infraestructura de transmisión y distribución

El SEN está constituido por Redes Eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- **RNT:** Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las RGD y a las personas usuarias finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los Sistemas Eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- **RGD:** Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las Redes Eléctricas en media tensión, cuyo Suministro Eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 kV.
- **Redes Particulares:** Redes Eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD.

La red cuenta al año 2024 con 56,720 kilómetros de líneas de transmisión con niveles de tensión de 161 kV hasta 400 kV y 54,418 kilómetros con niveles de tensión desde 69 kV hasta 138 kV. Por lo que respecta a la capacidad de transformación, la RNT cuenta con 116,625 bancos de transformación, mientras que las RGD cuentan con 81,504 bancos de transformación, al cierre del año 2024.

En la Tabla 2.3 se muestra la evolución de los kilómetros de líneas de transmisión desde niveles de tensión de 69 kV hasta 400 kV.

Tabla 2.3. Evolución de longitud de líneas de Transmisión por nivel de tensión 2010 - 2024

KM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

400 kV	22,272	22,880	24,018	24,026	24,031	24,697	24,714	24,746	25,455	25,921	26,097	26,098	26,125	26,135	26,451
230 kV	27,317	26,867	27,924	28,240	28,785	28,518	28,566	29,096	29,115	29,425	29,722	29,723	29,743	29,743	29,749
161 kV	549	549	549	550	550	522	523	519	519	519	519	521	521	531	520
TRANSMISIÓN 161 A 400 kV	50,137	50,295	52,490	52,816	53,366	53,737	53,803	54,361	55,089	55,865	56,338	56,342	56,389	56,409	56,720
138 kV	156	156	156	156	156	156	132	1,691	1,779	1,779	1,620	1,620	1,620	1,620	1,603
115 kV	5,472	5,467	5,464	5,396	5,533	5,596	5,644	47,853	48,009	48,994	48,456	48,496	48,584	48,725	48,717
85 kV								795	795	795	1,747	1,756	1,757	1,757	1,764
69 kV	27	27	27	27	27	27	27	2,343	2,343	2,353	2,335	2,335	2,335	2,335	2,335
TRANSMISIÓN 69A 138 kV	5,655	5,650	5,648	5,580	5,716	5,779	5,803	52,682	52,926	53,921	54,158	54,207	54,296	54,437	54,418

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

En la Tabla 2.4, se presenta la evolución de la capacidad de transformación en MVA de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM.

Tabla 2.4. Capacidad de transformación en la RNT y RGD de 2010 - 2024

MVA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Bancos de Transformación de la RNT	154,917	156,649	159,969	161,485	163,325	166,140	169,382	109,591	113,143	114,707	114,807	114,807	116,082	113,688	116,625
Bancos de Transformación de las RGD del MEM							66,613	71,749	72,662	74,007	75,192	76,331	77,056	79,812	81,504

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

2.4. Evolución de la red nacional de gasoductos

La generación de energía eléctrica a partir de tecnologías con funcionamiento basado en el consumo de gas natural (principalmente Turbogás y Ciclo Combinado) ha tomado relevancia en el contexto nacional. Con una TMCA de 3.1% en la generación eléctrica de estas dos tecnologías durante el periodo 2010-2024 (Ver Tabla 2.2), se ha tenido que construir y adaptar la infraestructura para ello. En esta sección se reporta la infraestructura existente para abastecer el combustible necesario para la generación de energía eléctrica.

Figura 2.12. Red nacional de gasoductos en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENAGAS y CNE

2.4.1. Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural en México (SISTRANGAS)

La red de transporte de gas natural en México está constituida por 21,149.03 kilómetros de gasoductos, del total de la red de transporte de gas natural en el país, 9,732 kilómetros son del SISTRANGAS, el cual es el único sistema de transporte integrado que opera en México. Dicho Sistema se compone por los siete sistemas de transporte de gas natural, que se observan en la [Tabla 2.5](#); mismos que están interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios.

Tabla 2.5. Sistemas de transporte de gas natural que integran el SISTRANGAS

SISTEMA	OPERADOR	LONGITUD (km)
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	CENAGAS	8,386
Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	IEnova	114
Gasoducto del Bajío (GdB)	Engie	204
Gasoducto de Zacatecas (Gas Natural del Noroeste, GNN)	SIMSA	173
Los Ramones, Fase I (Gasoductos del Noreste, GdN)	IEnova	116
Los Ramones, Fase II - Norte (TAG Pipelines Norte, TPN)	IEnova	447

Los Ramones, Fase II - Sur (TAG Pipelines Sur, TPS)	Engie	292
---	-------	-----

Fuente: Elaboración SENER con información de CENAGAS

El SISTRANGAS tiene cobertura en 20 entidades federativas, brindando sus servicios a numerosos usuarios de los sectores industrial, eléctrico, distribución y petrolero, para lo cual el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) funge como el sistema central.

Por otro lado, tanto el SNG como el Sistema Naco Hermosillo (SNH), que no está integrado al SISTRANGAS, suman un total de 8,741 km, y son infraestructura de la que el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) es titular como persona Permisionaria y en la que presta los servicios de transporte desde el 2015, año en el que la infraestructura y los permisos fueron transferidos por PEMEX al CENAGAS, derivado de los cambios en la legislación en materia energética de 2013.

Así, del 2015 a la fecha, no ha habido una variación significativa de la longitud de los sistemas que opera y gestiona CENAGAS. Sin embargo, se han desarrollado proyectos e interconexiones que optimizan la capacidad del SISTRANGAS, brindando flexibilidad operativa y redundancia, entre los cuales se destacan los siguientes:

- 2017- 2019: Rehabilitación de la Estación de Compresión de Cempoala;
- 2019: Interconexión entre el Gasoducto Marino Sur de Texas-Tuxpan y el SNG;
- 2020: Repotenciación y rehabilitación del tramo Valtierrilla-Lázaro Cárdenas, en la Estación de Compresión Pátzcuaro.
- 2020: Interconexión entre el Gasoducto de Zapotlanejo y el SNG;
- 2020: Interconexión entre el Gasoducto Mayakán y el SNG;
- 2021: Interconexión entre Energía Occidente de México (EOM) y el SNG
- 2023-2024: Rehabilitación las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají;
- 2023-2025: Gasoducto Libramiento Reynosa.

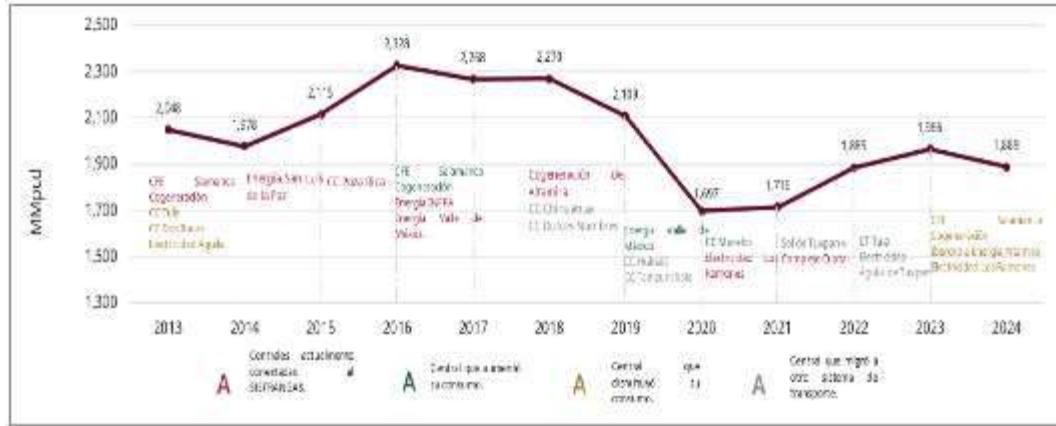
El SISTRANGAS constituye una red importante de abastecimiento de gas natural para las centrales de generación eléctrica en México. Entre el 2013 y el 2024, el sector eléctrico ha sido el mayor consumidor de gas natural dentro del Sistema, reflejando la creciente relevancia de las centrales de ciclo combinado y de turbogás en la matriz energética nacional. Durante este periodo, un total de 53 centrales eléctricas estuvieron conectadas al SISTRANGAS, predominando las plantas de ciclo combinado, aunque también se incluyeron centrales termoeléctricas convencionales y de turbogás.

Al analizar la serie histórica de la [Figura 2.13](#), se observa que entre el 2013 y el 2024 el consumo

promedio de gas natural del sector eléctrico a través del SISTRANGAS se ubicó en 2,022.3 MMpcd, teniendo una TMCA de -0.74% atribuida principalmente a una mayor eficiencia en las centrales de generación, la variabilidad de la demanda eléctrica y el desplazamiento a otras fuentes de suministro y transporte de gas natural en determinadas regiones.

A lo largo de este tiempo, algunas centrales eléctricas relevantes fueron desconectadas del SISTRANGAS, ya sea de manera parcial o definitiva. Entre las más destacadas se encuentran: CC Chihuahua, CC Huinalá, CC Dulces Nombres, CC Sol de Tuxpan V y CC Tamazunchale.

Figura 2.13. Consumo histórico de gas natural del sector eléctrico del SISTRANGAS



Fuente: Elaboración SENER con información de CENAGAS

El gas natural es un insumo primordial para la generación eléctrica en México; en ese sentido, el SISTRANGAS ha desempeñado un papel estratégico al garantizar la entrega de combustible a las centrales eléctricas, permitiendo a la vez la transición hacia un parque de generación más eficiente, con menores costos de operación y reducidas emisiones en comparación con el uso de combustóleo o carbón.

2.4.2. Resto de red nacional de ductos

Además del SISTRANGAS, México cuenta con una serie de gasoductos privados que han tenido un papel fundamental en la expansión de la red de transporte de gas natural y no forman parte del sistema integrado. Estos proyectos surgieron en respuesta a la necesidad de atender regiones y sectores industriales específicos que no estaban cubiertos de manera suficiente.

Entre los más relevantes se encuentran:

- Gasoducto Marino Sur de Texas-Tuxpan, desarrollado por Infraestructura Marina del Golfo (TC Energy e IEnova). Con una longitud de 800 km y un diámetro de 42 pulgadas. Inició operaciones en 2019 con capacidad de 2,600 MMpcd. Su construcción marcó un hito al ser el primer gasoducto submarino de gran escala en México, asegurando la importación directa desde Texas hacia la costa de Veracruz y reforzando el abasto en el centro y sureste del país.
- Gasoducto North Baja - Rosarito (Bajanorte), que enlaza la frontera con Estados Unidos hasta Baja California. El tramo mexicano, de unos 302 km, forma parte de un sistema bidireccional que permite tanto importación como exportación de gas natural, conectando además con terminales estratégicas como Costa Azul, potenciando el comercio regional de gas natural y gas natural licuado.

Otros gasoductos privados, como Mayakán (que abastece a la península de Yucatán), Tamazunchale (conexión clave entre San Luis Potosí e Hidalgo) y Samalayuca-Sásabe (que conecta Chihuahua y Sonora), han complementado la red nacional con infraestructura diseñada para responder a necesidades locales, muchas veces asociadas al crecimiento de la demanda eléctrica en ciclos combinados o al fortalecimiento de corredores industriales.

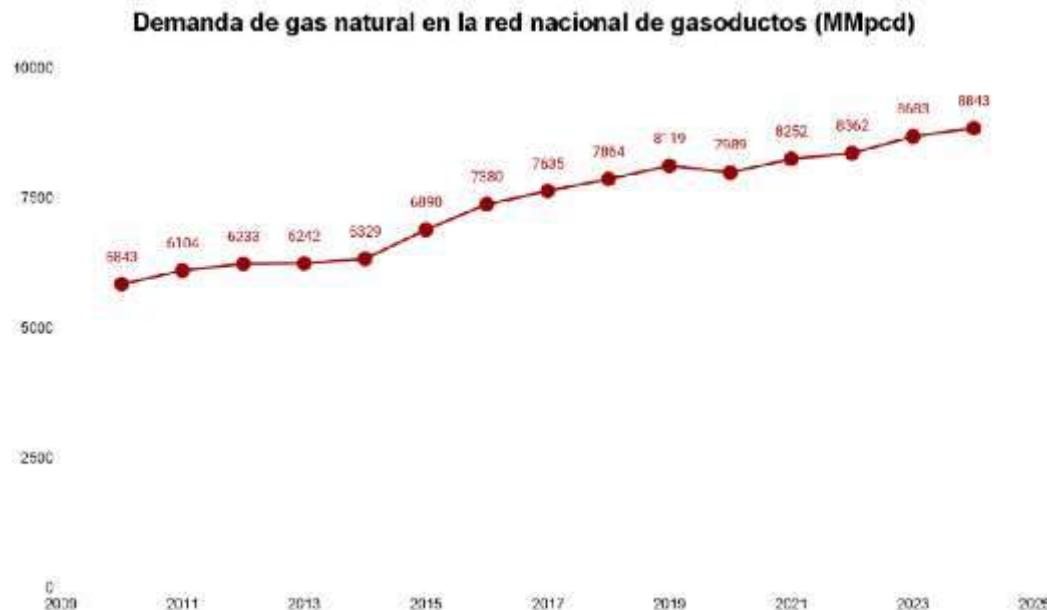
En términos históricos, puede afirmarse que estos gasoductos evolucionaron de proyectos específicos a convertirse en parte de la infraestructura estratégica nacional, fortaleciendo la capacidad del Estado para garantizar el suministro de gas natural en beneficio de la población y de la industria.

2.4.3. Consumo en la red nacional de gasoductos

Entre 2010 y 2024, la demanda de gas natural en la red nacional de gasoductos de México mostró un crecimiento sostenido, pasando de 5,843 MMpcd en 2010 a 8,843 MMpcd en 2024 ([Figura 2.14](#)), lo que representa un incremento de más del 50% en poco más de una década. Este comportamiento refleja la creciente importancia del gas natural en

la matriz energética nacional, impulsada por la expansión de la infraestructura de transporte y la mayor participación del gas en la generación eléctrica, así como en procesos industriales. Aunque se observan ligeras caídas en 2020 y 2021 asociadas a los efectos de la pandemia y la desaceleración económica, la tendencia general confirma el papel del gas natural como energético estratégico para México.

Figura 2.14. Demanda de gas natural en la red nacional de gasoductos 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de PEMEX y la EIA

2.5. Evolución de la cobertura nacional del Suministro Eléctrico

En el PND 2025 - 2030 se establece que la justicia energética, además de asegurar un suministro energético seguro, eficiente y asequible para toda la población, debe consolidarse como un eje fundamental del desarrollo nacional. Específicamente en la Estrategia 4.4.1 del objetivo 4.4 consiste en desarrollar esquemas que amplíen el acceso a la energía en comunidades y regiones con pobreza energética, garantizando un suministro eléctrico confiable, asequible y sustentable (Gobierno de México, 2025).

La pobreza energética es un concepto cuya definición jurídica se ha incluido por primera vez en un marco legal. La nueva LPTE incorpora la atención a los principios de justicia energética mediante mecanismos eficientes y sustentables para reducir la pobreza energética y dotar de infraestructura a la población para satisfacer sus necesidades energéticas básicas, define a la pobreza energética como la situación que ocurre cuando en una vivienda no se alcanza a satisfacer una o más necesidades energéticas básicas, como son el calentamiento de agua, cocción y conservación de alimentos e iluminación; debido a sus condiciones de ingresos y carencias sociales.

Con el marco normativo que brinda la LPTE se permite, por primera vez, la realización de acciones y estrategias sociales orientadas a reducir la pobreza energética y las desigualdades sociales y de género en el acceso y uso de la energía. El propósito final es impulsar al desarrollo regional y la prosperidad compartida, bajo principios de justicia energética.

En concordancia con LPTE y la LSE, publicadas el 18 de marzo de 2025, tiene la finalidad de promover las acciones en materia de justicia energética y establece que a través del FSUE se financiarán dichas acciones de justicia energética priorizando la electrificación en las comunidades rurales, zonas urbanas marginadas y el suministro eléctrico a personas y comunidades en condiciones de vulnerabilidad o pobreza energética; así como, instrumentar programas de

justicia energética con apoyos focalizados que tengan como objeto coadyuvar con el suministro energético adecuado y oportuno, a precios asequibles, en zonas rurales, zonas urbanas marginadas y personas en condiciones de vulnerabilidad o pobreza energética.

De esta manera, el sector eléctrico diseña e implementa estrategias orientadas a mitigar la pobreza energética, incorporándose como una meta prioritaria en los instrumentos de planeación, con indicadores de cumplimiento que permiten dar seguimiento y evaluar los avances. Asimismo, la aplicación de planes y programas de justicia energética se orienta de manera directa a la reducción de la pobreza energética, lo que fomenta el desarrollo de estándares de competencia y promueve acciones que contribuyen al logro de los objetivos y metas nacionales en materia de justicia y pobreza energética.

Para describir la cobertura eléctrica del servicio eléctrico, a continuación, se presentan las particularidades que caracterizan cada GCR y Sistema Interconectado, a través de los principales indicadores económicos y demográficos que influyen en el consumo de la energía eléctrica.

2.5.1. GCR Central

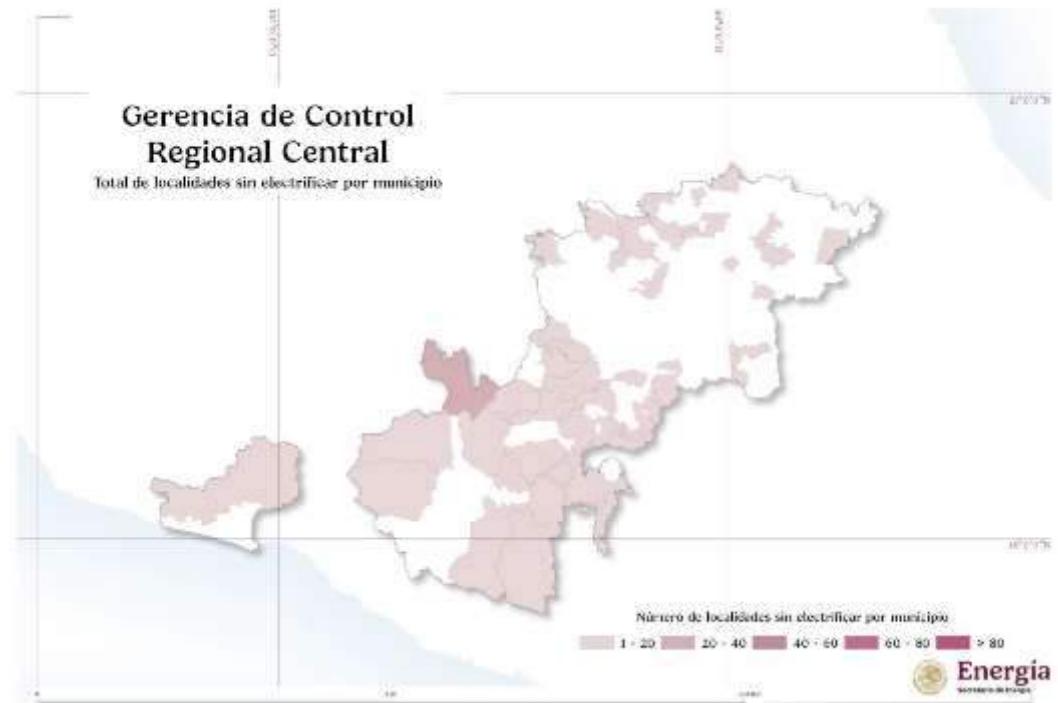
La GCR Central ocupa aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2024, concentró el 24.8% de la población (32.8 millones de personas) y atendió al 21.2% de las personas usuarias finales de energía eléctrica. Su consumo per cápita de energía se estima en 1,777 kWh/habitante. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementeras), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadoras automotrices, refinería de Miguel Hidalgo (Tula) y las plantas de bombeo Cutzamala.

La GCR Central se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.4%, 18.9% y 41.6%, respectivamente de la demanda máxima de esta GCR, para 2024. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la demanda máxima (17.1%), seguido de Tula (12.5%) y Azteca (11.9%). Las zonas con mayor crecimiento entre 2023 y 2024 fueron Pachuca y Tula con un alza de 8.0% y 5.4%, respectivamente.

En la región Valle de México Centro, la zona Polanco y Chapingo abarcaron en conjunto el 42.2% de la demanda máxima. El mayor crecimiento durante 2024 lo registró la zona Polanco con una tasa anual de 8.0%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque, además de concentrar el 20.1% de la demanda máxima también tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2024 con 4.3%.

En la GCR Central hay 212 localidades que no están electrificadas, repartidas en los estados de Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán y Puebla, como se muestra en la [Figura 2.15](#).

Figura 2.15. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Central



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

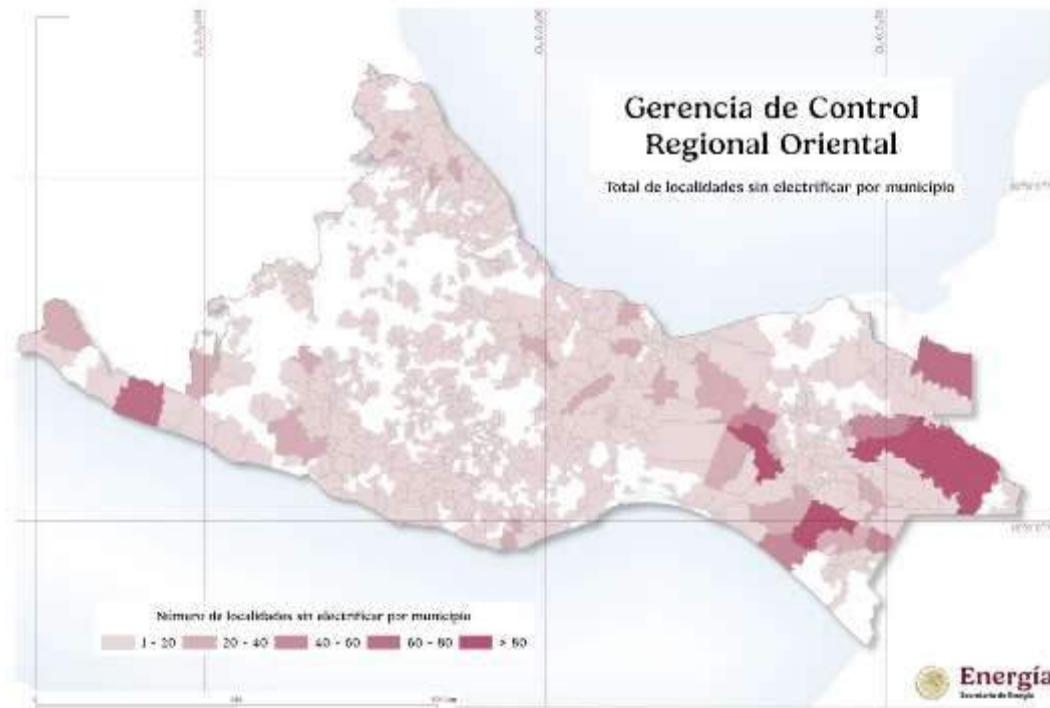
2.5.2. GCR Oriental

La GCR Oriental ocupa el 18.5% del territorio nacional aproximadamente, concentrando en 2024 el 25.7% de la población (34.1 millones de personas) y atendió al 25.3% de las personas usuarias finales con un consumo per cápita de 1,680 kWh/habitante. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas principalmente en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero.

Para el análisis de la demanda máxima, la GCR Oriental se divide en cuatro regiones. Durante 2024, la región Oriente representó el 35.8%, la Sureste el 29.9%, la Centro Oriente el 21.6% y la Centrosur el 12.7%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coatzacoalcos presentó la mayor concentración de demanda con 28.8% y un crecimiento anual de 6.3%, solo después de la zona Tuxtla con 6.4 %. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son: Villahermosa (25.4%), Puebla (42.6%) y Acapulco (29.1%). En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2024, destacan las zonas Oaxaca con 8.2% de la región Sureste, la zona San Martín con 5.7 % en la región Centro Oriente y la zona Chilpancingo con 12%, ésta última pertenece a la región Centro Sur.

En la GCR Oriental hay 4,160 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Chiapas, Guerrero, Morelos, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala y Veracruz, como se muestra en la Figura 2.16.

Figura 2.16. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Oriental



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

2.5.3. GCR Occidental

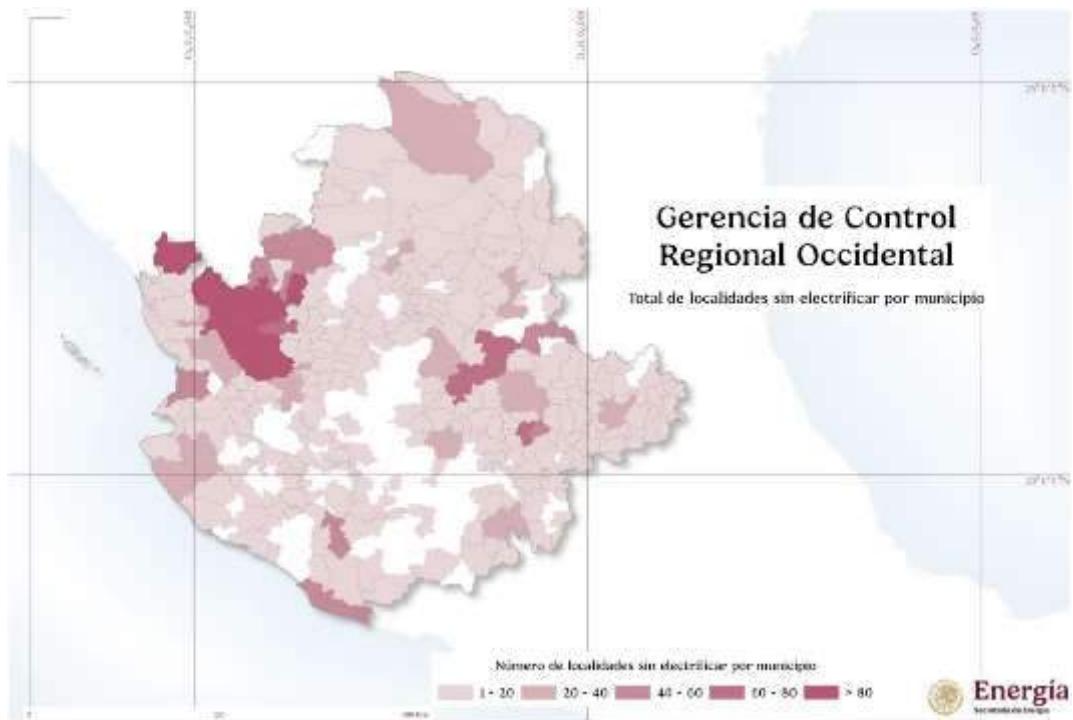
La GCR Occidental ocupa aproximadamente el 15% del territorio nacional y, durante 2024, se estima que albergó al 21.3% de la población (28.2 millones de personas). En ese mismo año, la GCR Occidental atendió al 24.2% de las personas usuarias finales mientras que, su consumo per cápita de energía eléctrica resultó de 2,709 kWh/habitante. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera, automotriz e industrias conexas, las cuales se localizan principalmente en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí.

Al igual que la GCR Central, la GCR Occidental también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 28.6% de la demanda máxima integrada mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 59.9% y 11.5%, respectivamente.

En la Región Jalisco, la zona Metropolitana Hidalgo concentró el 17.3% de la demanda máxima, mientras que la zona que registró el mayor crecimiento fue Los Altos con una tasa anual de 7.2%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí tiene la mayor concentración de demanda con 15.6% de la demanda, en tanto que la zona de mayor crecimiento fue Salamanca con 6.4%. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 30.3% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró la tasa de crecimiento anual más alta con 3.0% durante 2024.

En la GCR Occidental hay 3,010 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas, distribuidos como se muestra en la [Figura 2.17](#).

Figura 2.17. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Occidental



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

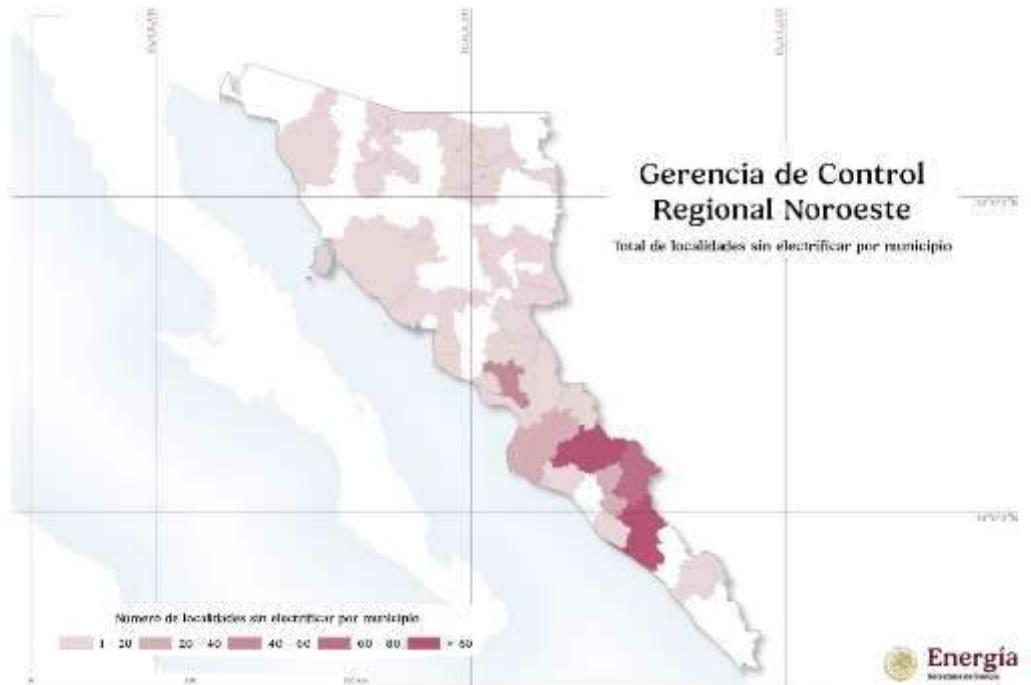
2.5.4. GCR Noroeste

La GCR Noroeste ocupa alrededor de 12.1% del territorio nacional. En 2024, sus habitantes ascendieron a 6.3 millones de personas aproximadamente, lo que representa cerca del 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR Noroeste atendió al 4.7% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de 4,487 kWh por habitante. Los principales centros de carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda de esta GCR con 21.3%, seguida de Culiacán y Cananea Nacoziari con 16.5% y 9.5%, respectivamente. Durante 2024, la zona con mayor crecimiento fue Agrícola Hermosillo con 3.5%.

En la GCR Noroeste hay 617 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Sinaloa y Sonora, como se muestra en la [Figura 2.18](#).

Figura 2.18. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noroeste



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

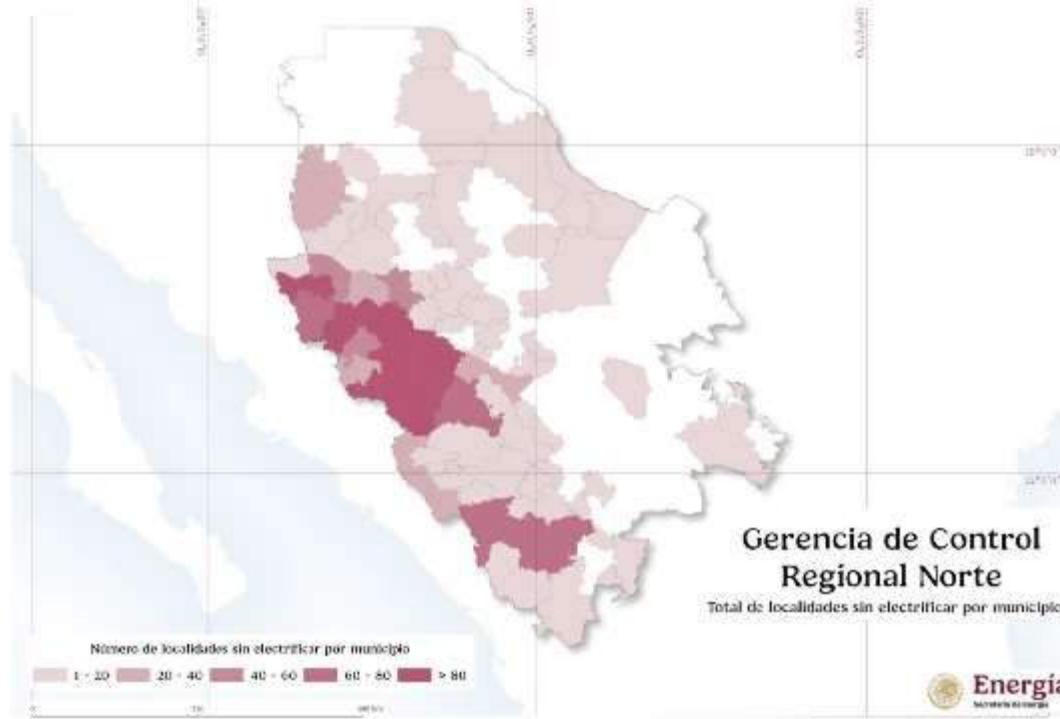
2.5.5. GCR Norte

La GCR Norte ocupa alrededor del 21.2% del territorio nacional. En 2024, sus habitantes ascendieron cerca de 6.9 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país. En ese año, la GCR Norte atendió al 5% de las personas usuarias finales del servicio de energía eléctrica con un consumo per cápita de 4,604 kWh por habitante.

Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24%, seguida de Ciudad Juárez con 21.9%. Las zonas que registraron el crecimiento anual más alto fueron: Casas Grandes y Durango con 5.8% y 4.9%, respectivamente.

En la GCR Norte hay 2,357 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Chihuahua, Coahuila, Durango y Zacatecas, como se muestra en la [Figura 2.19](#).

Figura 2.19. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Norte



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

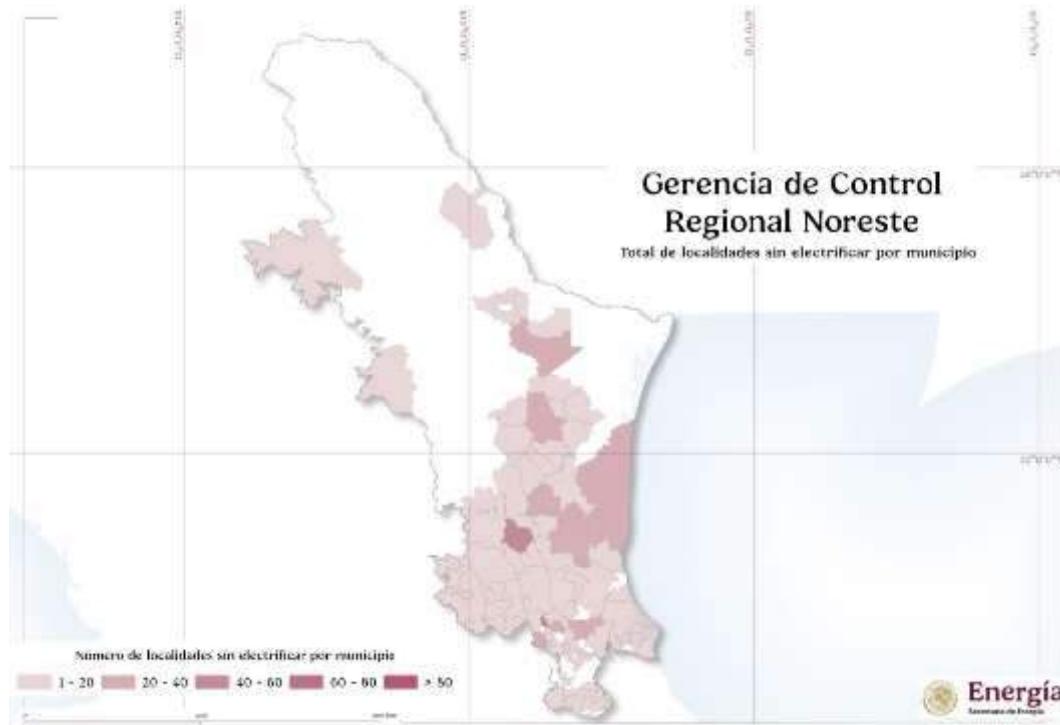
2.5.6. GCR Noreste

La GCR Noreste ocupa el 14.8% del territorio nacional, aproximadamente. En 2024, sus habitantes ascendieron cerca de 13.6 millones de personas, es decir, el 10.3% de la población del país. En 2024, la GCR NES atendió al 10.7% de las personas usuarias finales del servicio de energía eléctrica con un consumo de energía eléctrica per cápita de 4,640 kWh por habitante, siendo la GCR con el mayor consumo. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR Noreste con 47.4%, le siguen Saltillo con 9.7%, Reynosa y Tampico con 8% cada una. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 fueron Cerralvo con un incremento cercano al 13%, Nueva Rosita con 9.6% y Río Verde con 5.6%.

En la GCR Noreste hay 767 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, distribuidos, como se muestra en la Figura 2.20.

Figura 2.20. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noreste



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

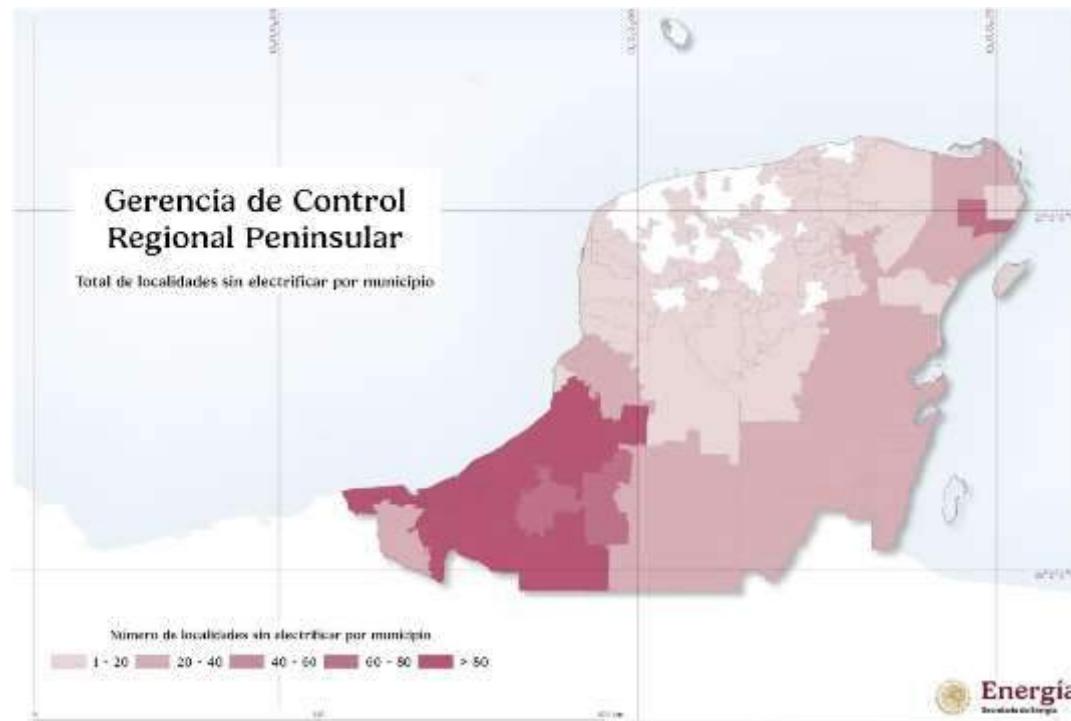
2.5.7. GCR Peninsular

La GCR Peninsular ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. Se estima que, en 2024, la población de esta GCR ascendió a 5.5 millones de personas, es decir, el 4.2% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.6% de las personas usuarias finales mientras que, su consumo de energía eléctrica per cápita resultó de 3,038 kWh por habitante. Los principales Centros de Carga provienen de la industria del turismo además de una cementera, una procesadora de aceites y semillas, así como una embotelladora de cervezas.

La zona Mérida representa el 30.3% de la demanda máxima en la GCR Peninsular, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.1% y Riviera Maya con 15.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 fueron Ticul con 24.6%, Campeche con 9.6% y Motul con 8.6%.

En la GCR Peninsular hay 1,001 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Campeche, Quintana Roo y Yucatán, como se muestra en la [Figura 2.21](#).

Figura 2.21. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Peninsular



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

2.5.8. GCR de Baja California

La GCR de Baja California, opera el SIBC, el SIBCS, y el SIMUL. El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2024, la población representó cerca de 3.1%, esto es, 4.1 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.5% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,139 kWh por habitante. Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.8%), seguido por Tijuana-Tecate con 32.0%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 también fueron Tijuana-Tecate y Mexicali con 3.7% y 3.1%, respectivamente.

Los SIBCS y SIMUL en conjunto abarcan aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2024, su población representó cerca del 0.7%, lo cual equivale a 0.9 millones de personas. El Sistema atendió al 0.8% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 3,941 kWh por habitante.

El SIBCS representa el 95.3% de la demanda máxima mientras que el SIMUL el 4.7% restante. El primero registró una tasa de crecimiento anual durante 2024 de 3.2% mientras que, el segundo, de 1.4%. Las zonas de mayor crecimiento fueron Los Cabos con 4.2% y Santa Rosalía con 2.4%.

En la GCR de Baja California hay 1,056 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Baja California, Baja California Sur y Sonora, como se muestra en la [Figura 2.22](#).

Figura 2.22. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR de Baja California



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

2.5.9. Fondo del Servicio Universal Eléctrico

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico, ahora FSUE, se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM según los términos de las Reglas del Mercado, es la herramienta principal con la que cuenta el Gobierno de México para cumplir con los objetivos nacionales de electrificación y acceso universal, especialmente en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que aún no cuentan con el suministro eléctrico.

Para dotar de suministro eléctrico a comunidades rurales o zonas urbanas marginadas, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red para aquellas que se encuentren a menos de 5 km de la red eléctrica de distribución. En caso de que la comunidad o zona urbana marginada no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución, se deberá implementar la solución técnica más viable, dando prioridad a aquella basada en fuentes de energías limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

Al cierre del 2024, se construyeron 11,122 obras de electrificación convenidas entre SENER y CFE, a través del apoyo del FSUE, con una inversión de 8,284 millones de pesos, beneficiando a 700,000 habitantes en los 32 estados del país. Contribuyendo a que la cobertura de suministro eléctrico en México alcance al 99.73% de la población, brindando además, un servicio confiable, continuo y de calidad. Sin embargo, aún están pendientes por electrificar a 468,150 habitantes.

Para 2025, se tiene programado construir 4,373 acciones de electrificación financiados por el FSUE, y con el apoyo del INPI, por una inversión de 2,402 millones de pesos, para beneficiar a 212,860 habitantes a través de 3,193 obras de extensión de red y la instalación de 1,180 SFV aislados.

2.6. Evolución de las tarifas de electricidad

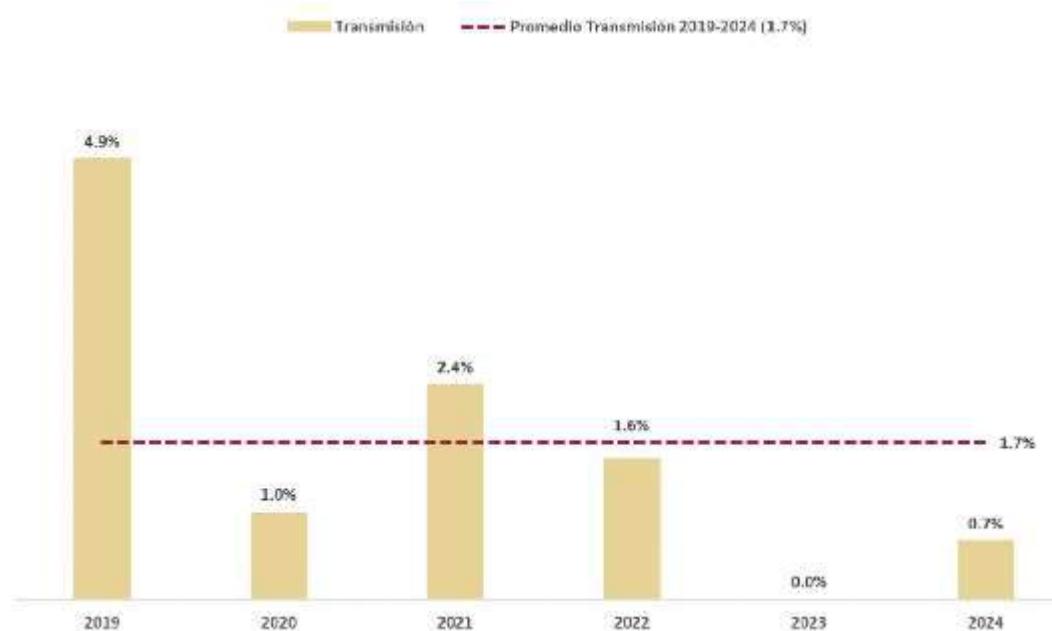
2.6.1. Tarifas Reguladas

Las tarifas reguladas son precios determinados por la autoridad para servicios de electricidad, que son aplicadas a las personas usuarias finales, suministradores y Centrales de generación, se establecen con base en los costos de generación, transmisión y distribución, más un margen razonable para asegurar la eficiencia del servicio.

Las tarifas reguladas para los servicios de transmisión, distribución y operación del CENACE, así como el cargo de los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (SCnMEM), son determinadas por la CNE(4) y validadas por la SENER.

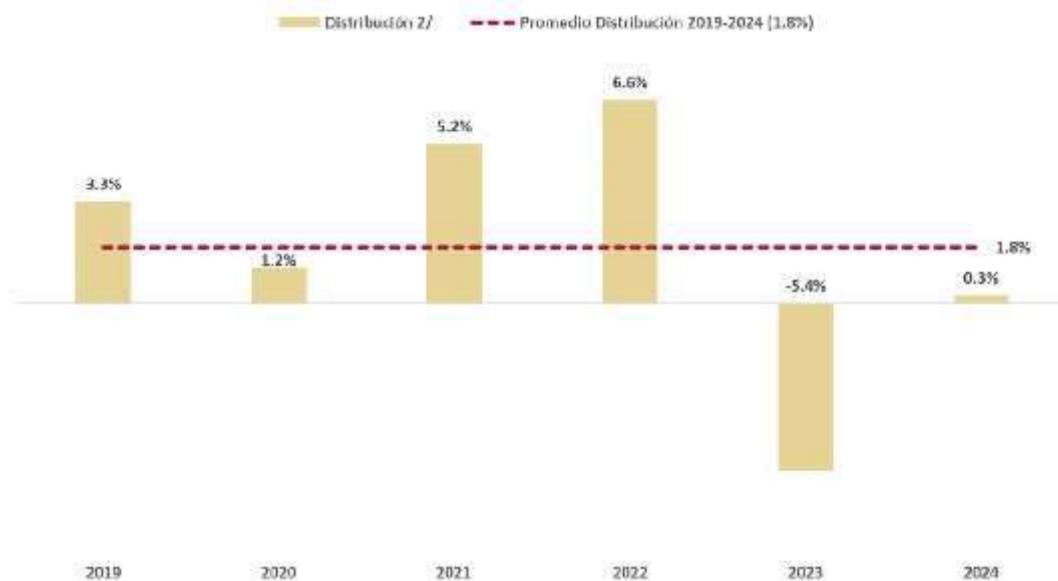
Durante el periodo de 2019 y 2024, las tarifas para transmisión, distribución y operación del CENACE y de los Servicios Conexos se mantuvieron por debajo de la tasa de anual de inflación ya que sólo aumentaron en promedio anual 1.9%, 1.7%, 1.2% y 2.0%, respectivamente (Ver figuras [2.23](#), [2.24](#), [2.25](#) y [2.26](#)). Por otra parte, en este mismo periodo, las tarifas para el servicio de operación de la Suministradora de Servicios Básicos (SSB) disminuyeron, en promedio anual, 1.6% (ver [Figura 2.27](#)), por debajo de la inflación promedio al consumidor, 5.0%.

Figura 2.23. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de transmisión 2019-2024



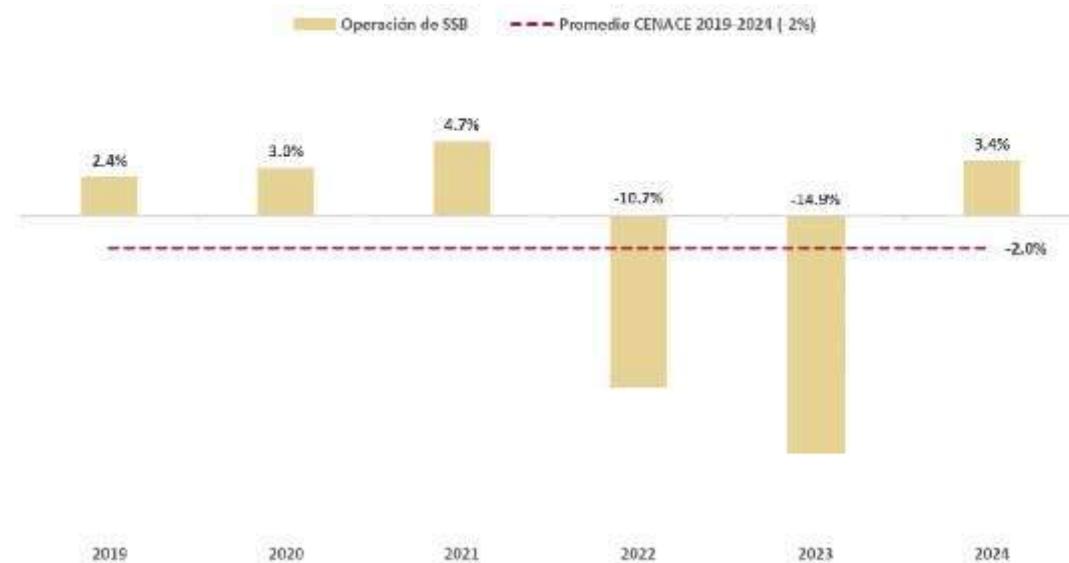
Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.24. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de distribución 2019-2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.25. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación del CENACE 2019 - 2024



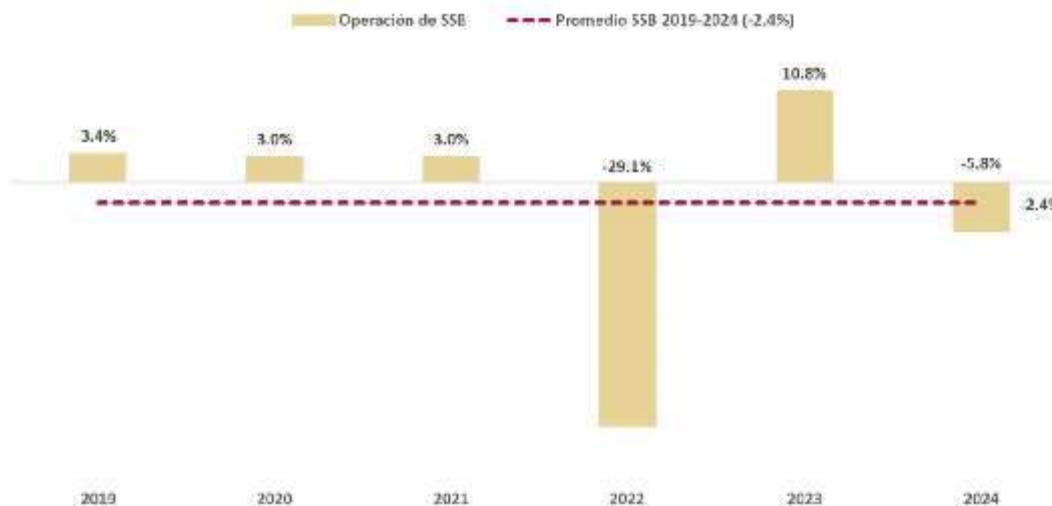
Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.26. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de los SCnMEM 2019 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.27. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación de la SSB 2019 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Las tarifas reguladas han permitido a los sujetos regulados obtener ingresos para recuperar los costos eficientes asociados a la prestación de los servicios, así como promover el desarrollo ordenado del sector eléctrico, garantizar la continuidad de los servicios y proteger los intereses de las y los mexicanos como usuarias finales, asegurando un suministro eléctrico confiable, asequible y sostenible.

2.6.2. Tarifas Finales del Suministro Básico

La evolución de las tarifas eléctricas se caracteriza por ajustes periódicos, generalmente anuales y/o estacionales, que reflejan factores como la inflación, los costos de generación y la demanda de energía eléctrica. Algunos de los factores que influyen en la evolución de las tarifas, son los siguientes:

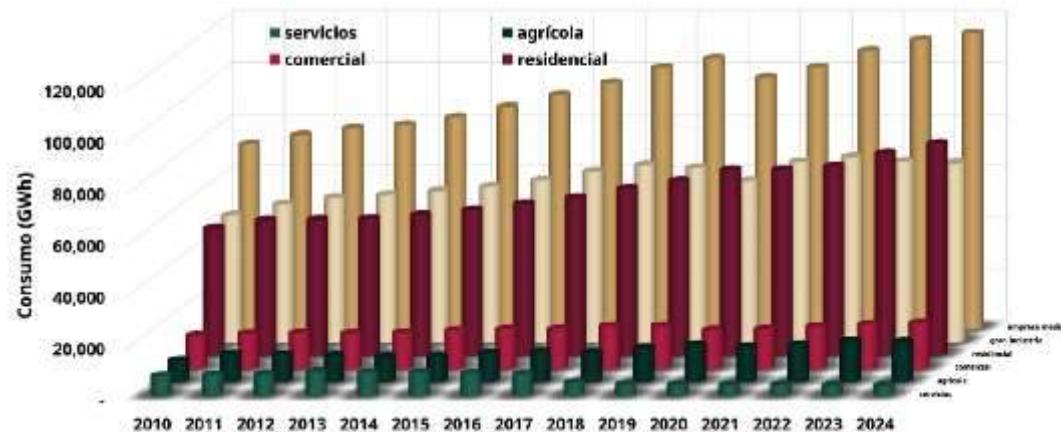
- Costos de generación: el precio de los combustibles entre las diferentes tecnologías de generación afecta directamente la tarifa.
- Costos de transmisión y distribución: los cargos por transportar energía hasta los consumidores y por su distribución en la red también se integran en la tarifa final.
- Regulación y mercado: los ajustes regulatorios y las políticas de mercado, como la liberalización, pueden modificar la estructura de las tarifas, así como de los componentes que la integran.
- Demanda y temporalidad: las variaciones en el consumo, como las olas de calor o temporadas de frío, pueden aumentar las variables de demanda y consumo de energía eléctrica y con ello el precio de las tarifas.
- Pérdidas y costos adicionales: las ineficiencias y las pérdidas en el SEN se trasladan al precio final de las tarifas.

El esquema tarifario de electricidad en México depende del tipo de consumidor: residencial (RES), comercial (COM), servicios (SER), bombeo agrícola (AGR), empresa mediana (EMD) o gran industria (GIN), así como de la ubicación geográfica en la cual se encuentren las instalaciones de los usuarios.

En la [Figura 2.28](#) se puede apreciar la evolución de la participación por sector tarifario en el consumo de energía eléctrica del SEN para el periodo 2010-2024, en donde los sectores tarifarios con mayor crecimiento fueron empresa mediana, agrícola y residencial, con una TMCA de 3.56%, 3.55% y 3.49%, respectivamente. Por el contrario, el sector tarifario con menor TMCA registrada fue el de servicios con -4.26%. El sector tarifario con mayor participación en los últimos 15 años fue el de la empresa mediana con un 30% promedio en el periodo, seguido por los sectores residencial y gran industria, ambos con 20%, mientras que el sector con menor participación fue el de servicios con 2%.

Es notorio que, de 2010 al 2024, el mayor índice de participación fue alcanzado en 2019 por el sector de empresa mediana, antes de la Contingencia Sanitaria por el COVID-19, registrando un 34.5%; mientras que los sectores residencial y agrícola consiguieron su máxima participación en el consumo de energía eléctrica del SEN durante el desarrollo de la Contingencia Sanitaria en 2020, con 23.7% y 5.5%, respectivamente. Por otra parte, el sector de la gran industria presentó su máxima participación en 2014 con 25.67%, mientras que su nivel más bajo corresponde a 2024 con 22.8%.

Figura 2.28. Histórico de consumo anual por sector tarifario 2010 - 2024



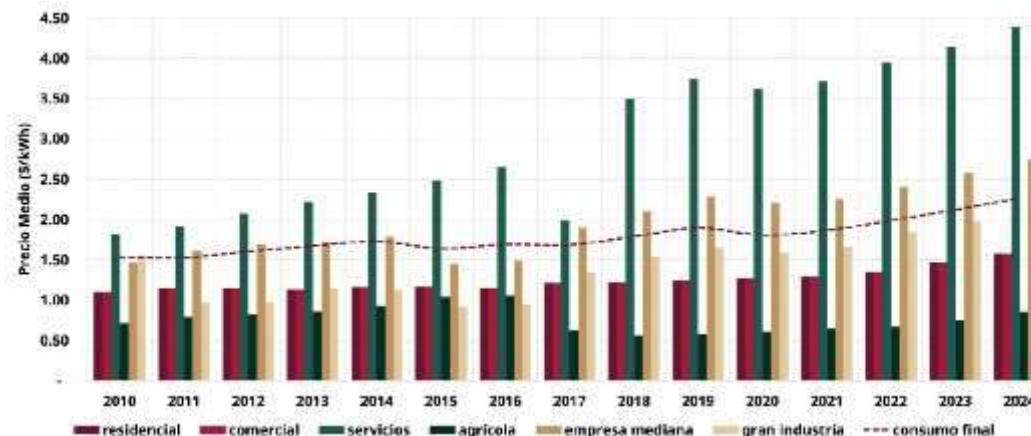
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CNE

El precio medio de la energía eléctrica en México varía por sector tarifario y por zona geográfica. El precio medio de la electricidad es un valor representativo del costo de la energía eléctrica y es un indicador que facilita el seguimiento de la evolución de precios de los diferentes sectores tarifarios vigentes en el SEN. En la [Figura 2.29](#) se muestra la

evolución del precio medio de los seis sectores tarifarios del SEN (residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria).

El precio medio del consumo final del SEN para el periodo 2010 - 2024 presentó un valor promedio de 1.79 \$/kWh y con una TMCA de 3.43%. Existen tres sectores tarifarios que se mantuvieron por debajo del valor del precio medio del consumo final y estos son: residencial, comercial y agrícola (aunque cabe resaltar que, a partir de 2011, el sector tarifario de la gran industria se colocó por debajo del precio medio del consumo final); por otra parte, el sector servicios siempre ha estado por arriba del valor del precio medio del consumo final.

Figura 2.29. Histórico de precio medio anual por sector tarifario 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CNE

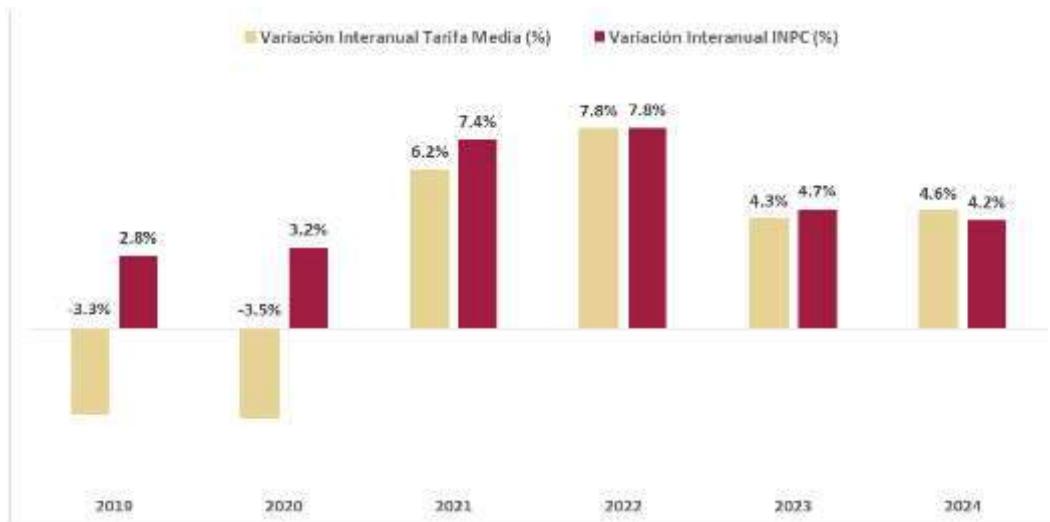
Durante el periodo de análisis 2010 - 2024, el sector tarifario con una mayor TMCA fue el sector servicios con 6.439%, seguido por el sector de empresa mediana y gran industria con una TMCA de 5.1% y 4.7%, respectivamente. Destaca el incremento anual del sector servicios en 2018, con un 76.1%, con referencia al año anterior. De manera similar, el sector comercial y el de empresa mediana, aumentaron en 2017 un 38.3% y 27.8%, respectivamente.

Los tres sectores tarifarios con mayor participación en el consumo de energía eléctrica del SEN presentaron sus valores más bajos de precio medio en 2015 (para el caso de gran industria con 0.91 \$/kWh y empresa mediana con 1.46 \$/kWh) y en 2010 (para el caso del sector residencial con 1.10 \$/kWh). Sin embargo, en 2024 estos tres sectores registraron el valor más alto de precio medio en los últimos quince años: empresa mediana, 2.75 \$/kWh, residencial, 1.58 \$/kWh y gran industria, 2.14 \$/kWh.

Las Tarifas Finales del Suministro Básico determinadas por la CNE, durante el periodo diciembre de 2019 a diciembre de 2024, se estima de tal forma que permita a la CFE obtener los ingresos para recuperar sus costos por la prestación del suministro de energía eléctrica.

La Tarifa Media Nacional estimada por la CNE, que se refiere al cociente entre la facturación y el consumo de energía eléctrica de 1,054 cargos tarifarios en las 17 divisiones de tarifa, ha aumentado en promedio 2.9% de forma anual para los sectores industrial, comercial y servicios del Suministro Básico, cifra menor a la variación interanual del Índice Nacional de Precios al Consumidor diciembre 2019 - 2024, es decir la inflación, que fue de 4.8% en promedio anual, lo que ha brindado estabilidad y asequibilidad en los precios para las personas Usuarias Finales del Suministro Básico ([Figura 2.30](#)).

Figura 2.30. Variación mensual interanual de la Tarifa Media Nacional de Suministro Básico vs Inflación al consumidor. Diciembre 2018 a Diciembre de 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del INEGI y la extinta Comisión Reguladora de Energía (CRE).

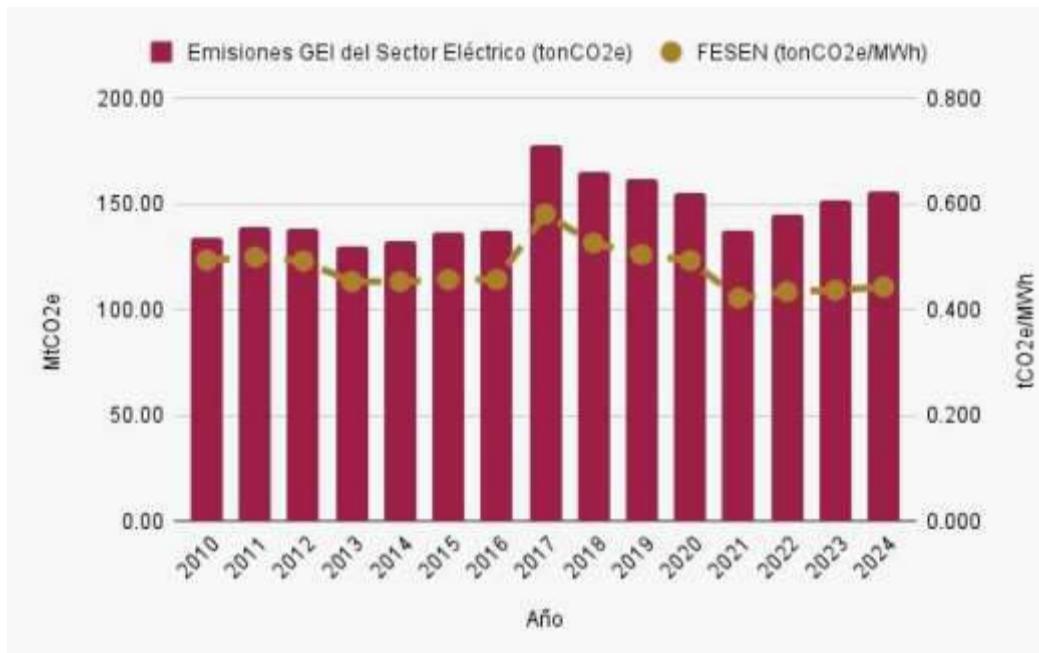
2.7. Emisiones de GEI y del factor de emisiones del sector eléctrico

Los gases de efecto invernadero (GEI), que incluyen al dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), son considerados como los principales causantes de los cambios que afectan el clima global. En México, el sector de energía contribuye con alrededor del 60% de las emisiones a nivel nacional, según datos del último *Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2022*, publicado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Dentro del sector, la generación de energía eléctrica fue, en 2022, la segunda fuente más importante de emisión de GEI, solo detrás del autotransporte.

En línea con las acciones que se desarrollarán para dar cumplimiento al "Objetivo 4.2: Impulsar proyectos estratégicos de energías limpias, modernizar la infraestructura eléctrica y fomentar la innovación tecnológica para reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental" del PND 2025-2030, en esta sección se detalla el diagnóstico sobre las emisiones del sector eléctrico.

La Figura 2.31 presenta la evolución de emisiones de GEI en los últimos 15 años; como se puede observar, existió un pico máximo de intensidad de carbono en el SEN en 2017, con un valor estimado en 0.582 ton CO₂e/MWh. Este FESEN considera la generación de las centrales eléctricas que entregan energía a la RNT y las RGD.

Figura 2.31. Evolución de las emisiones de GEI y del factor de emisión del sector eléctrico 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información propia y del CENACE, la CNE, la CFE y SEMARNAT

Después de la mayor reducción en emisiones GEI del 2017, se observa que, a partir de 2021, estas emisiones han vuelto a incrementarse gradualmente de manera similar al Factor de Emisión, lo cual refleja también el crecimiento en la energía eléctrica generada ([Tabla 2.2](#)), pero sin cambios significativos en las tecnologías utilizadas para su producción.

3. Escenario de planeación 2025 - 2039

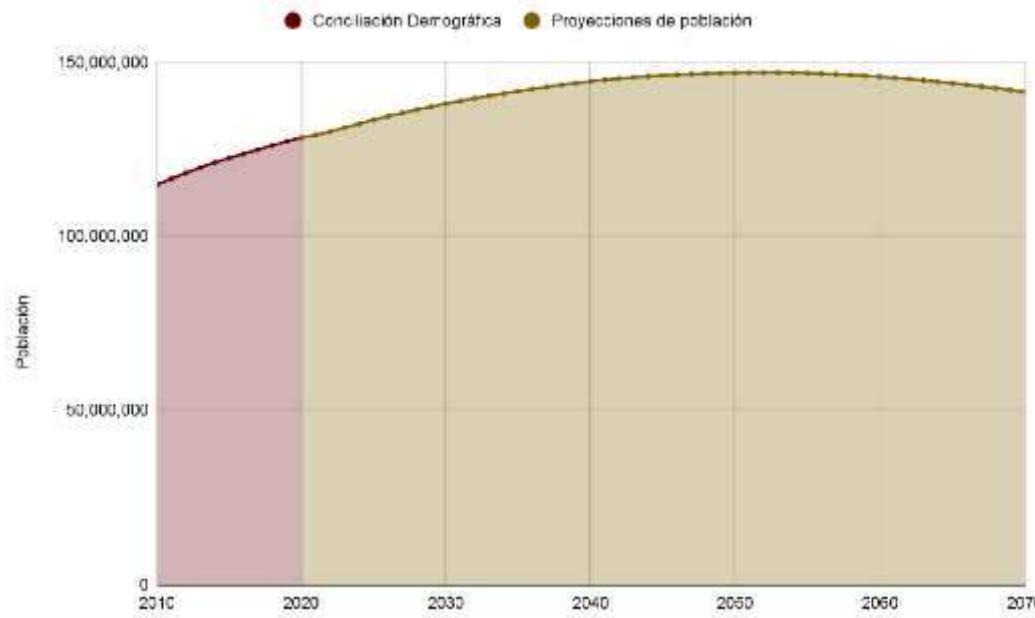
3.1. Supuestos generales

En esta sección, se presentan los supuestos que sustentan las proyecciones y análisis de los distintos escenarios presentados en el Plan. Además, se integran las siguientes proyecciones: i) Población y número de viviendas, ii) costos de inversión y operación, y iii) precios de los combustibles, siendo estos últimos un factor determinante en los costos de generación y la competitividad de las diferentes tecnologías. Asimismo, con el objetivo de contar con elementos que permitan establecer un marco de crecimiento económico general para el país, se incluye el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB).

3.1.1. Proyección del Crecimiento poblacional y viviendas

La proyección del crecimiento poblacional permite construir y analizar escenarios futuros sobre el comportamiento del consumo final de energía eléctrica en los distintos sectores productivos en México, lo cual ayudará en anticipar necesidades, orientar estrategias y proyectos. De esta forma, se asegurará el aprovechamiento eficiente de recursos en los usos finales de la energía. Si bien, su objetivo es ofrecer una referencia informada sobre la posible dinámica de la población, siempre está sujeta a incertidumbre por la calidad y disponibilidad de los datos históricos utilizados. Desde 1998, el Consejo Nacional de Población (CONAPO) ha generado de manera continua estas proyecciones con base en la información de censos, conteos y encuestas intercensales, cumpliendo con la regulación de la Ley General de Población.

Figura 3.1. Proyección de la población 2010 - 2070

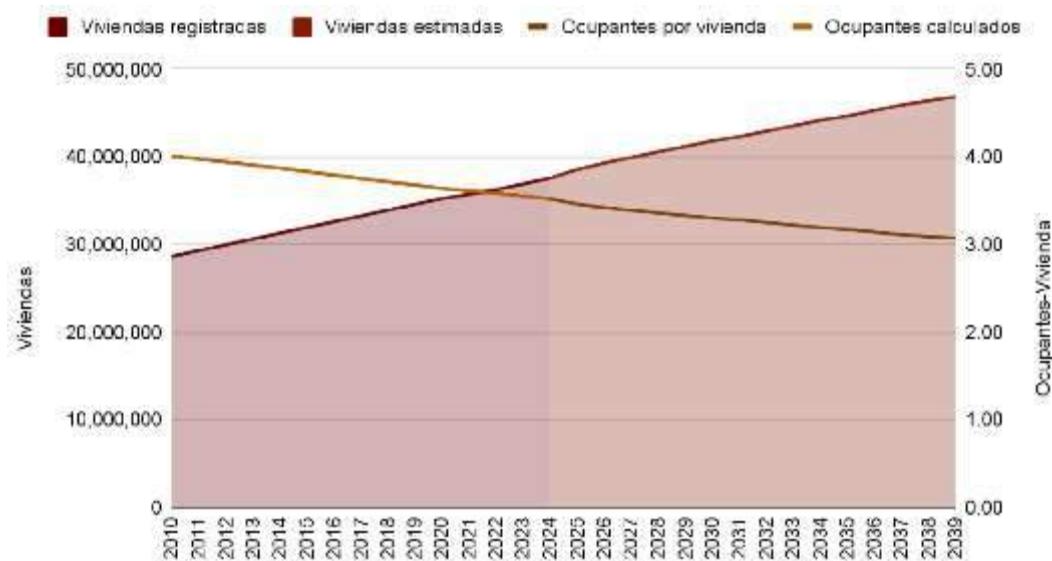


FUENTE: Elaboración SENER con información de CONAPO

La Conciliación Demográfica de México 1950-2019 y Proyecciones de población de México y las Entidades federativas 2020-2070, publicado por CONAPO en 2024, utiliza una metodología híbrida que combina técnicas probabilísticas y determinísticas para considerar la incertidumbre en las diversas variables analizadas (migración, fecundidad, mortalidad, etc.). La [Figura 3.1](#) muestra los datos de 2010 a 2070 de estos estudios. Como se puede observar, durante el periodo de este instrumento (2025-2039) la población seguirá en una fase de crecimiento, en la que se albergarán de 133 a 143 millones de personas en el país. Se estima que, para el 2053, la población del país alcanzará su punto máximo con cerca de 147 millones de habitantes, disminuyendo a 141 millones en 2070.

Por su parte, las proyecciones de vivienda permiten identificar cambios en hábitos y tecnologías que permitan gestionar la red, prever picos de consumo y fomentar el ahorro de energía eléctrica. Con información censal del Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI), se determinó el número de viviendas a nivel nacional para el periodo de referencia (2010-2024) y el número de ocupantes por cada una, como se observa en la [Figura 3.2](#).

Figura 3.2. Proyección de viviendas 2010 - 2039



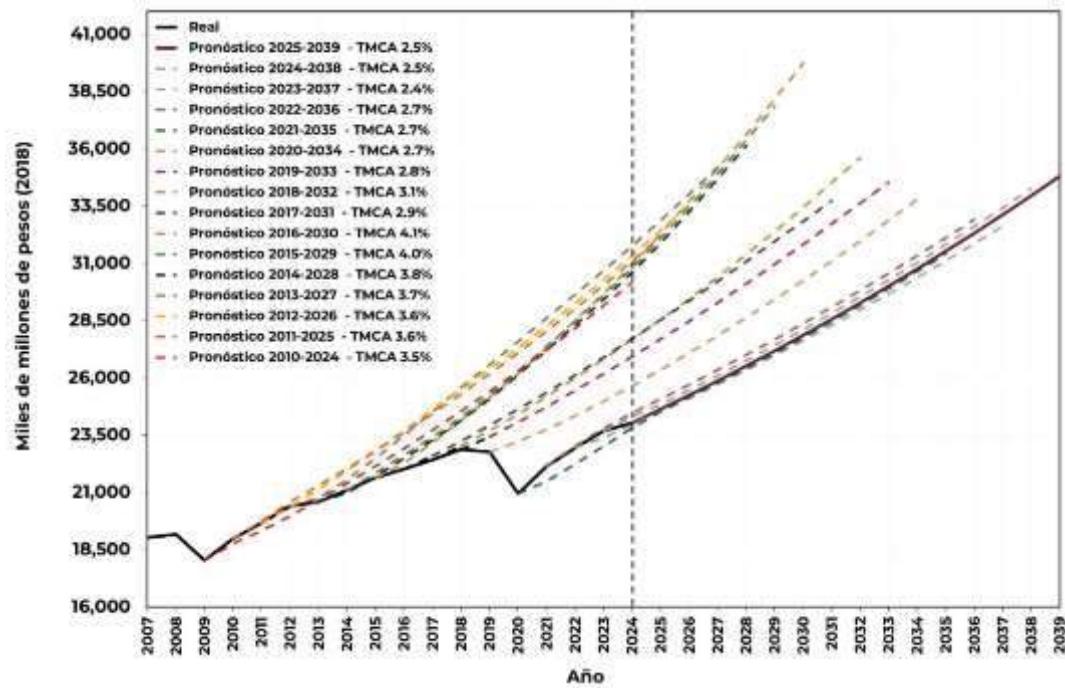
Fuente: Elaboración SENER con información del INEGI

La estimación de número de viviendas para el periodo de planeación (2025-2039) se hizo con base en la tendencia histórica de cambio en los ocupantes por vivienda(5) y su relación con la población total nacional descrita en la sección anterior. Como se presenta en la Figura 3.2, el decremento del número de ocupantes por vivienda es inversamente proporcional al número de viviendas que se estima en 38 millones para 2025 y llega a 43 millones en 2039.

3.1.2. Pronóstico del PIB

El pronóstico de la trayectoria del PIB recopiló diversos análisis a 15 años. En la Figura 3.3 se aprecia un comparativo de las distintas trayectorias estimadas para los años comprendidos entre 2010 y 2024, y para el escenario de planeación 2025 - 2039. Asimismo, se presenta la evolución real que ha mostrado esta variable hasta el 2024. Se observa que la proyección de crecimiento del PIB era, para los ciclos de planeación 2014 - 2028, 2015 - 2029 y 2016 - 2030, de alrededor del 4% a tasa media anual. Sin embargo, el crecimiento real presentado en los años posteriores originó que las trayectorias previstas fueran ajustadas a la baja, siguiendo las nuevas tendencias económicas(6).

Figura 3.3. Comparación de escenarios de PIB nacional, escenario de planeación 2010 a 2024

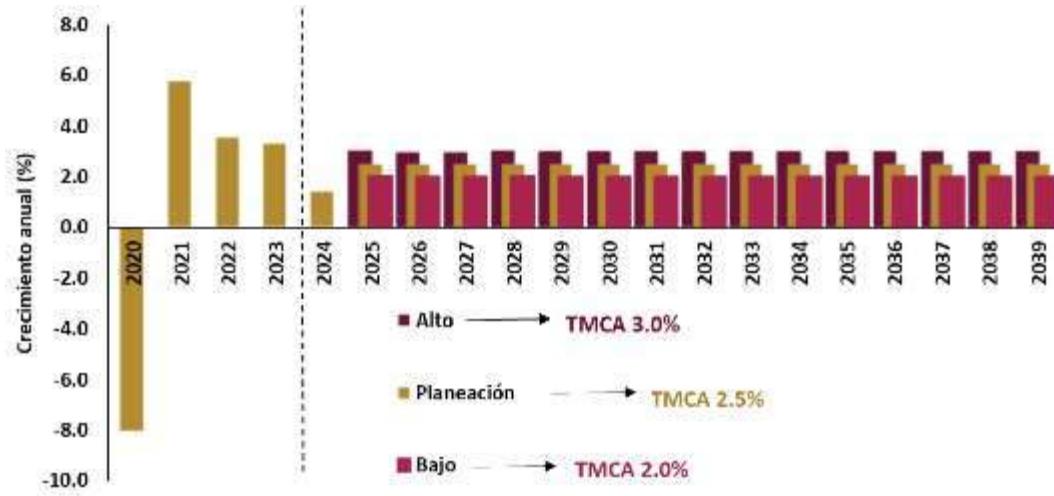


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

En 2019 el PIB sufrió una ligera desaceleración, que se acentuó en 2020 a causa de la pandemia por COVID-19. En consecuencia, los escenarios de pronóstico planteados a partir de 2021 se adaptaron a la baja; sin embargo, la recuperación económica observada en 2021 y el crecimiento sostenido en los años 2022 y 2023, derivaron en una recuperación de su tendencia de crecimiento positivo. En 2025, los escenarios se mantuvieron en concordancia con los del año anterior, si bien, con cierta gradualidad a causa de la prolongación de los conflictos geopolíticos mundiales y los cambios en las políticas comerciales.

Para el pronóstico del PIB se contemplan tres escenarios (alto, planeación y bajo) presentados en la [Figura 3.4](#), con tasas de crecimiento anual para los próximos quince años. El escenario de planeación contempla un crecimiento promedio de 2.5%, de 3% para el escenario alto y de 2% para el bajo. Estas proyecciones muestran una trayectoria estable y sostenible de la economía mexicana en el largo plazo, considerando factores como presiones inflacionarias, choques externos de divisas, conflictos geopolíticos, entre otros.

Figura 3.4. Escenarios de PIB nacional 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La estructura económica está compuesta por tres sectores: primario, industrial (secundaria) y servicios (terciarios). En el periodo de estudio 2025-2039, se estima que la participación en el PIB de los sectores de la economía mexicana se comporte de la siguiente manera: se estima que el PIB del sector primario crezca en promedio 1.9% por año, mientras que el Sector Industrial y el Sector Servicios lo harán a una tasa de 2.5% cada uno. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2039, el sector Agrícola represente el 3.1% del PIB Nacional, mientras que el Industrial y el de Servicios integrarán el 33.5% y 63.4%, respectivamente.

El Servicio Público de Energía Eléctrica se distribuye a través de las diferentes entidades responsables de carga los cuales se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica, con una diferente participación en el Consumo Eléctrico Nacional: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria.

Para el 2024 el SEN tuvo un consumo final de 304,011 GWh, siendo 1.8% mayor al del año previo. En cuanto a los usuarios con servicio de energía eléctrica crecieron 1.7% respecto al 2023, llegando a 49 millones de clientes. Los sectores empresa mediana y la gran industria consumieron el 60.6 % del consumo final, con solo el 0.9% del total de los usuarios. En el sector residencial, se alberga la mayor cantidad de usuarios con 89.2%, los cuales consumen sólo el 27.1% del SEN. El 12.4% restante del consumo final es utilizado por los usuarios de los sectores comercial con 5.9%, bombeo agrícola con 5.2% y servicios 1.3%.

Con el propósito de fomentar el crecimiento económico del país, se creó el Plan México, una estrategia gubernamental de largo plazo, que tiene como propósitos: incrementar la inversión, la creación de nuevos empleos, la proveeduría y consumo nacional en sectores estratégicos, disminución de la pobreza y la desigualdad, entre otros. Para ello, se planteó garantizar el acceso universal a la electricidad mediante el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica del país. Por lo que, el Plan México contempla además de obras de electrificación, aumentos en la capacidad de generación pública y capacidad de generación mixta (pública y privada), además de proyectos de transmisión y distribución, con énfasis en las áreas marginadas. Se dará continuidad al programa de cobertura eléctrica nacional con fines sociales y comunitarios, permitiendo así el desarrollo local y regional, con la premisa de asegurar que las tarifas no aumenten en términos reales.

El Plan México regionaliza sus proyectos en Polos de Desarrollo Económico para el Bienestar (PODECOBIS), los primeros 15 polos estarán ubicados en 14 estados en los que se busca desarrollar zonas industriales, sin dejar de lado los servicios y el turismo. Dentro de ramas industriales contempladas están: agroindustria, aeroespacial, automotriz, bienes de consumo, farmacéutica y dispositivos médicos, electrónica y semiconductores, energía, química y petroquímica, textil y calzado, y economía circular.

Como parte de las inversiones estratégicas derivadas del Plan México, se continuará con la expansión y rehabilitación de redes ferroviarias mediante proyectos como los trenes México-Querétaro, México-Pachuca, Saltillo-Nuevo Laredo, Querétaro-Irapuato, Tren Insurgente y Tren Maya de Carga, así como la modernización de puertos y carreteras. Con estas acciones, se busca posicionar a México como nodo estratégico en las cadenas de suministro, impulsando la inversión en logística y comercio, y promoviendo el crecimiento y el desarrollo económico.

Las expectativas de crecimiento del PIB presentan un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazo, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Para el periodo 2025-2030, por Gerencia de Control Regional (GCR), se espera que los sistemas de Baja California y Mulegé (SIBCS y SIMUL) presenten la mayor TMCA con 3.1%, mientras que el menor crecimiento del PIB se estima ocurrir en la GCR NTE, con 2.0%. Tanto el SIN como el SEN se proyecta un crecimiento de 2.5% anual en el mismo periodo. En el periodo 2025-2039, los SIBCS y SIMUL se prevé que continúen con mayor crecimiento y, en contraste, en la GCR NTE y ORI se estima la menor TMCA, con 2.2%. Para el SIN y el SEN se espera una TMCA de 2.5% cada uno. Ver Figura 3.5.

Figura 3.5. Pronóstico regional del PIB, escenario de planeación 2025 - 2030 y 2025-2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Cada GCR presenta un comportamiento diferenciado en cuanto al PIB, lo que repercute en la participación de los diferentes sectores en el consumo final energético. En la Tabla A1.7 del Anexo, se presenta un análisis del comportamiento esperado del PIB y la demanda por GCR y Sistema para los años comprendidos entre 2025 y 2039.

3.1.3. Costos de inversión y operación

Al realizar un proyecto de Central Eléctrica se originan diversos costos desde el inicio del estudio de prefactibilidad técnica, hasta la conclusión del proyecto con la puesta en operación comercial y son los siguientes:

- Costo de ingeniería, suministro y construcción (ISC): Es el valor de los materiales, equipos, infraestructura de instalación permanente y mano de obra directa o indirecta incorporada a la Central Eléctrica; así como los

servicios de ingeniería, construcción (obras civiles, estructuras y edificios), pruebas electromecánicas y de puesta en servicio, así como la dirección de la obra por parte del contratista.

- Costo de administración del propietario (ADP): Son los costos originados por estudios previos o factibilidad, selección del sitio, adjudicación, administración del proyecto, supervisión de ingeniería, construcción y pruebas para su puesta en operación, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra.
- Costo Actualizado al Inicio de la Operación (CAIO): Considera el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, así como los programas de inversión y una tasa de descuento. Considera otros costos por trabajos extraordinarios por conceptos de obra necesarios para la funcionalidad de la Central Eléctrica y que no fueron considerados en los pliegos de requisitos a la firma del contrato de construcción. Entre los más relevantes están los costos por obras sociales comprometidas por la CFE asociadas directamente a la construcción de la Central Eléctrica en sitio, pagos adicionales debidamente fundados que impacten directamente el inicio de la operación, así como ajustes a los costos por modificaciones al programa de ejecución.

Existen otras inversiones que no se consideran el costo del terreno, gasoductos o los caminos de acceso para la construcción del proyecto, pero que sí se requieren para la evaluación económica del proyecto.

Tabla 3.1. Costos de inversión y operación por tecnología

Central por tecnología	Costo unitario de inversión			Costo de operación y mantenimiento		
	Dólares/kW bruto			Fijo (USD/MW-año)		
	CAIO (6.89%)					
	Promedio	Máx.	Mín.	Promedio	Máx.	Mín.
Turbogás	727	1,093	461	9,768	19,780	5,122
Ciclo combinado	843	1,641	679	15,037	26,014	12,027
Combustión interna	1,265	1,288	1,242	13,137	13,145	13,129
Carboeléctrica	1,895	2,125	1,769	38,506	43,849	35,288
Nuclear	9,760	10,322	9,197	152,321	155,261	149,380
Geotermeléctrica	3,983	3,983	3,983	176,433	176,433	176,433
Hidroeléctrica	3,406	3,902	3,012	82,195	104,837	62,493
Eólica	1,820	2,915	1,368	37,058	68,375	26,031
Solar fotovoltaica	1,017	1,017	1,017	10,366	10,366	10,366
Banco de Baterías	2,109	3,057	1,019	36,652	41,399	29,559

Fuente: Elaboración SENER con información de la CFE

Los costos de operación y mantenimiento se determinan separadamente del costo de combustible y se clasifican en costos fijos y variables. Los costos fijos son aquellos gastos relacionados a la operación de la Central Eléctrica, pero no varían con la generación de energía eléctrica y son:

- Salarios y prestaciones del personal.
- Mantenimiento y servicios generales por contrato.
- Materiales de mantenimiento y consumo (herramientas, consumibles y renta de equipo).
- Gastos generales.

Los costos variables son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica y considera los siguientes:

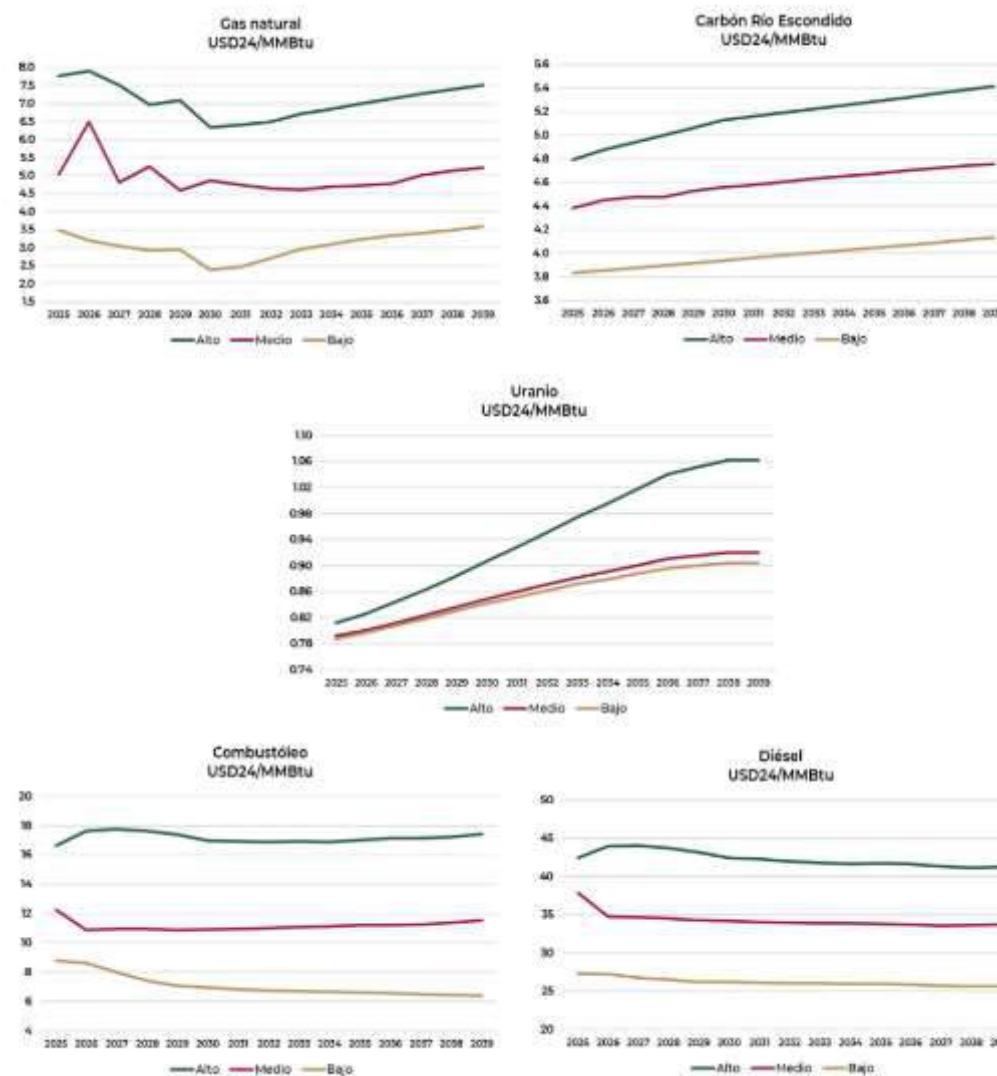
- Consumo de agua.

- Lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases, y sustancias para operar la Central Eléctrica y los equipos anticontaminantes).
- Equipos, materiales y refacciones relacionadas a la generación de energía.
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicios).

3.1.4. Costos de combustibles

Tomando como referencia el análisis realizado en el PVICRE, se utilizó el pronóstico de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, planeación y bajo. La Figura 3.6 presenta las trayectorias de precios promedio de combustibles.

Figura 3.6. Pronóstico de precios promedio de combustibles 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE.

En la Tabla 3.2, se presenta la evolución estimada de los precios de combustibles nivelados para el periodo 2025 - 2039, usados para la generación en el SEN. La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PVICRCE y las evaluaciones económicas de las propuestas de proyectos de infraestructura del PAMRNT elaborado por el CENACE.

Tabla 3.2. Evolución de los precios de los combustibles 2025 - 2039

COMBUSTIBLE (USD/GJ)	2021-2035	2022-2036	2023-2037	2024-2038	2025-2039
Combustóleo	6.20	8.40	10.50	10.30	11.90
Diésel	22.30	23.30	29.70	30.60	36.50

Carbón	3.80	3.70	5.00	5.20	6.10
Gas Natural	3.40	3.30	4.40	4.80	5.30
Uranio	0.80	0.80	0.80	0.90	0.90

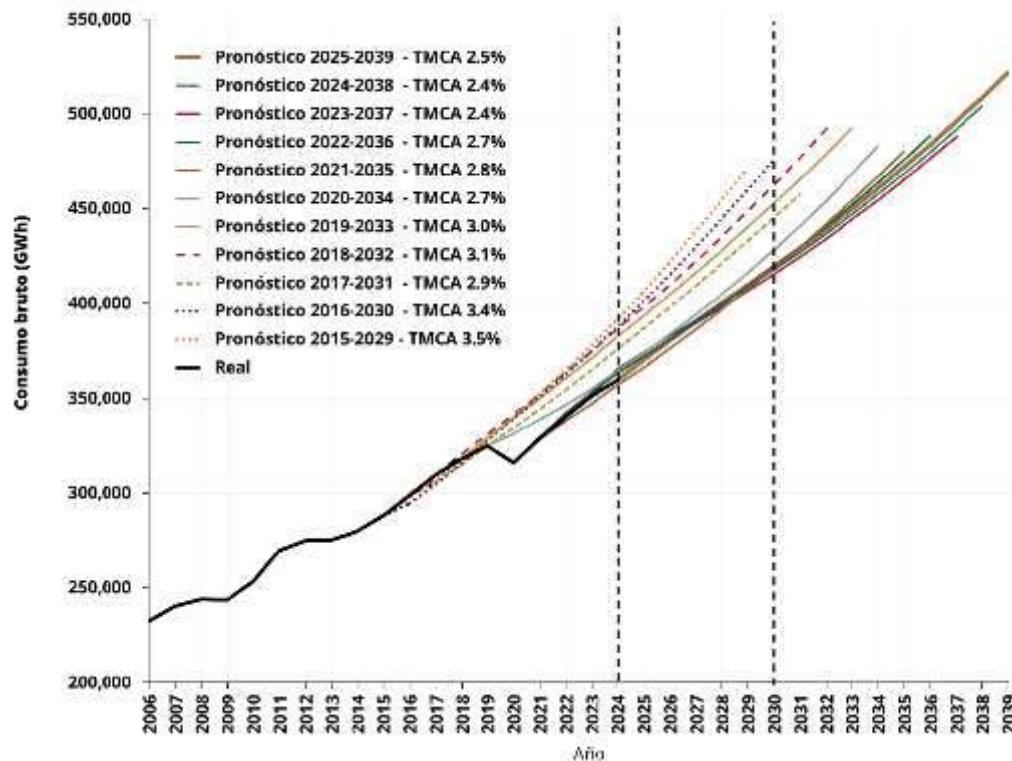
FUENTE: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

3.2. Pronósticos del consumo bruto y la demanda eléctrica

A continuación, en la Figura 3.7 se presentan los escenarios de pronóstico del consumo bruto para el SEN de los últimos 11 ejercicios de planeación del SEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en los ejercicios de 2015 a 2029 (trayectoria punteada color naranja), la TMCA resultante fue de 3.5%, derivado de las altas expectativas económicas ocasionadas por las Reformas Constitucionales. Sin embargo, con el transcurso de los años, se han realizado ajustes a la baja en las prospectivas de crecimiento económico y, en consecuencia, del consumo bruto, ya que la economía no mostró el dinamismo esperado. Adicionalmente, la pandemia de COVID-19 tuvo repercusiones en el consumo de energía eléctrica y ocasionó un ajuste a la baja en los pronósticos de los años posteriores (2020 a 2022), al ubicarse en tasas de crecimiento entre 2.7% y 2.8%. Finalmente, en los últimos tres pronósticos, se presentaron las TMCA más bajas de 2.4% y 2.5% de los ejercicios de planeación analizados.

Figura 3.7. Comparación de escenarios de consumo bruto del SEN, escenario de planeación 2014 a 2024

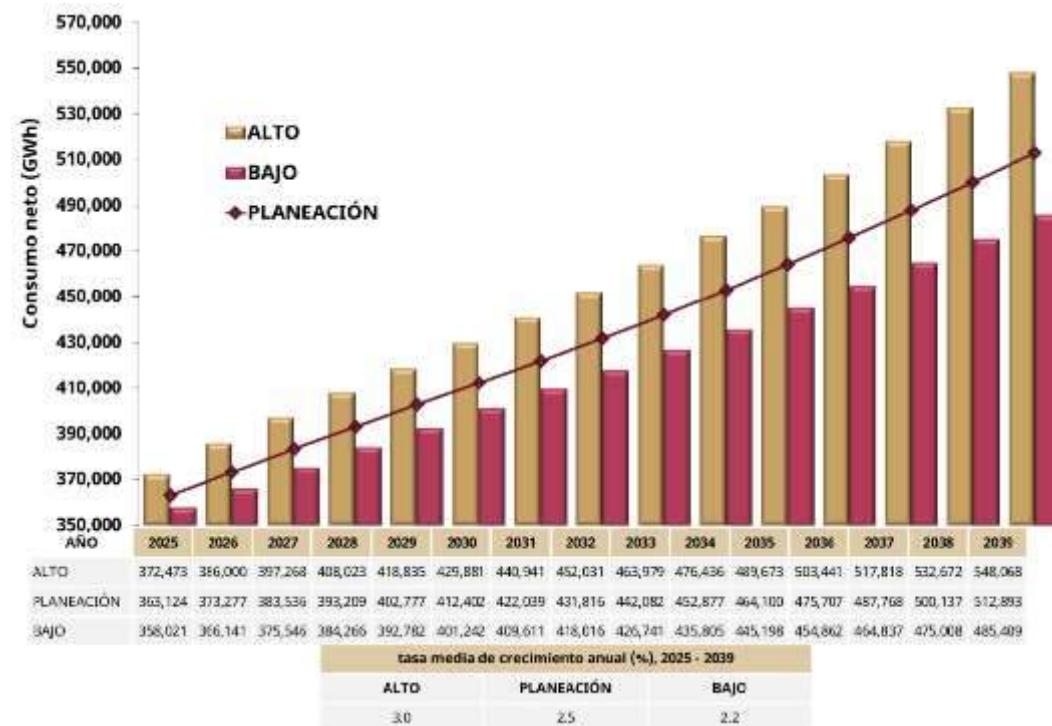


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Las estimaciones de consumo bruto consideran tres escenarios de crecimiento económico (planeación, alto y bajo) para el periodo 2025-2039, en concordancia con los escenarios macroeconómicos, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, y GD, dando como resultado tres escenarios de crecimiento para el consumo bruto susceptibles de ocurrir en los próximos 15 años.

El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano -en seis meses del año se presenta el 54.9% del consumo anual-, y los meses fuera de verano -se registra el 45.1% restante-. En la [Figura 3.8](#) se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de planeación, alto y bajo. Se estima que el escenario de planeación tenga una TMCA del 2.5%, para el escenario alto de 3% y el escenario bajo 2.2%.

Figura 3.8. Proyecciones del consumo bruto del SEN 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Los crecimientos estimados son reflejo de los detonantes de desarrollo económico previstos en las diferentes regiones, impulsados por una mayor inversión en infraestructura, la cual tiene como finalidad la conectividad territorial, así como impulsar la integración de cadenas de valor, por medio de la relocalización de empresas hacia los mercados objetivo, como se describe en el Plan México 2025. La aceleración de la ejecución de la inversión se ve reflejada en los crecimientos medios de los tres escenarios de estudio que se muestran en la tabla inferior de la [Figura 3.8](#).

En el mismo sentido, en la [Figura 3.9](#) se presentan las TMCA de los tres escenarios para cada una de las GCR que integran el SIN en el periodo de estudio. Tomando en cuenta el escenario de planeación, el cual es considerado como el escenario principal para la realización de estudios y evaluación de proyectos, se observa que, la península de Yucatán presenta la TMCA más alta con un crecimiento de 3.6% en el escenario bajo, 3.9% en el escenario de planeación y 4.3% en el escenario alto. Por el contrario, en las GCR Central, Oriental, Norte y Noroeste se esperan crecimientos menores a 1.9% en el escenario bajo. Los crecimientos de estas GCR en el escenario alto oscilan entre 2.4% y 2.7%, y en el escenario de planeación se estiman incrementos de 2% a 2.2%. La GCR Noreste y Occidental

crecerán en el escenario de planeación 2.8% y 2.7%, respectivamente, mientras que para el escenario alto se estiman crecimientos ligeramente superiores al 3% y para el bajo se estima 2.4% para el Noreste y 2.3% el Occidental.

Figura 3.9. Pronósticos del consumo bruto 2025 - 2030 y 2025 - 2039



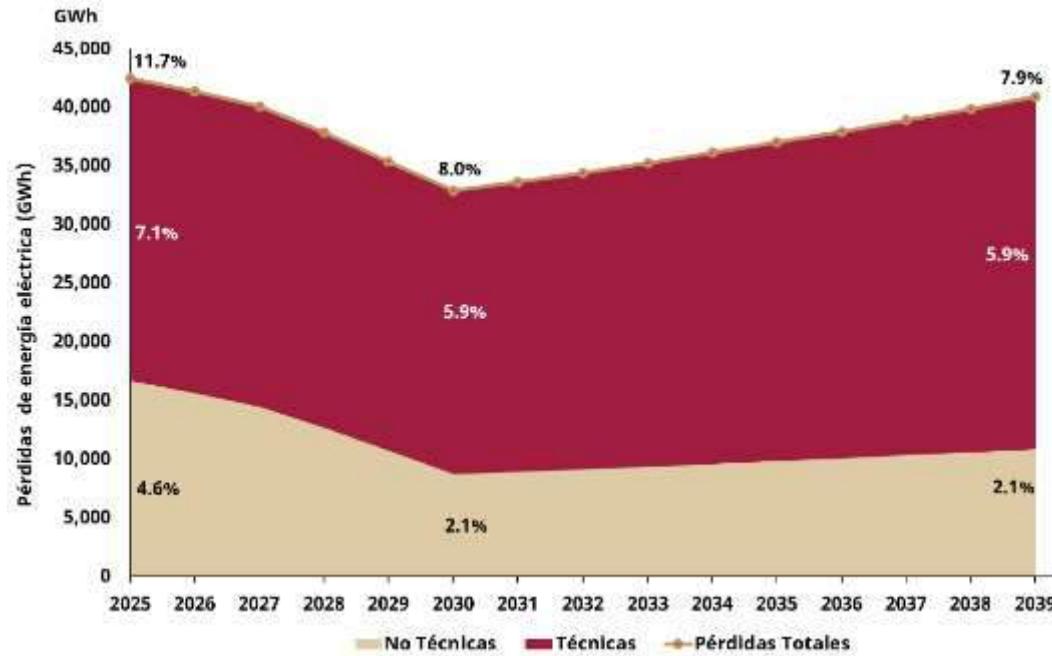
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

En lo que refiere al escenario de planeación, se estima que la GCR Peninsular tenga un mayor crecimiento, con una TMCA de 3.9%, seguida de las GCR Noreste y Occidental con crecimientos promedio de 2.8% y 2.7%, respectivamente. En cuanto a los Sistemas Interconectados, el SIBC crecerá en promedio 3.4%, mientras que el SIBCS y SIMUL se calcula avancen 3.1% y 1.8%, en ese orden (Ver Figura 3.9).

3.2.1. Pronósticos de pérdidas

Actualmente, se continúa con la implementación de programas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en la RNT y en las RGD, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición, poniendo un mayor énfasis en las zonas y regiones que presentan una fuerte problemática en este aspecto. En la Figura 3.10 se muestra el pronóstico de pérdidas, en donde se espera que las pérdidas de transmisión y distribución en el SEN representen el 11.7% de la energía eléctrica neta del sistema en 2025, y disminuya a 8% o menos a partir de 2030, alcanzando estándares internacionales en 2039.

Figura 3.10. Pronóstico de pérdidas del SEN, escenario de planeación 2025 - 2039



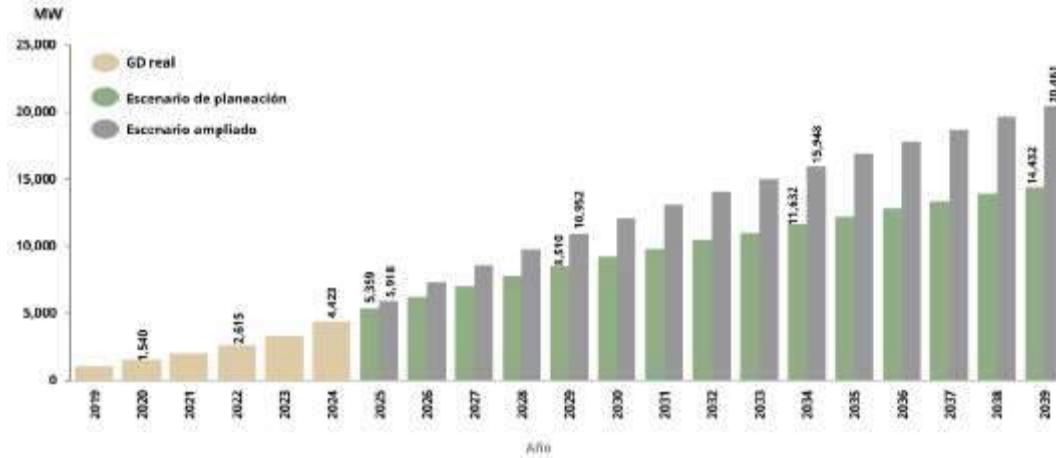
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

3.2.2. Pronósticos de generación distribuida

Se espera que la participación de la GD siga su crecimiento acelerado, debido a los beneficios que aporta a las personas usuarias, como son: incremento en la confiabilidad, aumento en la calidad de la energía eléctrica, reducción en el número de interrupciones, uso eficiente de la energía eléctrica, menor costo, uso de energías renovables, facilidad de adaptación a las condiciones del sitio y disminución de emisiones contaminantes. Por la dominancia de la tecnología solar fotovoltaica en el mercado de la GD, a continuación, se presentan las proyecciones de GD-FV para los próximos 15 años, donde se muestra la evolución de la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica aportada a las RGD del SEN. Además del escenario de planeación, se analiza uno con mayor impulso a la GD, denominado "Escenario ampliado".

En la [Figura 3.11](#) se presenta el despliegue anual de la capacidad instalada acumulada de la GD-FV para los dos escenarios. Se estima una TMCA de 8.2% en el periodo 2025-2039, para el escenario de planeación, con una capacidad instalada de 5,359 MW en 2025, y de 14,432 MW para 2039. Para el mismo periodo se prevé una TMCA de 10.8% en el escenario ampliado, alcanzando los 20,461 MW en 2039.

Figura 3.11. Escenarios de capacidad instalada de GD del SEN 2025 - 2039

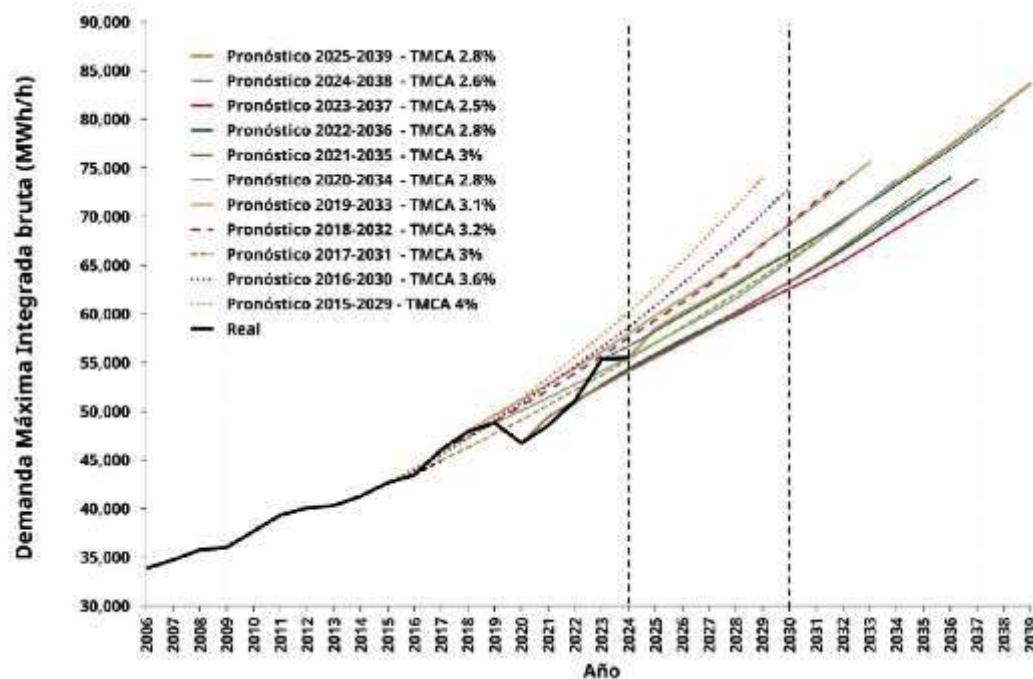


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

3.3. Pronósticos de demanda máxima integrada

De los últimos once ejercicios de planeación de años previos, se recopilan los escenarios de pronóstico de la demanda máxima integrada bruta para el SEN en la Figura 3.12. Cada uno siendo representativo de las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Figura 3.12. Comparación de escenarios de demanda máxima integrada del SEN, escenario de planeación 2014 a 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

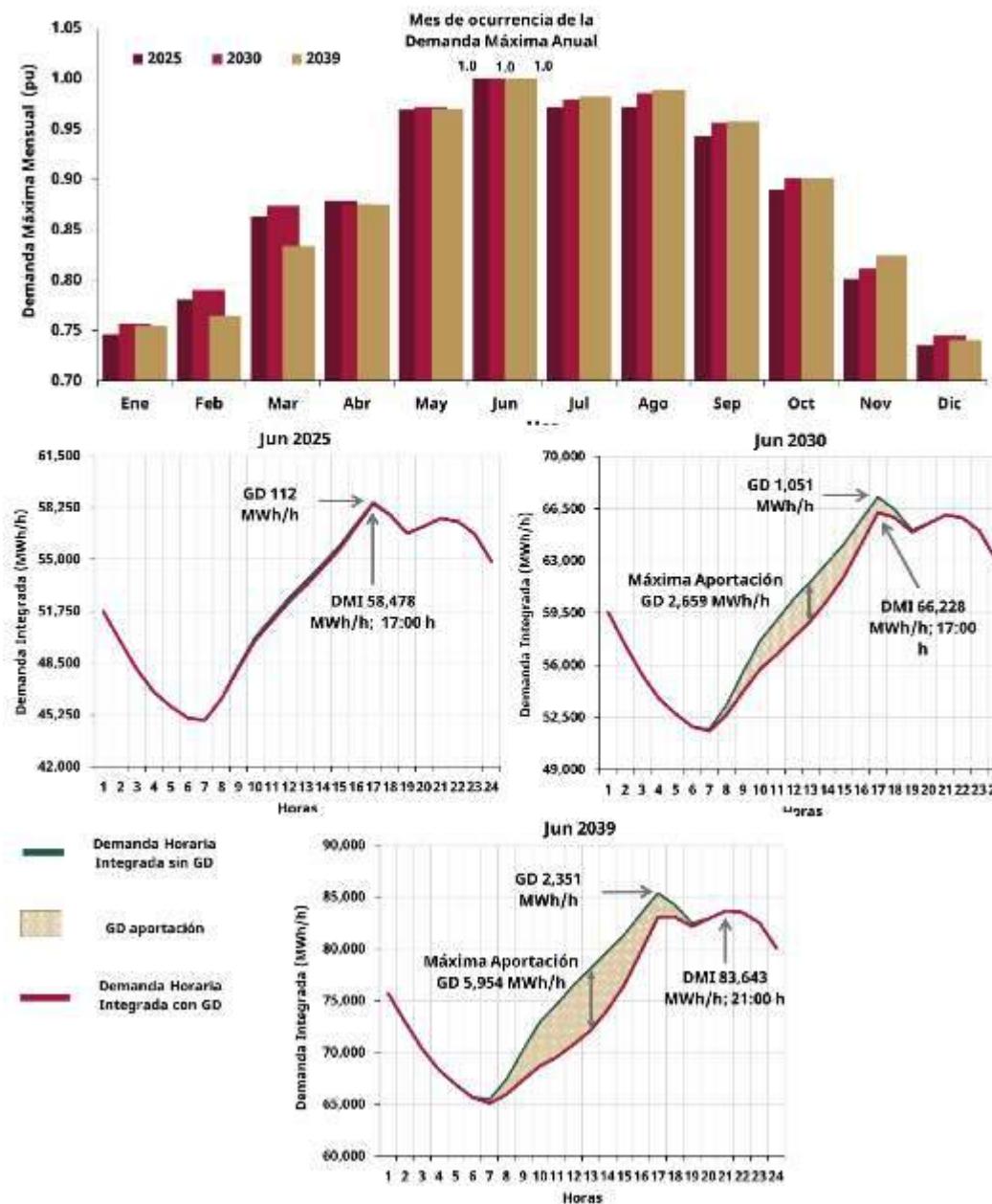
La TMCA pronosticada para el periodo 2015-2029 (línea punteada color naranja) fue de 4%. Como se señaló previamente, al no concretarse las altas expectativas económicas de la aprobación de las reformas constitucionales, las prospectivas de crecimiento económico y de la demanda bruta integrada tuvieron que ser ajustadas a la baja. De igual forma, la pandemia de COVID-19 tuvo repercusiones en el consumo de energía eléctrica y ocasionó un ajuste a la baja en los pronósticos de los años posteriores al 2020, con tasas de crecimiento entre 2.8% y 3%. Finalmente, los últimos pronósticos de 2023 a 2025 presentaron la TMCA más baja de los ejercicios de planeación analizados, con valores entre 2.5% y 2.8%.

La evaluación llevada a cabo en esta sección tiene énfasis particular en los años 2025 (primer año de pronóstico), 2030 (año en congruencia con el Plan México) y 2039 (último año del escenario de Planeación). En el análisis histórico se observó un patrón de comportamiento, donde la demanda máxima tiene ocurrencia entre las 16:00 y 17:00 horas en los meses de verano.

En la parte superior de la [Figura 3.13](#), se observa la ocurrencia de la demanda máxima anual en el mes de junio para los tres años evaluados. En la parte media e inferior, se muestran tres gráficos correspondientes al día del mes de junio en el que sucede la demanda máxima de cada año seleccionado, así como la representación de la influencia de la GD en el comportamiento horario de la curva de demanda. Por ejemplo, la aportación máxima de la GD-FV a la demanda horaria del SEN para 2025 se espera alcance 289 MWh/h a las 13:00 h, mientras que para los años 2030 y 2039 se prevé una participación de 2,659 y 5,954 MWh/h a las 13:00 h, respectivamente.

Este análisis se elaboró con base en los datos de la [Figura 3.11](#), en donde se hace referencia a la proyección de la capacidad instalada de la GD-FV; y al comportamiento típico de los perfiles de GD-FV por cada GCR que integra el SIN. Con ello, se estima la aportación de esta tecnología a la curva de demanda horaria a partir del año 1 de pronóstico, considerando solamente la capacidad instalada acumulada a incorporarse en el periodo 2025-2039.

Figura 3.13. Comportamiento estacional de la demanda máxima y la influencia de la GD-FV (Escenario de Planeación) en Demanda Horaria Integrada Bruta durante día máxima anual del SIN en los años 2025, 2030 y 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

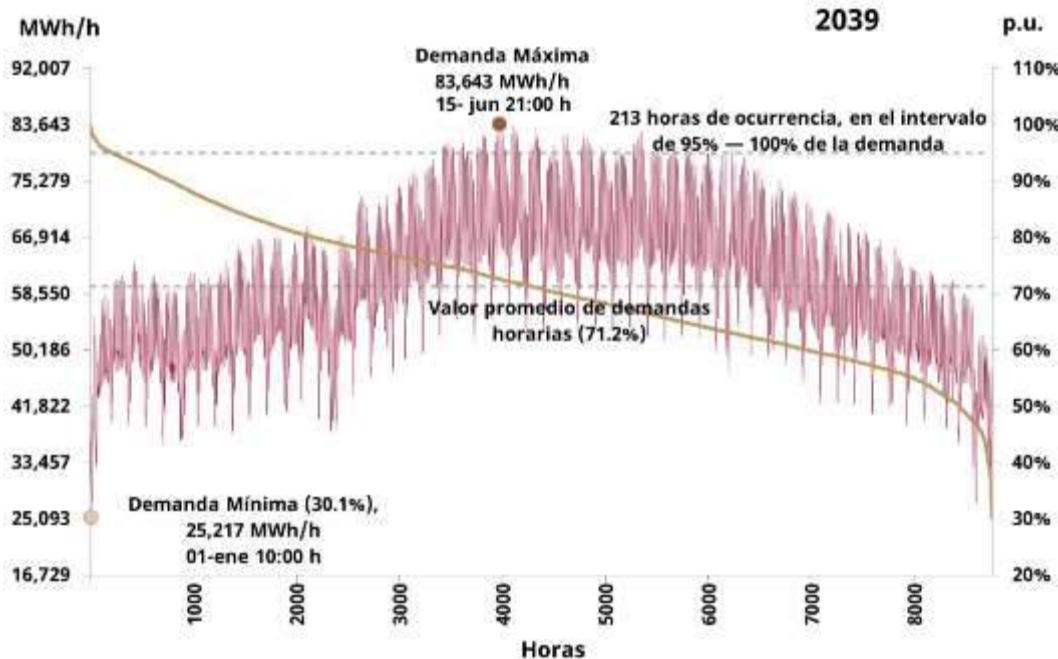
Aunado a lo anterior, la Figura 3.13 muestra que en 2025 la demanda máxima integrada estimada del SEN será de 58,478 MWh/h a las 17:00 h, con una aportación de la GD-FV de 112 MWh/h. En 2030 se aprecia un cambio significativo en el comportamiento de la curva horaria de la demanda, provocado por el aumento de la penetración de la GD-FV, ya que la aportación de 1,051 MWh/h a la demanda de las 17:00 h hará que la demanda máxima del SEN se registre en la tarde con 66,228 MWh/h; sin embargo, la demanda de la noche a las 21:00 h es apenas 149 MWh/h

menor a la tarde (66,079 MWh/h). Finalmente, para el 2039 se espera que la aportación de la GD a la demanda de la tarde sea de 2,351 MWh/h, desplazando la hora de ocurrencia de la demanda máxima a las 21:00 h con un valor de 83,643 MWh/h.

Por otra parte, de la curva de duración de carga en 2039 del SEN ([Figura 3.14](#)) se estima:

- Una concentración de 213 horas del año en el intervalo de 95% - 100% de la demanda máxima integrada;
- La demanda mínima integrada se presentará al 30.1% de la máxima; y
- el promedio de las demandas horarias se ubicará en 71.2% -factor de carga-.

Figura 3.14. Curva de duración de carga del SEN en 2039

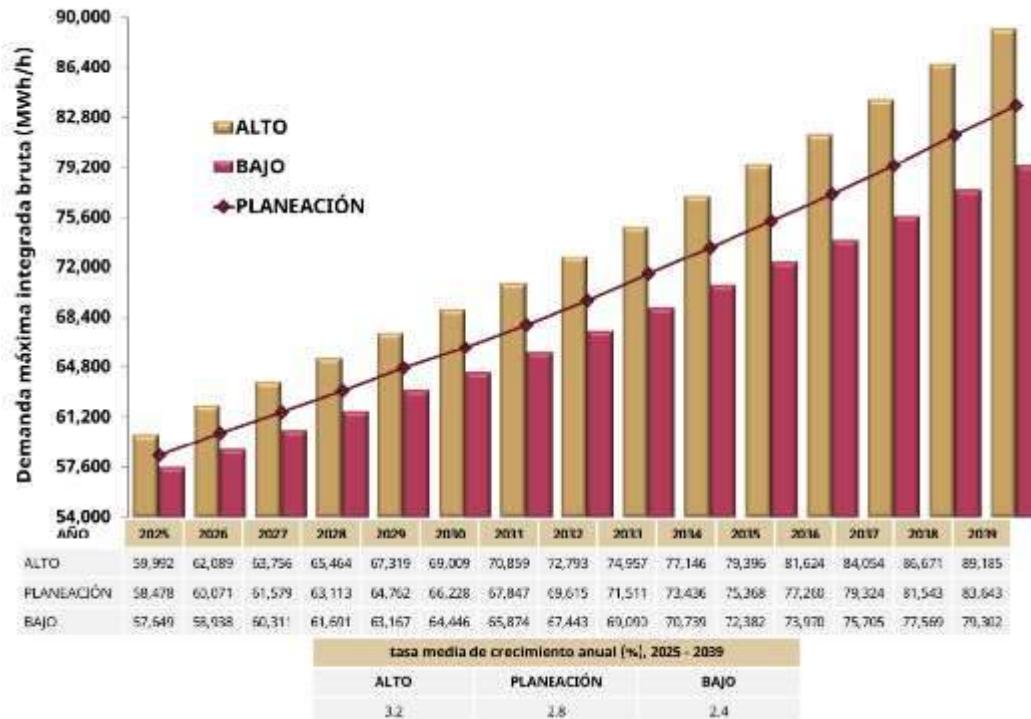


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La demanda presentará un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentarán las demandas (y temperaturas) más altas y, en sentido contrario, durante los meses con temperaturas bajas se registrarán las demandas mínimas integradas del sistema, como se muestra en la [Figura 3.14](#).

En la [Figura 3.15](#) se presenta la evolución para los próximos 15 años de la demanda máxima integrada bruta del SEN de los escenarios: alto, bajo y de planeación. Se estima una TMCA del 2.8% para el escenario de planeación, 3.2% para el escenario alto de y 2.4% para el escenario bajo.

Figura 3.15. Pronósticos de demanda máxima integrada del SEN 2025 - 2039



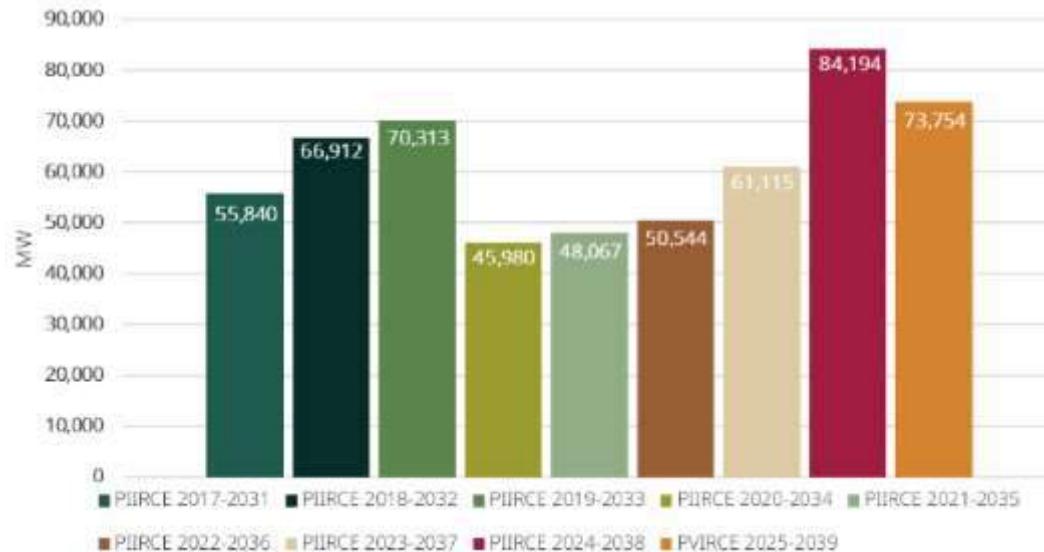
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

3.4. Plan de adición de capacidad de generación eléctrica al SEN

3.4.1. Adiciones de capacidad instalada 2025 - 2039

El PVICRE 2025 - 2039 estima una adición neta de capacidad de generación de 73,754 MW, sin considerar la GD-FV. En la Figura 3.16, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas de los últimos nueve ejercicios de planeación: 2017 - 2031, 2018 - 2032, 2019 - 2033, 2020 - 2034, 2021 - 2035, 2022 - 2036, 2023 - 2037, 2024 - 2038 y PVICRE 2025 - 2039.

Figura 3.16. Adiciones de capacidad en los ejercicios de PIICRE y PVICRE



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Las variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIRCE y el PVIRCE, se deben principalmente a: la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo, escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de hidrógeno verde en Centrales de Ciclo Combinado (CCC), integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento, sustituciones, retiros y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico.

Si bien se menciona la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde como alternativa de generación con combustibles fósiles, su incorporación requiere sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico, de fuente primaria de energía solar y eólica para el proceso de electrólisis (aproximadamente nueve kilogramos de agua para producir un kilogramo de hidrógeno en condiciones ideales). Se tiene una propuesta inicial para transportar el hidrógeno verde en forma de gas, adaptando parte de la infraestructura de gas natural, ya que construir gasoductos adicionales conlleva altos costos de capital, además del impacto ambiental asociado. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán podrían ser utilizados para este fin, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar a la que se presenta en Baja California Sur, donde existe abundancia de recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.

A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de hidrógeno verde, se analizó en este ejercicio la incorporación de 3,668 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno entre 2036-2038 en el Sistema Interconectado Nacional, y la incorporación de tecnología con hidrógeno como combustible primario en el Sistema Interconectado Baja California Sur.

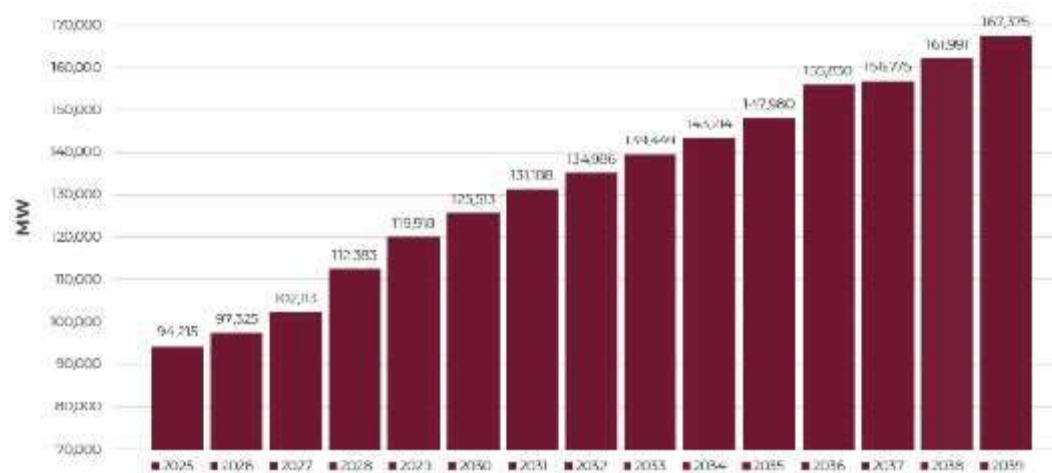
Además, se estudió la adición de sistemas de almacenamiento con baterías para mejorar la confiabilidad en el SEN, para gestionar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eoloeléctricas actualmente sin baterías. De esta forma se puede reducir congestiones y sobrecargas en la RNT. En conjunto con el cambio en la tecnología de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming(7)), la operación de sistemas de almacenamiento con baterías garantizará la confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los Sistemas Eléctricos de Potencia, por lo que se considera una adición de 8,647 MW entre 2025 y 2039 (incluyendo un Rebombeo Hidroeléctrico). Para el ejercicio los sistemas de almacenamiento con baterías incorporados del PVIRCE 2025-2039 se consideran cuatro horas de almacenamiento. Así también se consideran 350 MW de adición de capacidad solar térmica de concentración con torre central en el SIBCS.

La planeación vinculante en el sector energético, como parte esencial, en el desarrollo de las áreas estratégicas para preservar la soberanía, la seguridad, la autosuficiencia y la justicia energética de la Nación, así como la prestación de servicios públicos para garantizar la continuidad, accesibilidad, seguridad y confiabilidad del SEN, en términos de las disposiciones aplicables; busca fomentar la diversificación de la matriz de generación eléctrica con la participación y fortalecimiento de las Empresas Públicas del Estado y del sector privado, a través de la adición de capacidad de diferentes tecnologías.

3.4.2. Evolución estimada de la capacidad acumulada 2025 - 2039

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de Capacidad Instalada al cierre de agosto de 2025 más la capacidad adicional del SEN para el horizonte 2025 a 2039, en total y por tecnología. Se toma como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas resultantes del proceso de optimización en consonancia con las metas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI. Se consideran proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronas con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el suministro eléctrico y garantizar la confiabilidad del SEN. La Figura 3.17 presenta la evolución esperada de la capacidad total (incluye Centrales Eléctricas en pruebas; no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado, ni GD). En este periodo, la capacidad instalada acumulada tiene una TMCA de 4.2%; resaltando el crecimiento anual acelerado en 2028 y 2036, con un 10% y 5% más que la capacidad instalada acumulada del año anterior, respectivamente.

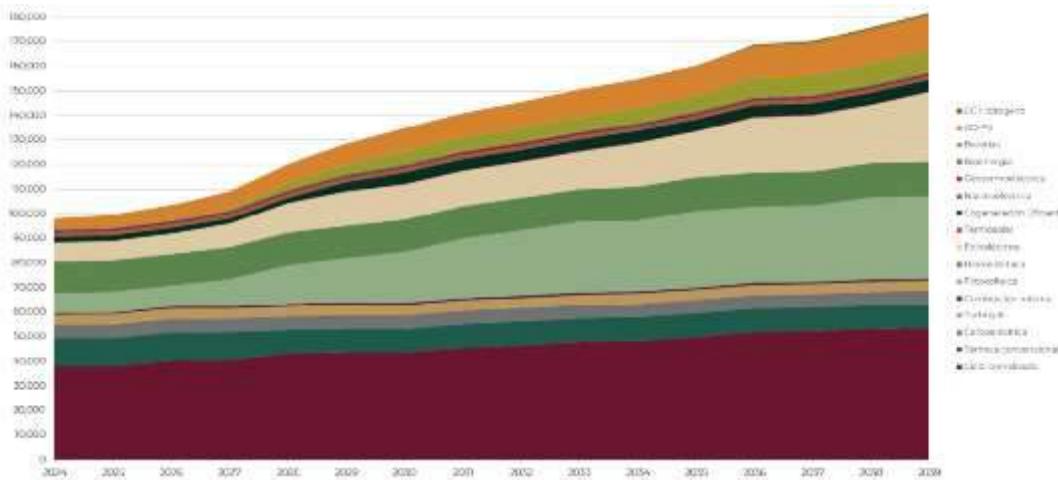
Figura 3.17. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Por su parte, la Figura 3.18 muestra la Capacidad Instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2024, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base en el PVICRE 2025 - 2039.

Figura 3.18. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada por tecnología 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE(8)

La participación de Energía Limpia (Fotovoltaica, Hidroeléctrica, Eoloeléctrica, Termosolar,

Cogeneración Eficiente, Nucleoeléctrica, Geotermoeléctrica, Bioenergía, y GD-FV) y Almacenamiento con Baterías en la Capacidad instalada total fue de 39.21% en 2024; para el año 2039, este valor se incrementará a 58.89%

Es importante mencionar que para el periodo 2024-2030, se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2025-2030; en el proceso de optimización de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LPTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN.

La estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2025 a 2039, contempla la sustitución de 1,631 MW de capacidad correspondientes a unidades de Termoeléctricas, 33 MW de Turbogás y 142 MW de Combustión Interna, así como la evaluación de 9,935 MW de capacidad térmica candidatas a retiro antes de 2039 (ver [Tabla A1.8](#))

3.4.3. Evolución de la Capacidad Instalada esperada al 2039

La Capacidad Instalada esperada al 2039 es de 181,806 MW, cifra que es el resultado de la suma de la Capacidad Instalada en operación y pruebas en 2024 más la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el periodo 2025 - 2039, más la capacidad esperada de GD al cierre de 2039. Las adiciones netas de capacidad son las adiciones de capacidad menos los retiros y sustituciones de capacidad dentro del periodo analizado, como se observa en la [Tabla 3.3](#).

Tabla 3.3. Evolución esperada de la capacidad instalada acumulada por tecnología 2024 - 2039

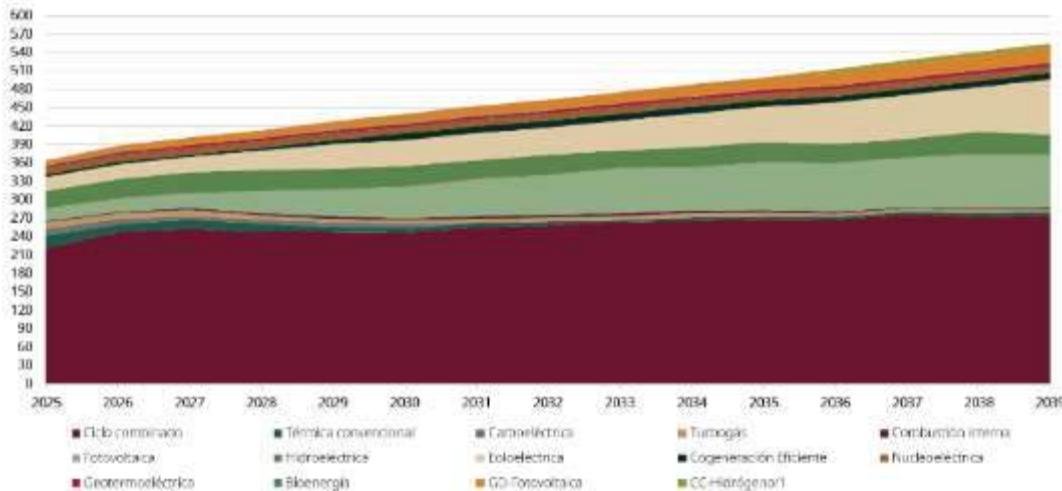
CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN 2024	ADICIONES NETA DE CAPACIDAD INSTALADA(9)			CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2039
		2025-2030	2031-2039	2025-2039	
Interconectada(10) (1)	93,621	33,555	42,004	75,559	169,180
Generación Distribuida (2)	4,423	4,788	5,220	10,008	14,432
Retiros, Sustituciones y Conversiones (3)	0	1,663	142	1,805	1,805
Capacidad Instalada Neta(11) (1+2-3)	98,045				181,806
Adiciones Netas(12)		36,680	47,082	83,762	

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

3.5. Pronósticos de la generación neta inyectada al SEN

Se espera que el proceso de diversificación en la matriz de generación eléctrica del país continúe durante los siguientes quince años. La Figura 3.19 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2025 a 2039 en el SEN. En la gráfica se puede observar la incorporación de hidrógeno verde en las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado del SIN a partir de 2036, lo cual permitirá disminuir el consumo de gas natural, acelerando así la transición energética. Esta estimación incluye la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo se considera como autoconsumo local.

Figura 3.19. Evolución esperada de la generación neta de energía eléctrica por tecnología 2025-2039



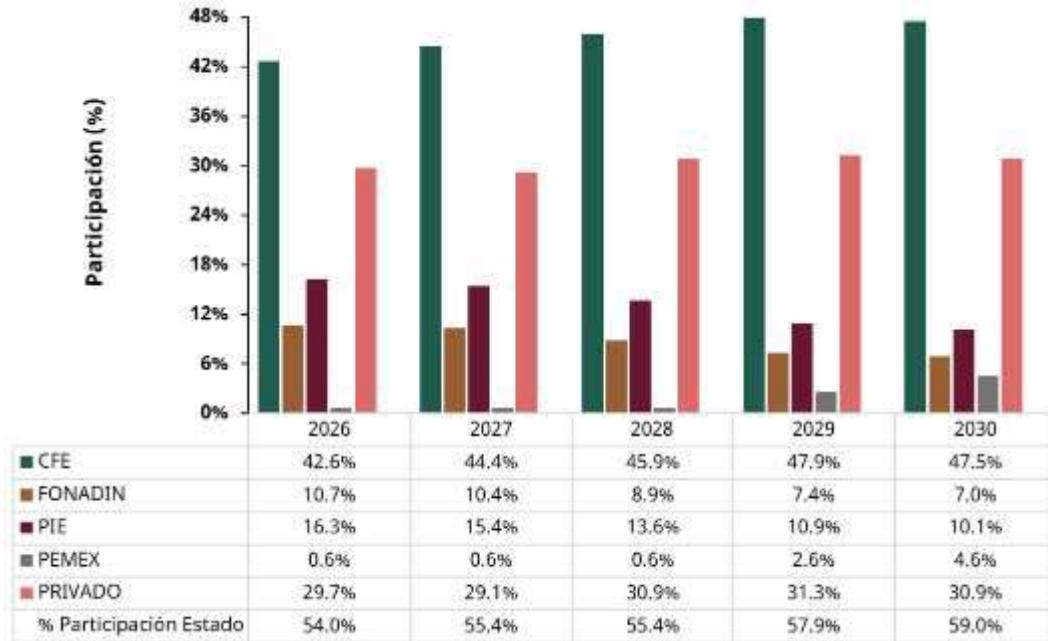
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Como se puede observar en la Figura 3.17, la generación a partir de fuentes renovables (Fotovoltaica y Eoloeléctrica) tienen el crecimiento más acelerado en el periodo de estudio. Al mismo tiempo, se estabiliza la generación con Ciclo Combinado, y la GD-Fotovoltaica toma relevancia en la energía inyectada, aunque sea considerada como autoconsumo local. De manera contraria, la generación por las tecnologías: térmica convencional, carboeléctrica y combustión interna se minimiza para el 2039, haciéndolo de manera acelerada, a partir de 2030.

3.5.1. Participación del estado

Con base en la LSE, desde el proceso de planeación, el Estado debe mantener al menos el 54% de la energía inyectada a la red, garantizando el control público y la seguridad energética del país, en un año calendario. En la Figura 3.20 se muestra el porcentaje de participación de las Empresas Públicas del Estado (CFE, FONADIN y PEMEX) para el horizonte 2026 - 2030, en la cual se observa la prevalencia del Estado con una participación superior al 54%.

Figura 3.20. Evolución esperada de la generación neta de energía eléctrica por participante 2026 - 2030



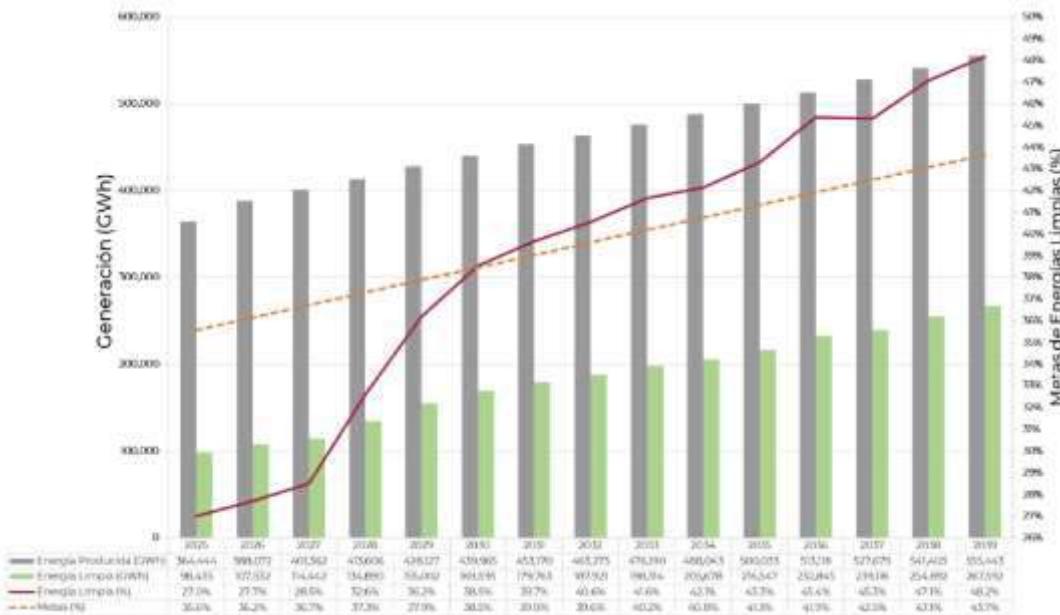
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Además, no sólo se mantiene el 54% de la participación de las Empresas Públicas del Estado en la energía inyectada al sistema, sino que se fortalece al término del periodo, con un 59% en 2030.

3.5.2. Participación de energías limpias

Con el objetivo de cumplir la Contribución Determinada a Nivel Nacional a la que México se comprometió en el marco del Acuerdo de París, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción: a) la integración de energía limpia en la generación eléctrica; b) la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por gas natural en centrales de alta eficiencia, y c) la reducción de las pérdidas técnicas de la red eléctrica; para reducir la emisión de GEI 35% en 2030, con respecto a su línea base. La integración de energía limpia se puede observar en la Figura 3.21, la cual muestra la evolución de la participación de la generación limpia en TWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que en 2030 la generación limpia esperada es superior a la meta del 35%, alcanzando un valor aproximado de 38%.

Figura 3.21. Evolución de energías limpias 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Para el final del periodo de estudio, se considera que cerca del 48% de la generación sea Energía Limpia, evitando así aproximadamente la mitad de las emisiones de GEI del sector eléctrico.

3.6. Plan de adición de capacidad de transmisión y transformación

Los proyectos de ampliación y modernización de la RNT son resultado de estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la red ante distintos escenarios de operación del SEN.

Una vez que SENER instruye a CFE la realización de los proyectos, CENACE realiza una Ficha de Información de Proyecto (FIP) Completa que contiene los resultados de los estudios electrotécnicos y económicos realizados para determinar que el proyecto a realizar elimina la problemática a resolver en un área de influencia determinada y cumple con los requerimientos técnicos y económicos aprobados por las autoridades para llevarse a cabo. CENACE realiza la FIP para cada proyecto utilizando costos paramétricos estimados en el documento Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión del Sector Eléctrico Transmisión y Transformación (COPAR), realizado por la CFE. Finalmente, previo a la etapa de aprobación y realización del caso de negocios de la CFE, se actualiza la información de la FIP, es decir, se reevalúa el proyecto, para lo cual, la CFE proporciona el costo estimado definitivo en base a una Investigación de Costos de Mercado (ICM) y proporciona una mejor estimación de la Fecha de Entrada en Operación Factible (FEOF) y finalmente, CENACE lleva a cabo la actualización de los estudios electrotécnicos y económicos, considerando la FEOF y los nuevos costos.

La inversión total para cada uno de los proyectos considera: Derechos inmobiliarios; actividades previas (estudios topográficos, evaluación de impacto social, estudios ambientales, entre otros); inversión física (costos de materiales y equipo eléctricos de instalación permanente; mano de obra; equipo y herramienta; costos indirectos, entre otros), ingeniería y supervisión (ingeniería básica, supervisión de la ingeniería de detalle y la supervisión de la construcción, entre otros); e indirectos.

La evolución de la generación e integración de energías limpias descrita en secciones anteriores depende de los nuevos proyectos que sumen a la transmisión y generación de energía eléctrica (transformación de energéticos primarios). A continuación, en la Tabla 3.4, se muestra un resumen de los proyectos instruidos e identificados por GCR y su estatus de acuerdo con el último informe pormenorizado a marzo de 2025.

Tabla 3.4. Estado de los proyectos instruidos e identificados del SEN a marzo de 2025

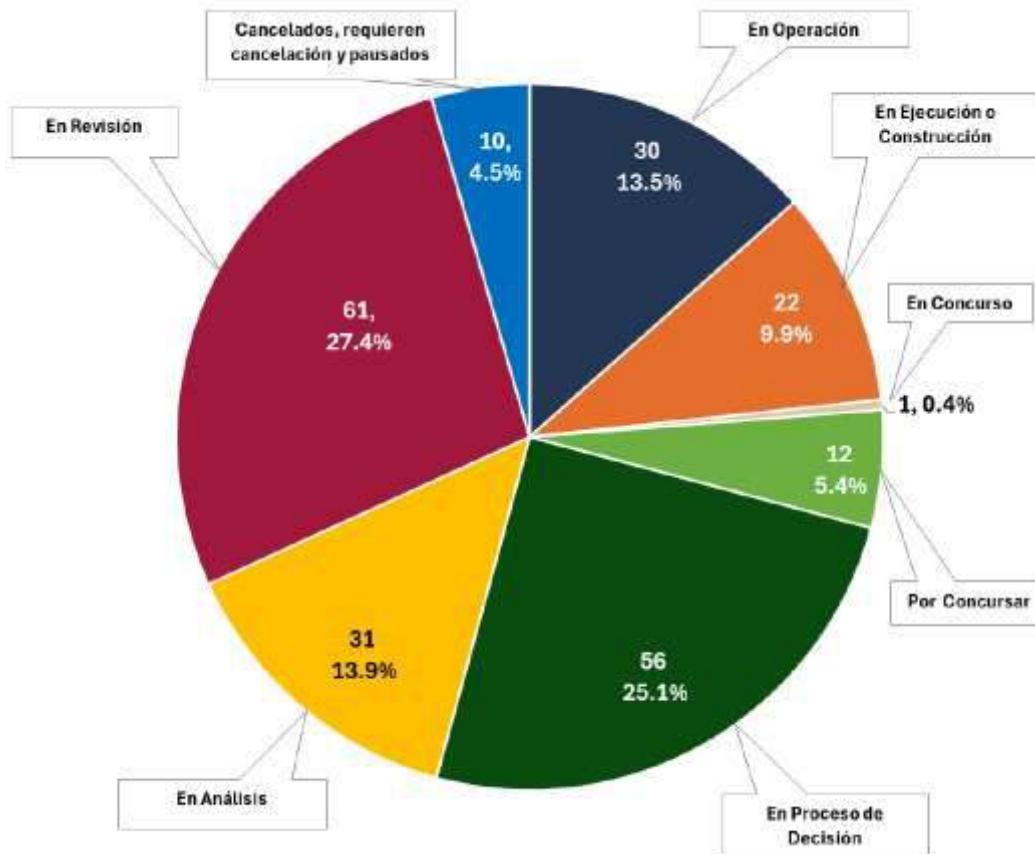
GENERACIÓN CONTROL REGIONAL	EN OPERACIÓN	EN EJECUCIÓN O CONSTRUCCIÓN	EN CONCURSO	POR CONCURSAR	EN PROCESO DE DECISIÓN	EN ANÁLISIS	EN REVISIÓN	CANCELADOS, REQUIEREN CANCELACIÓN	TOTAL
Central	2	1			1	4	2		10
Oriental	2	2		3	9	10	10	4	40
Occidental	5	5		3	14	7	4		38
Noroeste	6	2			8	4	18	1	39
Norte	5			1	6	1	9		22
Noreste	3	3	1	1	4	1	3	1	17
Peninsular	2	4		2	1		2	1	12
Baja California	1	3			9	2	9	1	25
Baja California Sur	2				4	2	1		9
Mulegé	2						1		3
Integrales SEN		2		2			2	2	8
TOTAL	30	22	1	12	56	31	61	10	223

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Como se puede observar en la tabla anterior, los 223 proyectos se encuentran repartidos principalmente en: la GCR Oriental, con un 18% del total de proyectos; sin embargo, la mayoría se encuentran en fase de análisis o revisión; la GCR Occidental con 17% del total; por otro lado, la GCR Noroeste, con 17.5%, tiene la mayor cantidad de proyectos en revisión, los 223 proyectos se encuentran repartidos en las siete GCR y los tres sistemas interconectados.

De manera similar, en la Figura 3.22 se observa que 96% de los proyectos instruidos del SEN están activos, de los cuales: 27.4% se encuentra en revisión, 25.1% en proceso de decisión, 13.5% en operación, y el restante 30% con otro estatus.

Figura 3.22. Estatus de los proyectos instruidos del SEN a marzo de 2025



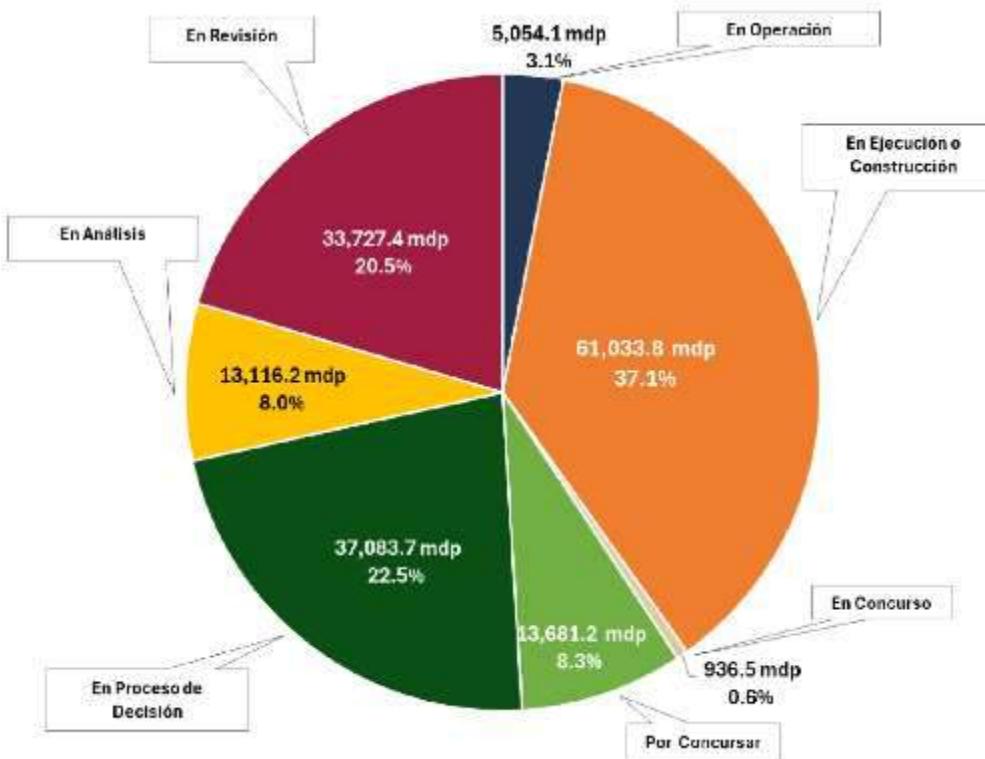
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

Se cuenta con 223 proyectos instruidos de la RNT de los cuales 213 permanecen activos y requieren una inversión de 191,750 MDP para la construcción y puesta en servicio de 6,342 km-c, 19,759 MVA y 12,103 MVar.

Previo al inicio del proceso de licitación, se hace una reevaluación de los proyectos con los insumos del año corriente, como el Pronóstico de la Demanda por Subestaciones, obras que entraron en operación, modificaciones topológicas, entre otros. La CFE define el monto de inversión y las metas físicas, además proporciona una FEOF al CENACE para que se obtengan los beneficios como resultados de los análisis electrotécnicos y la evaluación económica.

En el último trimestre de 2024 y primer semestre de 2025 se han reevaluado 73 proyectos instruidos que se van a realizar en el corto plazo y, por tanto, han iniciado su proceso previo a la licitación con un monto de inversión estimado de 67,787 MDP que corresponden al 35.4% con respecto a la inversión total requerida.

Figura 3.23. Montos de los proyectos instruidos del SEN a marzo de 2025



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CFE

3.7. Plan de adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)

Este ejercicio de Planeación contempla la adición de SAE con baterías en el SEN para dos horizontes; el primero correspondiente a 2025 - 2030 con la adición de proyectos de la CFE y Privados, y para el horizonte 2031 - 2039 la adición de proyectos resultantes del proceso de optimización. Estos proyectos consideran SAE para las centrales de tecnologías intermitentes. Asimismo, los proyectos que se desarrollen bajo la figura de Autoconsumo interconectado deberán tener respaldo propio mediante SAE o pagarla a la Empresa Pública del Estado.

Para el horizonte 2025 - 2030 se considera la adición de SAE con baterías de 5,551 MW, de los cuales 2,480 MW corresponden a la CFE y 3,071 MW de Privados (incluye proyecto de rebombeo hidroeléctrico en la GCR Central).

La Tabla 3.5 muestra la distribución por GCR y por año. Como se puede observar, la GCR Oriental concentraría la mayor capacidad, con 1,147 MW; seguida de la GCR Occidental, Noreste y Central, con 1,114 MW, 1,022 MW y 1,060 MW, respectivamente.

Tabla 3.5. Adición de SAE 2025 - 2030

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
01-CENTRAL			12	124		924	1,060
02-ORIENTAL			131	263	524	231	1,147
03-OCCIDENTAL		37	155	290	289	344	1,114
04-NOROESTE				120	90	90	300

05-NORTE			32		9	101	141
06-NORESTE		35	347	316	240	84	1,022
07-BAJA CALIFORNIA			90	84			174
07-BAJA CALIFORNIA SUR		2		20	41		63
08-PENINSULAR				484	44		529

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Para el horizonte 2031 - 2039 se considera la adición de SAE con baterías no asociadas de 3,096 MW en la RNT resultantes del proceso de optimización. La Tabla 3.6 muestra la distribución por GCR y por año. Sin embargo, es importante destacar que la adición en este horizonte (2031 - 2039) de 26,822 MW de generación renovable intermitente (eólica y fotovoltaica), en promedio, tienen asociado el 30% de capacidad de SAE con baterías. Se destaca que la GCR Noreste concentrará 41% (1,085 MW) de la capacidad adicionada en este periodo.

Tabla 3.6. Adición de SAE 2031 - 2039

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	TOTAL
01-CENTRAL					47			188		235
02-ORIENTAL	18	32		66				198		314
03-OCCIDENTAL		222		9						231
04-NOROESTE			61	74	31			372	11	549
05-NORTE				37					20	56
06-NORESTE				93		1,170		22		1,285
07-BAJA CALIFORNIA		9				166			24	198
08-PENINSULAR			38	23				166		227

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Adicionalmente a las necesidades descritas en las Tablas 3.5 y 3.6 se agregarán aquellos SAE que puedan ser instalados por proyectos que desarrollen los particulares bajo la figura del Autoconsumo. Tal como lo establece la Ley del Sector Eléctrico, la inclusión de un SAE es una de las condiciones para que los proyectos que utilicen generadoras intermitentes y deseen inyectar excedentes al SEN deberán contar con respaldo propio a través de un SAE o en su caso pagar por dicho respaldo a la Empresa Pública del Estado.

3.8. Margen de reserva y reserva de planeación

Para asegurar la confiabilidad del SEN, es fundamental contar con una capacidad de respaldo que garantice el suministro incluso en condiciones de alta demanda o fallas imprevistas. Lo anterior, se mide a través de dos métricas clave: la Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RP-MR), la cual consiste en la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW), y el consumo de energía eléctrica (GWh); por su parte, el Margen de Reserva (MR) es el indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante un periodo de análisis.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de Planeación eficiente dictado en el ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente que ocurre normalmente en el mes de junio, entre las 16 y 17 horas. Para

los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto, entre las 17 y 18 horas, hora local, en cada Sistema Interconectado.

Las tecnologías de Energía Limpia tendrán una participación importante en el MR de la demanda máxima vespertina, particularmente la fotovoltaica. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que, para el MR en la demanda máxima de la noche, se requerirán sistemas de almacenamiento con baterías.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$MR (\%) = 100 (CD-DM) / DM$$

Dónde:

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

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como, la salida de operación de una central, la desconexión de un centro de carga, falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un MR operativo de (6% SIN y 11% otros).

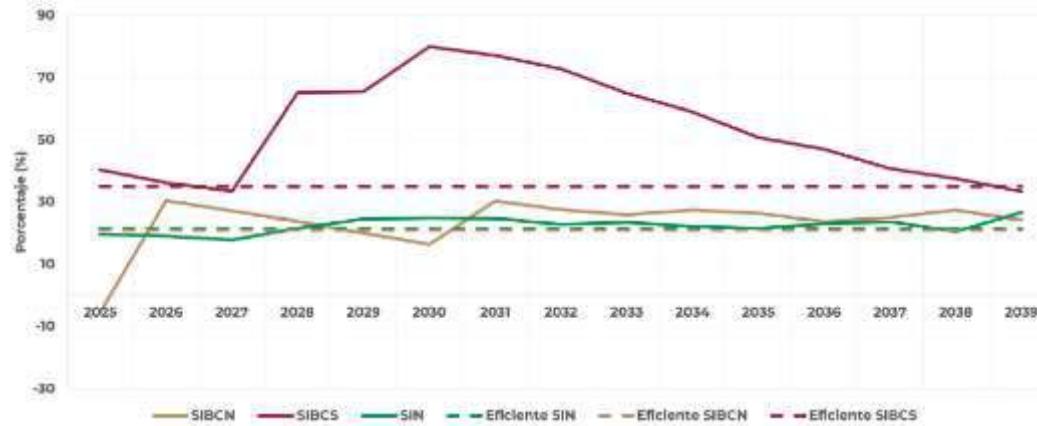
La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en los Sistemas se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas. La [Figura 3.24](#) presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN, mientras que la [Figura 3.25](#) muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna.(13)

Figura 3.24. Evolución de la reserva de planeación durante la demanda máxima diurna 2025 - 2039 (%)



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Figura 3.25. Evolución de la reserva de planeación durante la demanda máxima nocturna 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

3.9. Escenarios de sensibilidad a incremento en los precios de combustibles

Es importante evaluar cómo debería evolucionar el sistema ante el supuesto de que variables relevantes tengan un comportamiento diferente del observado para el escenario base de planeación. En este caso de sensibilidad, son considerados costos más altos de combustibles, lo que tiende a disminuir la competitividad de Centrales Eléctricas termoeléctricas frente a otras, y a aumentar los costos de operación del Sistema Eléctrico.

En la Tabla 3.7 se muestran los precios de combustible nivelados para el periodo 2025-2039, tanto para el escenario base y el caso de sensibilidad (alto). Se observa que los mayores incrementos porcentuales están en el gas natural, combustóleo y diésel, que tendrán impactos en la operación y expansión del SEN.

Tabla 3.7. Evolución de los precios de los combustibles 2025 - 2039 - Sensibilidad

PRECIOS DE COMBUSTIBLES - NIVELADO 2025-2039				
COMBUSTIBLE	BASE (USD/MMBtu)	ALTO (USD/MMBtu)	VARIACIÓN (USD/MMBtu)	VARIACIÓN (%)
Combustóleo	11.27	17.24	5.97	53%
Diésel	34.62	42.62	8	23%
Carbón	5.74	6.8	1.06	18%
Gas natural	5.04	7.15	2.11	42%
Uranio	0.85	0.91	0.06	7%

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

El ejercicio de planeación de largo plazo requiere la definición de supuestos relacionados con variables relevantes para la evolución del sistema dentro del horizonte de estudio. Por tratarse de supuestos, es posible que algunas variables evolucionen de forma distinta a la asumida en el caso base. En el escenario alto de precios de combustibles se disminuye la competitividad de centrales térmicas respecto a tecnologías con fuentes de generación renovable, aumentando los costos de operación del Sistema Eléctrico.

Debido a la importancia del despacho termoeléctrico en el SEN, se evaluarán los impactos en la expansión y operación del sistema en un escenario de alza de precios de combustibles. Los resultados muestran la integración de recursos de generación y transmisión con las mismas restricciones como satisfacer la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, además, contribuyen al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, minimizan las congestiones en la RNT y reducen las emisiones GEI; de acuerdo con los criterios de planeación, operación y de las políticas de Confiabilidad.

La Figura 3.26 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de la selección de solo algunas de las adiciones de capacidad de generación, como resultado de la optimización de la expansión, para las tecnologías Ciclo Combinado (CC), Solar (FV), Eólica (EO) e Hidroeléctrica (HID), en la cual se observa que la diferencia es a partir del año 2031, dado el supuesto que no existen cambios en la planeación vinculante para el horizonte 2025 - 2030.

En la Tabla 3.8 se puede observar una integración de capacidad neta de generación de 88,453 MW durante el horizonte de estudio 2025-2039 (versus 73,754 MW del caso base), siendo la Solar, Eólica, CC e Hidroeléctrica, las principales tecnologías con mayor integración de capacidad. La capacidad adicional es superior a la del caso base dado que en esta sensibilidad los costos de combustibles son más altos, disminuyendo la competitividad de las termoeléctricas y aumentando la de las renovables. Como las renovables tienen factor de capacidad más bajo, esto lleva también a más adiciones totales.

Figura 3.26. Adición de Capacidad: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039

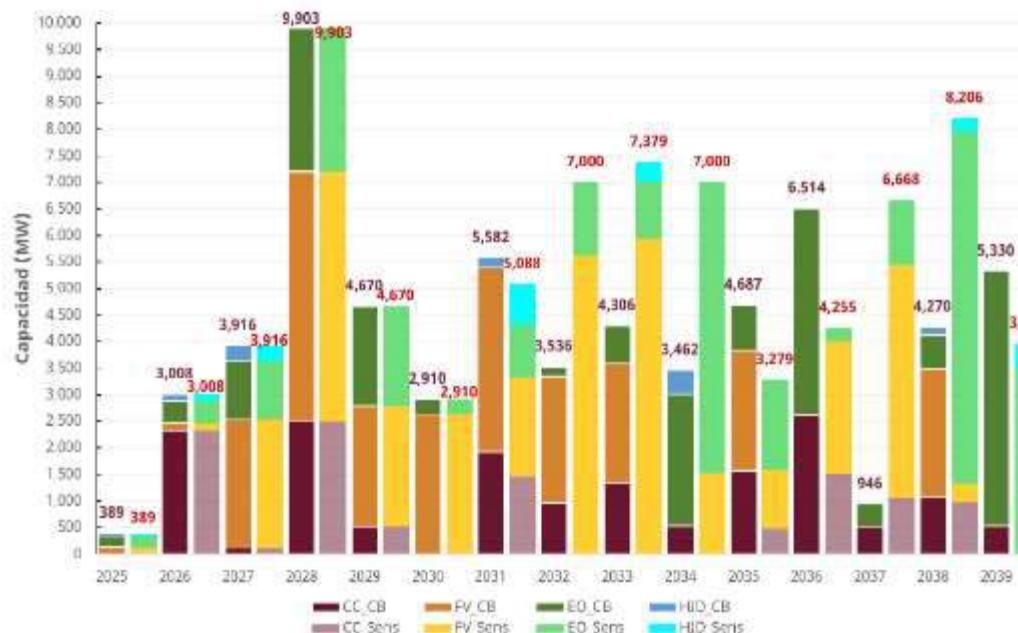


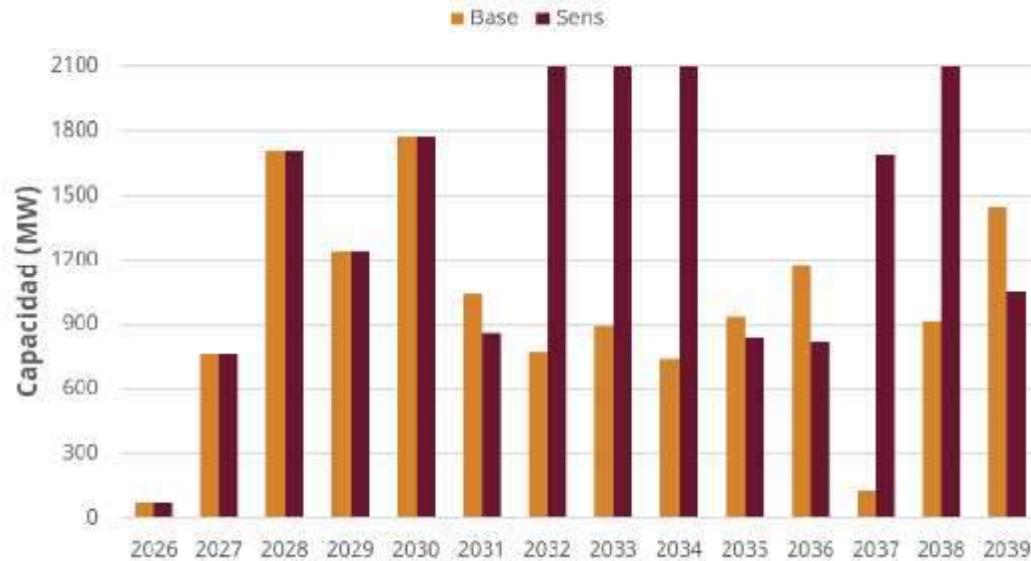
Tabla 3.8. Adición neta de capacidad 2025-2039 - Sensibilidad

MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Base	594	3,110	4,788	10,270	7,535	5,594	5,675	3,798	4,463	3,765	4,765	7,850	946	5,215	5,384
Alto	594	3,110	4,788	10,270	7,535	5,594	5,736	7,049	7,513	7,044	3,923	4,465	6,821	9,407	4,603

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La Figura 3.27 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de las adiciones de SAE con baterías, como resultado de la optimización de la expansión. Dado el supuesto que no existen cambios en la planeación vinculante para el horizonte 2025 - 2030, para esta sensibilidad en el horizonte 2031-2039 se adicionan 45,518 MW de generación renovable intermitente (eólica y fotovoltaica) (versus 26,822 MW del Caso Base); en promedio, tienen asociado el 30% de capacidad SAE con baterías, por tanto, esta sensibilidad de costos de combustibles más altos representa un incremento estimado de 69% respecto del caso base.

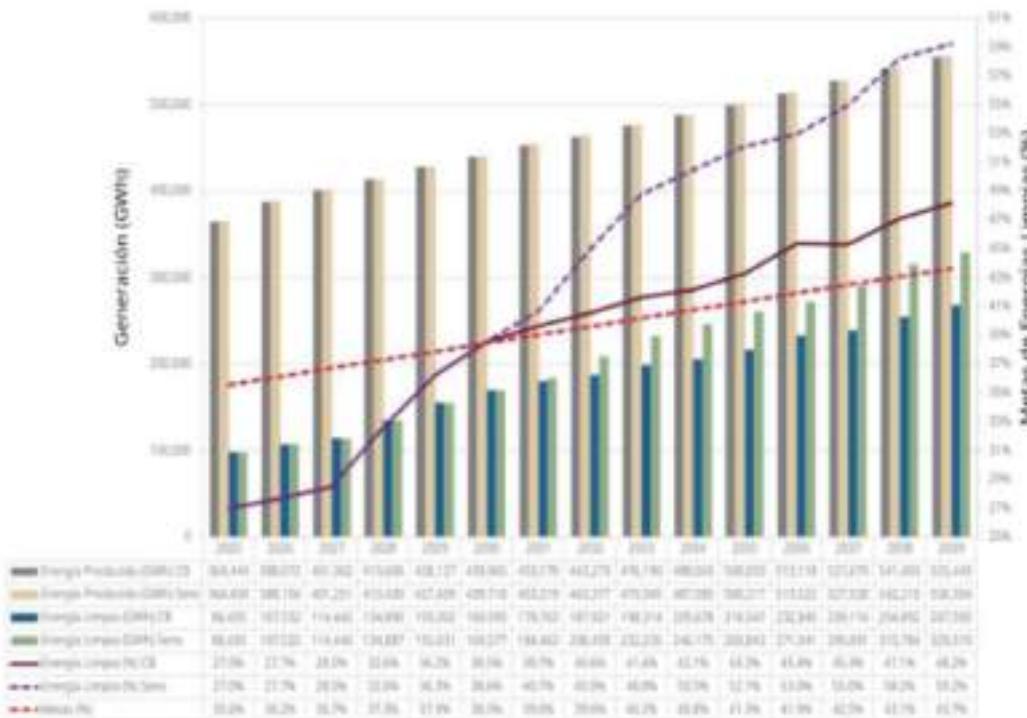
Figura 3.27. SAE con baterías: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La Figura 3.28 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de la evolución de la participación de la generación limpia en GWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que en 2039 la generación limpia esperada del Escenario Sensibilidad es superior a la meta del Caso Base, alcanzando un valor superior al 59%.

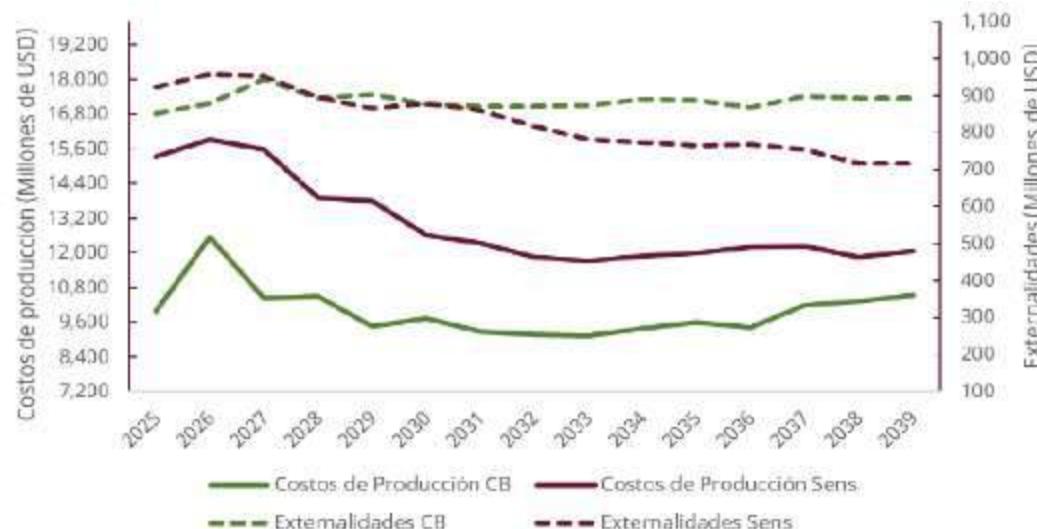
Figura 3.28. Evolución de Energías Limpias: Caso Base vs Sensibilidad 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La Figura 3.29 muestra una comparativa del escenario base versus esta sensibilidad (alta) respecto de los costos operativos promedio anual (Millones de USD).

Figura 3.29. Costos Operativos Promedio Anual 2025 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

El análisis muestra que el desarrollo óptimo del sistema es sensible a cambios en la evolución de los precios de combustibles, así como también se demostró que es posible evaluar el costo de determinadas políticas energéticas. En particular, se demostró que los costos de combustibles más altos tienen un impacto elevado en los costos operativos y en el plan de expansión (que se torna más renovable a medida que los costos térmicos son más altos).

Estos análisis son importantes en el ejercicio de planeación, dado que permiten estimar resultados diferentes cuando las variables no evolucionan como lo previsto en el caso base; también, es posible evaluar los costos de diferentes políticas energéticas y eventualmente compararlas con sus potenciales beneficios, de manera que permitan apoyar en la toma de decisiones de políticas públicas.

4. Programas y planes de inversión

4.1. Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PVIDCE)

4.1.1. Requerimientos de la capacidad adicional correspondiente al PVIDCE

El PVICRE 2025 - 2039, presenta los requerimientos de adición y retiro por Gerencia de Control Regional, tecnología y año de entrada en operación o retiro. A continuación, se presenta la capacidad a adicionar o sustituir en las ocho GCR del SEN (Tabla 4.1 a Tabla 4.8).

Se identifica un requerimiento de 76,000 MW de capacidad adicional en el SEN y 1,800 MW de sustituciones de capacidad.

La GCR Noreste concentra cerca del 30% de la capacidad adicional; seguida de la GCR Oriental y GCR Occidental con 19% y 17%, respectivamente. De manera similar, las tecnologías limpias (Baterías, Bioenergía, Eólica, Fotovoltaica, Geotérmica, Hidroeléctrica, Hidrógeno, Termosolar y Cogeneración Eficiente) adicionarán la mayoría de la capacidad (79%), como se detalla en las Tabla 4.1 a Tabla 4.8.

Tabla 4.1. Adición de capacidad GCR Central PVIRCE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
MW																
Ciclo Combinado	Adición			113	879											
Combustión Interna	Adición	10														
Cogeneración	Adición						794									
Hidroeléctrica	Adición							3								150
Fotovoltaica	Adición			39	414		80		250							226
Termoeléctrica	Sustitución				884											
Baterías	Adición			12	124		924					47				188

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.2. Adición de capacidad GCR Oriental PVIRCE 2025 - 2039

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.3. Adición de capacidad GCR Occidental PVICRE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
MW																
Ciclo Combinado	Adición				478	500										
Ciclo Combinado (H2)	Adición															
Combustión Interna	Adición	3		5												
Turbogás	Adición		28													
Cogeneración	Adición															
Hidroeléctrica	Adición		3						8							
Fotovoltaica	Adición		127	746	961	799	1,145	1,398	1,412	1,344						1,956
Eólica	Adición			200	294	165										
Geotérmica	Adición				56											
Baterías	Adición		37	155	290	290	344		222		9					

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.4. Adición de capacidad GCR Noroeste PViRCE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
MW																
Ciclo Combinado	Adición				569											
Hidroeléctrica	Adición	36	10					58								
Fotovoltaica	Adición	99			400	300	300									
Termoeléctrica	Sustitución				290											
Baterías	Adición	0	0	0	120	90	90	0	0	62	74	31	0	0	372	11

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.5. Adición de capacidad GCR Norte PViRCE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
MW																	
Ciclo Combinado	Adición		350					1,376	960	1,324							
Hidroeléctrica	Adición							16									
Fotovoltaica	Adición	32		105	330	30	336					2,268					

Eólica	Adición				50										
Baterías	Adición			32		9	101				37				20

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.6. Adición de capacidad GCR Noreste PVIRCE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
MW																
Ciclo Combinado	Adición				565						526	518			520	531
Ciclo Combinado (H2)	Adición												518		539	
Combustión Interna	Adición	19														
Hidroeléctrica	Adición							32								
Fotovoltaica	Adición			1,038	210			320		925		1				
Eólica	Adición	198	416	591	944	800	280				1,981	434	3,900			4,121
Bioenergía	Adición			74												
Termoeléctrica	Sustitución				456											
Baterías	Adición		35	347	316	240	84				93		1,170			22

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.7. Adición de capacidad GCR Baja California PVIRCE 2025 - 2039

TECNOLOGÍA	ADICIONES O SUSTITUCIONES	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
MW																
Ciclo Combinado	Adición		770					549								
Combustión Interna	Adición				240											
Turbogás	Adición	173														
Fotovoltaica	Adición		6	300	280	120		1,754								
Eólica	Adición				60				195	387	501	417		431	629	393
Geotérmica	Adición							26								
Termosolar	Adición						150			200						
Hidrógeno	Adición					13										
Turbogás	Sustitución						33									
Combustión Interna	Sustitución									142						
Baterías	Adición		2	90	104	40			9				165			24

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

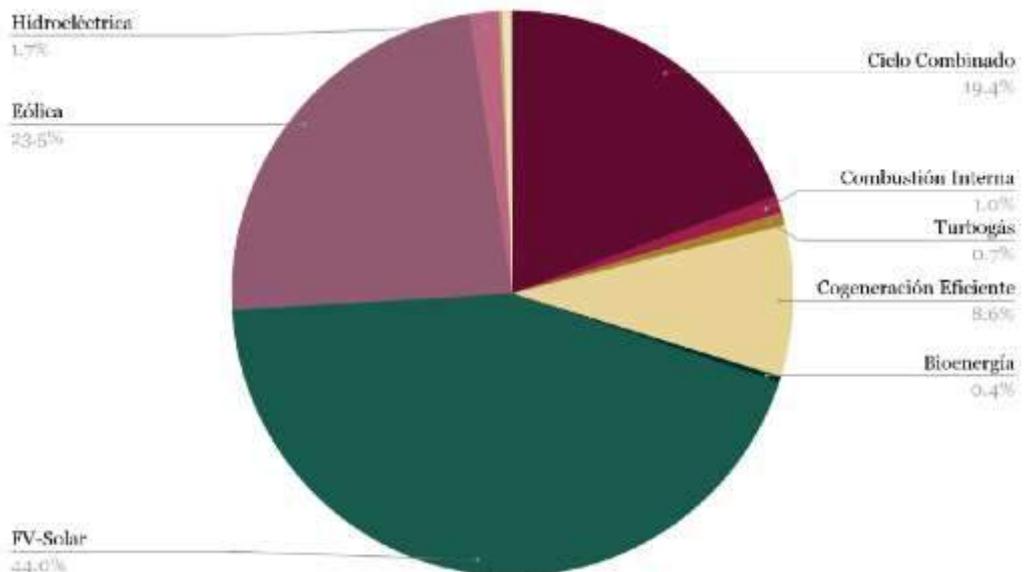
Tabla 4.8. Adición de capacidad GCR Peninsular PVIRCE 2025 - 2039

Eólica	Adición			76	764	148										285
Bioenergía	Adición			27												
Baterías	Adición				484	44			38	22				167		

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

En el periodo 2025-2030, en el PVICRE se prevé la instalación de un total de 28,004 MW de capacidad de generación eléctrica, de los cuales: el Estado aportará 17,009 MW (2,963 MW como parte del plan de fortalecimiento de la CFE de la administración pasada que entrarán en operación entre 2025 y 2027, y 14,046 MW de la administración actual). Adicionalmente, por Particulares se incorporarán en este periodo 3,590 MW de centrales eléctricas en desarrollo y 7,405 MW de requerimientos de capacidad que pueden ser desarrollados por estos. La gráfica de la Figura 4.1 muestra el detalle.

Figura 4.1. Porcentaje de Adición de Capacidad por Tecnología 2025 - 2030



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.1.2. Adiciones de capacidad del Estado

De 2025 a 2030 se espera adicionar un total de 17,009 MW de capacidad neta de generación por medio de proyectos del Estado, lo cual puede observarse en la Figura 4.2 por tipo de tecnología. La SENER mediante la planeación vinculante determinó los requerimientos del sector eléctrico a mediano y largo plazos, que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y fortalecer a las Empresas Públicas del Estado del Sector Energético, como se establece en el PND 2025 - 2030, el artículo 10, fracción XIII y 12, de la LSE, así como artículo 33, fracciones V y XXIX de la LOAPF.

Figura 4.2. Adiciones de Capacidad Neta de Proyectos del Estado 2025 - 2030



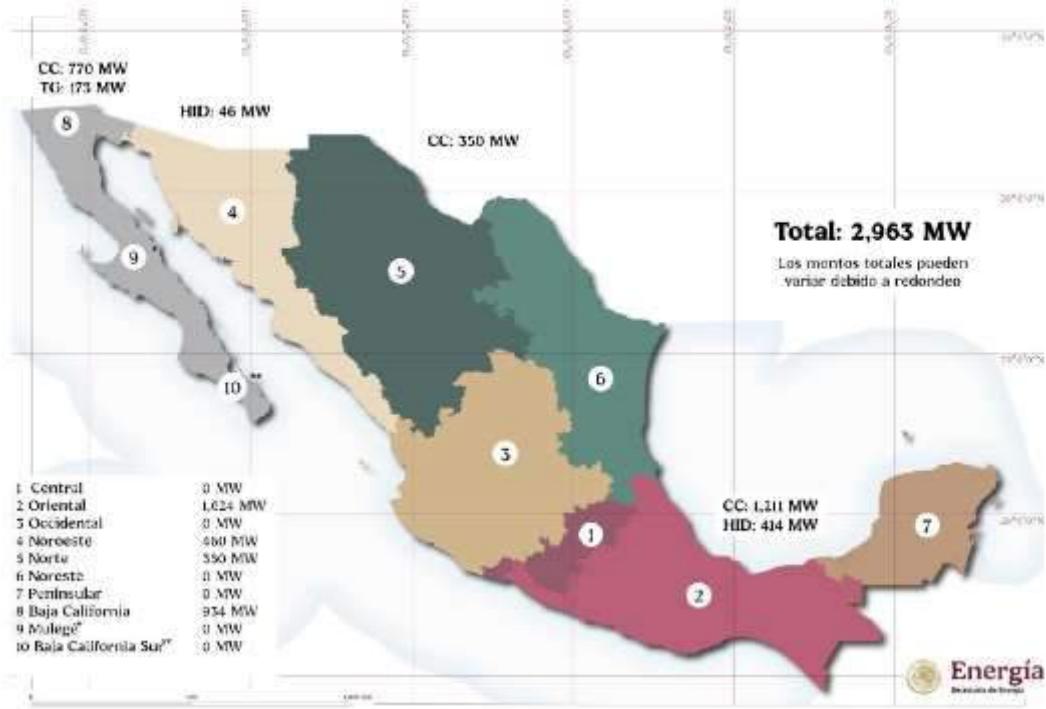
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como para continuar con la integración de centrales eléctricas con energías limpias renovables intermitentes, es imperativo la puesta en operación de nuevas centrales eléctricas para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las centrales eléctricas variables e intermitentes sin energía cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al nivel de corto circuito. Estos proyectos se establecen en el PVICRE como proyectos estratégicos y prioritarios basados en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados.

La tecnología de las centrales eléctricas de ciclo combinado, turbogás y de combustión interna brindan una mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de central eléctrica con fuentes de Energías Limpias en operación. Lo anterior debido a que estas últimas fueron diseñadas para operar en carga base y su capacidad de regulación primaria para cubrir la variabilidad, incertidumbre de la demanda y salida fortuita de la contingencia sencilla más severa para un desbalance carga-generación.

Por lo antes mencionado y como parte del fortalecimiento de la CFE durante la administración del Gobierno Federal en el periodo 2018-2024 se impulsaron proyectos de fortalecimiento correspondientes a modernización, rehabilitación y construcción de nuevas centrales. El PVICRE considera la adición de 2,963 MW para el horizonte 2025-2027, de los cuales 2,330 MW corresponden a tecnología de ciclo combinado, 173 MW de turbogás y 460 MW de hidroeléctricas. En la [Figura 4.3](#) se muestra la distribución de estos proyectos por tecnología y GCR.

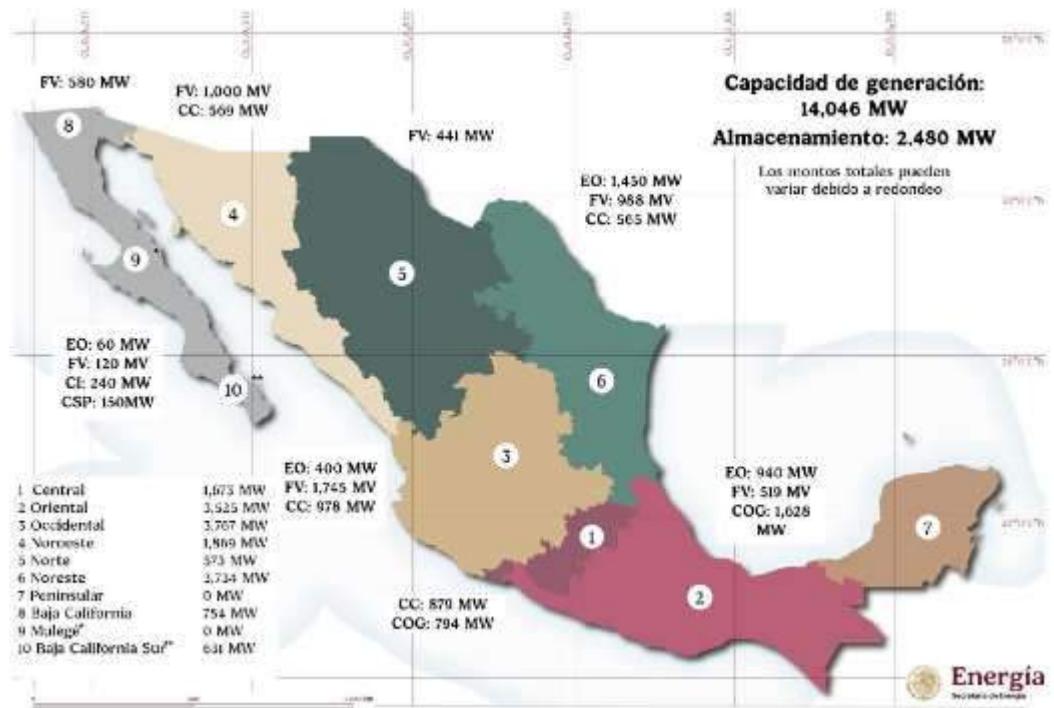
Figura 4.3. Adiciones de Capacidad de proyectos de fortalecimiento de la CFE 2025 - 2027



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Además, en la presente administración del Gobierno Federal el PVICRE considera la adición de 14,046 MW para el horizonte 2027-2030 por parte del Estado, con una participación del 77% de energías limpias, de las cuales el 60% corresponde a renovables, en la [Figura 4.4](#) se muestra la distribución de estos proyectos por tecnología y GCR.

Figura 4.4. Adiciones de capacidad de proyectos del Estado 2027 - 2030

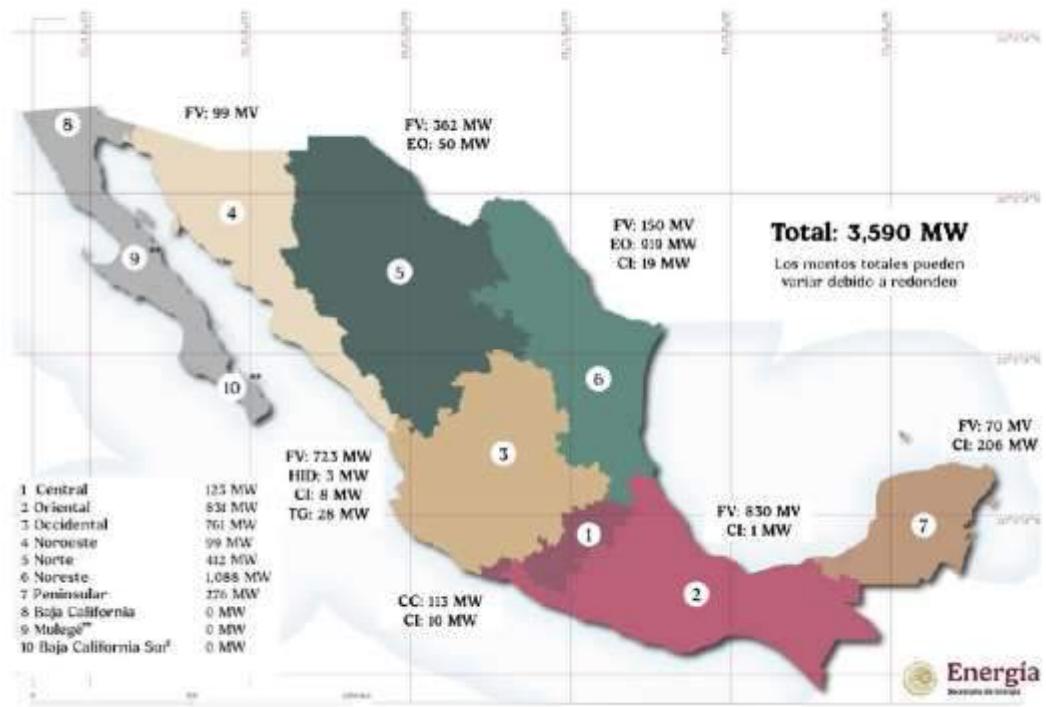


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.1.3. Adiciones de capacidad por Particulares

De 2025 a 2030 se espera adicionar 3,590 MW de capacidad de generación que cuentan con contrato de interconexión como se observa en la [Figura 4.5](#).

Figura 4.5. Adiciones de capacidad de proyectos con póliza 2025 - 2030



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La SENER determinó también 7,405 MW de adiciones de capacidad con base a la Planeación Vinculante, que pueden ser desarrollados por particulares durante el periodo 2026 a 2030, con la participación de fuentes de generación renovables como se observa en la [Figura 4.6](#). De los cuales 1,638 MW de capacidad de generación, y 900 MW de rebombo hidráulico, corresponden a proyectos estratégicos para cumplir con la política energética nacional, definidos por la SENER.

Adicionalmente, a dicha capacidad el CENACE y CNE, podrán atender y priorizar las solicitudes de otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica, así como la elaboración de estudios de interconexión para la figura de autoconsumo y la modalidad de cogeneración que pretendan desarrollar los particulares y que se encuentren alineados con los criterios de planeación vinculante. Asimismo, los trámites relacionados con el proceso de conexión de Centros de Carga podrán ser priorizados tomando en cuenta la política nacional atendiendo el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás disposiciones jurídicas aplicables.

Figura 4.6. Adición de capacidad para desarrollarse por particulares 2026 - 2030



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

La Tabla 4.9 muestra los requerimientos de capacidad del SEN que puede ser desarrollados por particulares, detallados por GCR, región de transmisión, subestación eléctrica de interconexión, nivel de tensión, tecnología, y año de entrada en operación. Los requerimientos pueden ser cubiertos por uno o más proyectos.

Tabla 4.9. Requerimientos de capacidad de particulares 2026 - 2030(14)

GCR	Región de Transmisión	Tipo	Año de Entrada en Operación	Capacidad MW	Inversión estimada obras de refuerzo (MDP)	Subestación eléctrica de Interconexión	Nivel de Tensión kV	Entidad Federativa
Central	42-Tula-Pachuca	Fotovoltaica	2027-2028	440	991	SE Maniobras que entronca las dos LT entre SE Kilómetro 110 - Pachuca Potencia	230	Hidalgo
	43-Toluca	Fotovoltaica	2028	30	91	Villa Guerrero	115	Estado de México
	42-Tula-Pachuca	Fotovoltaica	2030	80	45	Nochistongo	115	Hidalgo
Oriental	47-Puebla	Fotovoltaica	2027	200	215	SE Maniobras que entronca las LT Tecali 73560 Oriente, Tecali 73010 Guadalupe Analco y Tecali 73820 Bugambilias	115	Puebla
	46-Veracruz	Fotovoltaica	2028	120	31	Piedras Negras	115	Veracruz
	48-Morelos	Fotovoltaica	2028	120	40	Yautepec Potencia	115	Morelos
	61-Juchitán	Edílica	2028	200	31	Juchitán Dos	115	Oaxaca
	46-Veracruz	Fotovoltaica	2029	130	31	Santa Fe	115	Veracruz
	58-Grijalva	Fotovoltaica	2029	200	150	Tapachula Potencia	115	Chiapas
	59-Tabasco	Fotovoltaica	2029	100	40	Cárdenas Dos	115	Tabasco
Peninsular	46-Veracruz	Fotovoltaica	2030	250	44	Manlio Fabio Altamirano	230	Veracruz
	76-Chetumal	Edílica	2028	200	41	Xul-ha	115	Quintana Roo
	64-Escárcega	Fotovoltaica	2028	300	139	Escárcega	400	Campeche
	64-Escárcega	Fotovoltaica	2028	600	2,036	SE Maniobras que entronca las dos LT Escárcega- Ticul	400	Campeche

	68-Dzitup	Eólica	2028	320	139	Dzitup	400	Yucatán
	69-Valladolid	Eólica	2028-2029	350	2,439	SE Maniobras que entronca las dos LT Norte - Karasín Potencia	230	Yucatán
Occidental	29-Tepic	Fotovoltaica	2029	80	97	Acaponeta	115	Nayarit
	33-San Luis Potosí	Eólica	2028	100	1,017	Charcas Potencia	115	San Luis Potosí
	33-San Luis Potosí	Eólica	2029	170		El Potosí	230	San Luis Potosí
	31-Aguascalientes	Fotovoltaica	2029	90	126	Ojo Caliente	115	Zacatecas
	31-Aguascalientes	Fotovoltaica	2028	90	479	La Virgen	115	Jalisco
	31-Aguascalientes	Fotovoltaica	2028	100		Lagos Galera	115	Jalisco
	34-Salamanca	Fotovoltaica	2027	90		El Toro	115	Guanajuato
	33-San Luis Potosí	Fotovoltaica	2027	130	756	San Diego Peñuelas	115	Guanajuato
	37-San Luis de la Paz	Fotovoltaica	2027-2029	180		Santa Fe	115	Guanajuato
	38-Querétaro	Fotovoltaica	2027	100		Tequisquiapan	115	Querétaro
	38-Querétaro	Fotovoltaica	2028	220	2,516	SE de Maniobras para entroncar la LT San Juan Pontencia- Dañú	230	Hidalgo
Norte	13-Cuauhtémoc	Fotovoltaica	2029	30		Cuauhtémoc	115	Chihuahua
Noreste	19-Nuevo Laredo	Eólica	2028	140	38	Falcon Mexicano	138	Tamaulipas
	21-Matamoros	Eólica	2027	120	38	Matamoros Potencia	138	Tamaulipas
	27-Guémez	Eólica	2028	200	176	Jiménez	115	Tamaulipas
	25-Huasteca	Eólica	2027	80	106	SE de Maniobras para entroncar la LT Libramiento - Mante	115	Tamaulipas
	25-Huasteca	Fotovoltaica	2028	110	27	Puerto Altamira Eléctrica	115	Tamaulipas
	23-Saltillo	Eólica	2028	300	76	Derramadero	400	Coahuila

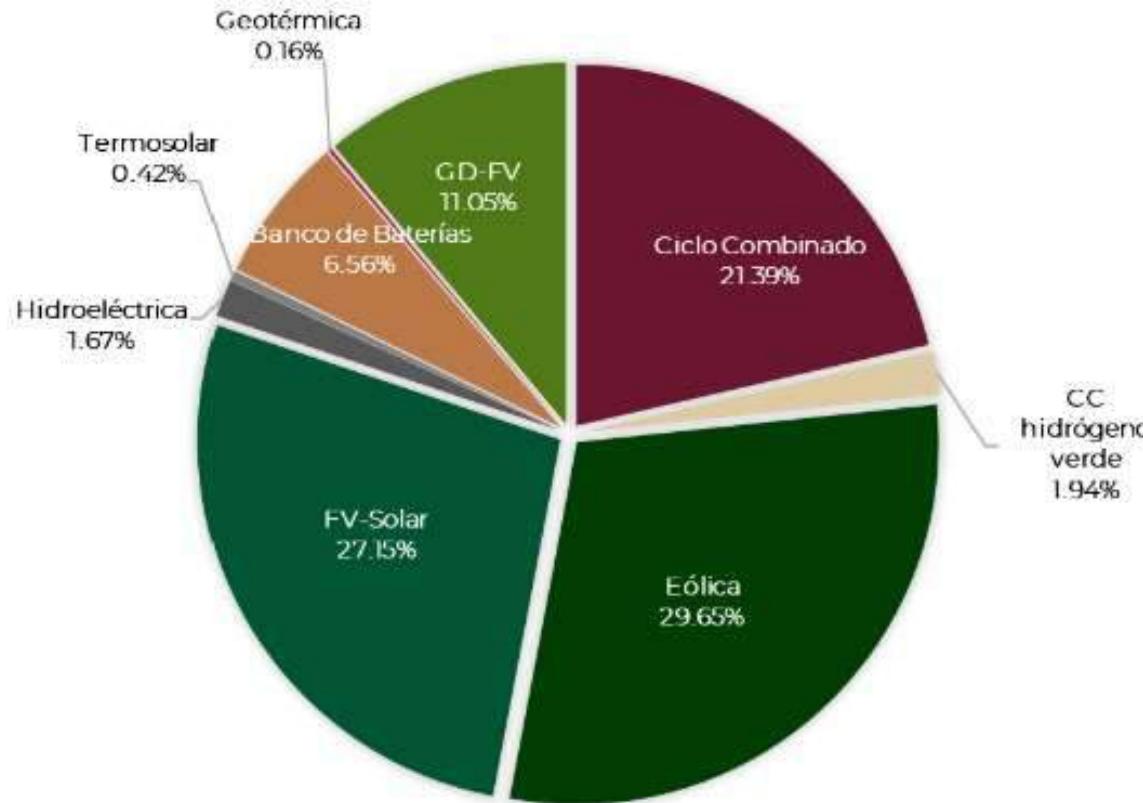
Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

4.1.4. Adiciones de capacidad 2031 - 2039

Del periodo 2031 a 2039 el PVICRE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 42,004 MW; si le agregamos los 5,220 MW esperados de adición de GD-FV para dicho periodo, la Capacidad Instalada adicional asciende a 47,224 MW. Si además se descuenta, de la capacidad anterior la capacidad de sustitución, la capacidad adicionada neta alcanzará los 47,082 MW.

La Figura 4.7 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2031- 2039, donde el 78.6% corresponde a Energías Limpias y sistemas de almacenamiento con baterías asociadas a estas. En este ejercicio del PVICRE 2025 - 2039 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (3,096 MW de 2031 - 2039) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el sistema de almacenamiento que está vinculado a futuras centrales eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.

Figura 4.7. Porcentaje de adición de capacidad por tecnología 2031 - 2039



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Se proyecta que las centrales de ciclo combinado disminuyan progresivamente el uso de gas natural, mediante el aumento gradual en el uso de hidrógeno, que se plantea incorporar a partir del año 2036, implementando una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno, con lo que se disminuirán las emisiones de este tipo de centrales.

4.2. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución

4.2.1. Ampliación y modernización de la RNT

Desde 2015, la SENER ha instruido la construcción de diferentes proyectos, con base en las propuestas realizadas por CENACE en cada PAMRNT y posteriormente referidas en los Programas elaborados por la SENER, los cuales cumplen con el objetivo de atender los requerimientos de transmisión, transformación y compensación del SEN para el suministro de energía eléctrica en el mediano plazo.

Como parte del proceso de planeación anual, el CENACE ha realizado el análisis de cada uno de los proyectos instruidos y ha confirmado su requerimiento, mediante la validación de la fecha de entrada en operación necesaria.

En esta sección se presentan las cantidades totales de metas físicas de los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER para su construcción a transmisión de la CFE, así como aquellos que han sido identificados en 2025, no se incluyen los que ya están en operación. En la [Tabla 4.10](#) se muestran las metas de los proyectos instruidos clasificados por rubro y nivel de tensión y posteriormente se presenta en la [Tabla 4.11](#) las metas referidas por entidad federativa para cada rubro (transmisión, transformación y compensación). Este reporte se considera el último documento pormenorizado proporcionado por CFE.

Las metas físicas de proyectos instruidos durante 2024 son 6,341.7 kilómetros-circuito (km-c) de líneas de transmisión, 19,759.1 MVA de capacidad de transformación y 12,103.1 MVAr de compensación, todo esto en niveles de voltaje de 400 kV, 230 kV, 161 kV, 138 kV, 115 kV, 85 kV, 69 kV, 34.5 kV y 13.8 kV.

Tabla 4.10. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por nivel de tensión instruidos hasta 2024

RUBRO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)									TOTAL
	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	34.5 kV	13.8 kV	
Líneas de Transmisión(km-c)	3,327.5	1,235.2	---	38.0	1,589.5	4.2	97.2	31.5	18.6	6,341.7
Transformación (MVA)	10,000.0	9,622.9	---	0.0	136.2	---	---	---	---	19,759.1
Compensación (MVAr)	5,520.2	1,908.0	42.0	277.0	3,998.2	0.0	280.6	---	77.4	12,103.4

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.11. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por Entidad Federativa instruidos hasta 2024

ENTIDAD FEDERATIVA	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km-c)	TRANSFORMACIÓN (MVA)	COMPENSACIÓN (MVAr)
Aguascalientes	---	---	28.00
Baja California	636.50	1,605.00	345.50
Baja California Sur	156.00	100.00	175.00
Campeche	134.80	581.20	---
Chiapas	318.70	900.00	320.00
Chihuahua	495.80	2,325.00	1,405.00
Ciudad de México	---	---	---
Coahuila de Zaragoza	696.30	700.00	619.20
Colima	---	200.00	200.00
Durango	---	---	82.50
Estado de México	332.90	875.00	275.00
Guanajuato	349.20	1,408.30	495.00
Guerrero	---	---	---
Hidalgo	373.60	133.30	30.00
Jalisco	151.50	1,425.00	374.90
Michoacán de Ocampo	81.00	600.00	69.60
Morelos	4.00	500.00	---
Nayarit	457.80	725.00	93.70
Nuevo León	74.70	1,100.00	142.50
Oaxaca	265.00	---	913.60
Puebla	0.20	---	597.20
Querétaro	137.60	1,350.00	1,065.00

Quintana Roo	302.80	1,090.00	1,096.10
San Luis Potosí	99.10	733.30	15.00
Sinaloa	662.50	958.00	1,055.00
Sonora	164.90	1,425.00	786.10
Tabasco	1.50	---	78.50
Tamaulipas	71.50	225.00	277.00
Tlaxcala	24.50	---	---
Veracruz de Ignacio de la Llave	283.40	500.00	784.10
Yucatán	62.80	300.00	90.00
Zacatecas	3.10	---	690.00
TOTAL	6,341.70	19,759.10	12,103.40

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

En la Tabla 4.12 se muestran las metas de los proyectos identificados no instruidos en 2025, que son 224.9 km-c de líneas de transmisión, 3,921.30 MVA de capacidad de transformación y 1,527.5 MVAR de compensación, todo esto en niveles de voltaje de 230 kV y 115 kV. Posteriormente se presenta en Tabla 4.13 las metas referidas por entidad federativa para cada rubro (transmisión, transformación y compensación).

Tabla 4.12. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por nivel de tensión identificados en 2025

RUBRO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)		TOTAL
	230 kV	115 kV	
Líneas de Transmisión (km-c)	6.00	218.90	224.90
Transformación (MVA)	3,641.30	280.00	3,921.30
Compensación (MVar)	---	1,527.50	1,527.50

FUENTE: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.13. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT por Entidad Federativa identificados en 2025

ENTIDAD FEDERATIVA	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km-c)	TRANSFORMACIÓN (MVA)	COMPENSACIÓN (MVar)
Baja California	12.20	505.00	30.00
Chiapas	65.00	---	22.50
Chihuahua	36.00	533.30	365.00
Coahuila de Zaragoza	---	200.00	30.00
Durango	8.00	---	30.00
Jalisco	---	100.00	30.00
Nayarit	---	525.00	---
Nuevo León	1.80	750.00	697.50
Oaxaca	5.00	100.00	15.00

San Luis Potosí	96.00	---	---
Sinaloa	1.00	---	---
Sonora	0.00	758.00	0.00
Tabasco	0.00	450.00	307.50
TOTAL	224.90	3,921.30	1,527.50

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.2.2. Principales Proyectos Instruidos de la RNT

Dentro del universo de proyectos instruidos de la RNT (actualmente 230 activos), todos aportan beneficios para resolver problemáticas en el Sistema Eléctrico Nacional, en esta sección se describen algunos de los de mayor impacto por cada Gerencia de Control Regional (GCR) y a nivel del Sistema Interconectado Nacional.

Sistema Interconectado Nacional

Con el fin de incrementar la capacidad de transmisión en los enlaces al interior de la GCR Noroeste y hacia la GCR Occidental y la GCR Norte, así como, dar soporte en la regulación de potencia reactiva en las GCR Noroeste, Occidental y Norte, se tiene el proyecto integral I20-SIN1, el cual adiciona elementos de transmisión y compensación que permitirá evacuar los excedentes de generación de Energía Eléctrica eliminando la congestión en los enlaces de transmisión entre las GCR Noroeste con la GCR Norte y GCR Occidental.

El proyecto I19-CE1 agrega una nueva trayectoria Noreste - Central que actualmente no existe, ya que la Red Eléctrica existente y el flujo de potencia que normalmente se transporta por la RNT de 400 kV sigue la trayectoria Noreste - Occidental - Central, y Noreste-Oriental-Central. Con la construcción del proyecto mencionado, se libera capacidad de transmisión entre el Noreste y el Occidente, así como entre el Noreste y el Oriental con una reducción importante de pérdidas técnicas, asimismo se tiene un impacto favorable para la confiabilidad en el SIN ante eventuales salidas de operación de enlaces de la red troncal hacia la región Centro del País.

Un elemento de gran importancia en el SEN es el Compensador Estático de VAr (CEV), que tienen la función de aportar compensación dinámica de Potencia reactiva en la operación y permite aumentar la capacidad de las líneas de transmisión, reducir las pérdidas eléctricas, mejorar el comportamiento de la red ante disturbios eléctricos y realizar el control de voltaje en el nodo donde se conecta. El proyecto M18-SIN1 contempla la modernización de ocho CEV instalados en las Gerencias de Control Regional Central, Oriental, Occidental, Noreste, Norte y Peninsular, y con la ejecución de este proyecto de modernización se mantendrá la confiabilidad en la operación del SIN.

Las Gerencias de Control Regional Norte y Noroeste cuentan con zonas previamente identificadas con potencial para el desarrollo de energía fotovoltaica. En los últimos años se han desarrollado centrales fotovoltaicas que ayudan para el suministro local de energía eléctrica. Sin embargo, para continuar integrando este tipo de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, es necesario el desarrollo del proyecto "I23-NT1 Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte" con la finalidad de conducir los excedentes de generación a los grandes centros de consumo en las regiones de Noroeste y Occidental. Con esto se impulsa el desarrollo de centrales eléctricas limpias reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

GCR Central

La Red Eléctrica de la Gerencia de Control Regional Central que atiende el suministro de energía eléctrica en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) consiste en un anillo de doble circuito en el nivel de 400 kV con Subestaciones Eléctricas que alimentan hacia red eléctrica que se encuentra mallada en el nivel de tensión de 230 kV. Esta condición de conectividad en conjunto con el propio crecimiento de infraestructura eléctrica de transmisión y nuevas Centrales Eléctricas causa niveles de corto circuito altos que rebasan la capacidad interruptiva de equipos en Subestaciones Eléctricas. Para atender esta situación, se contempla el proyecto M21-CE3 de sustitución de equipamiento con la finalidad de resolver las limitaciones del equipo existente. Es un proyecto relevante ya que, ante la operación del mismo equipamiento por debajo de los niveles de corto circuito existentes se provocaría el daño de equipos y riesgos en la integridad física del personal en las instalaciones.

Otro proyecto relevante en la GCR Central es el I19-CE1, mencionado previamente, el cual permite incrementar la capacidad de suministro hacia la ZMCM con la confiabilidad requerida.

GCR Oriental

A fin de garantizar la suficiencia en capacidad de transmisión de energía eléctrica en la red troncal de 400 kV entre el sureste y el centro del país, se contempla la implementación del proyecto M16-OR1 para mejorar las condiciones de confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica. Lo anterior debido a que en el Sureste se cuenta con las Centrales Eléctricas Hidroeléctricas (Manuel Moreno Torres, Malpaso, Angostura y Peñitas) ubicadas en la cuenca del río Grijalva y las Centrales Eléctricas con tecnología Eólica ubicadas en el Istmo de Tehuantepec (estados de Chiapas y Oaxaca). Además, el proyecto permite eliminar la restricción de transmisión en los Corredores de transmisión en 400 kV ante la condición de alta disponibilidad de generación de tipo Eólica e Hidráulica, buscando el máximo aprovechamiento de los recursos naturales renovables. De esta manera se logrará competitividad durante el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica tanto en la región Sureste como en el Centro de la República Mexicana.

Un proyecto relevante que atiende el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Veracruz es el P18-OR1, cuyo objetivo principal es garantizar la confiabilidad en el suministro eléctrico de la Ciudad de Veracruz y reducir la cargabilidad de los elementos de transmisión y transformación asociados a la RNT. Actualmente, el abasto depende de la generación instalada en la Central Dos Bocas, lo que limita el crecimiento en la demanda.

GCR Occidental

La Gerencia de Control Regional Occidental se caracteriza por su industria manufacturera y de servicios en los ramos tecnológico y automotriz como principales representantes de su actividad comercial. Sin embargo, como consecuencia de su acelerado grado de industrialización, así como el consiguiente desarrollo poblacional en la zona de influencia se han detectado problemáticas para garantizar el abasto de energía eléctrica. Actualmente se tienen problemáticas de baja tensión en la Red Troncal de Transmisión en el corredor Las Mesas - Querétaro, el cual ha operado con valores cercanos a su límite de transmisión. Para atender esta problemática se plantea el proyecto I19-CE1, el cual creará un nuevo corredor directo entre las regiones Noreste y Centro evitando el paso de energía en la Red Troncal de la zona Querétaro.

En esa misma región, actualmente, se tiene un gran desarrollo de empresas tecnológicas lo que ha impulsado el crecimiento en la demanda de energía eléctrica en las zonas Querétaro y San Juan del Río por lo que se pronóstica que ante la entrada de estos nuevos centros de carga se presenten problemáticas de transformación los cuales se resuelven con los proyectos P24-OC3 y P19-OC3.

Adicionalmente, con la finalidad de atender el futuro crecimiento de la demanda en la zona Vallarta se cuenta con el proyecto P21-OC8, que resolverá la problemática de saturación de Líneas de Transmisión y equipos de transformación en la zona.

GCR Noroeste

Debido a las condiciones en la infraestructura eléctrica que actualmente se presentan en el ámbito de la GCR Noroeste y al incremento en la demanda de energía eléctrica en la misma, se presentan problemáticas en los elementos de transformación, principalmente, en las trayectorias 230/115 kV y de transmisión de la Red Eléctrica con enlaces de tipo subterráneo. Para la problemática de transformación, se identifican tres zonas: la primera en los municipios de Puerto Peñasco y Caborca en el estado de Sonora en donde los elementos de transformación de la SE Seis de Abril presentan saturación en su capacidad de transformación; la segunda en la Zona Hermosillo donde la saturación en la transformación se presenta en la SE Hermosillo Loma, y la tercera en la Zona Mazatlán en la transformación instalada en la SE Mazatlán Dos.

Las problemáticas se solucionan con la entrada en operación de los proyectos: P20-NO1, P20-NO2 y P20-NO6, respectivamente para cada zona identificada. En cuanto a las sobrecargas en los elementos de transmisión, la principal característica es debido a su limitada capacidad de transmisión ya que cuenta con una configuración subterránea, ya sea total o parcial, la solución a esta problemática se solventa con los proyectos: P19-NO2 y P20-NO7.

GCR Norte

La Gerencia de Control Regional Norte cuenta con grandes centros de consumo, como el de Ciudad Juárez, cuyo consumo de energía eléctrica incrementa año tras año ya que es zona de asentamiento de empresas manufactureras.

Al ser un centro económico importante y derivado por el fenómeno de relocalización de industrias, es necesario atender las problemáticas de saturación en líneas de transmisión y transformación, a través de los proyectos en desarrollo P22-NT1 y P24-NT1, lo que permitirá suministrar energía eléctrica a la zona.

Por su parte, también se cuenta con pequeños centros rurales de consumo los cuales son atendidos mediante redes de transmisión a largas distancias con característica radial. En ellos se presentan condiciones de abatimientos de tensión en condiciones de demanda máxima de cada una de esas zonas lo que hace necesario la inyección de potencia reactiva capacitativa en la zona de influencia. Para atender esta problemática se tienen en programa una serie de proyectos como P20-NT1, P22-NT2 y P23-NT2.

GCR Noreste

La Gerencia de Control Regional Noreste cuenta con un gran centro de consumo que es la ciudad de Monterrey y su área metropolitana. De forma histórica, se ha desarrollado una industria manufacturera y de servicios en la región. Derivado de la relocalización de cadenas de suministro y el crecimiento natural la demanda de energía eléctrica se mantiene en constante crecimiento. Ante ello y con la finalidad de atender las sobrecargas en bancos de transformación se requiere el proyecto P24-NE1. En la zona Matamoros se presenta la saturación del banco de transformación de la Subestación Eléctrica Matamoros Potencia, cuya problemática se resuelve con el proyecto instruido P20-NE2 el cual incrementa la capacidad de transformación en la zona y permite el suministro de energía en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación en la zona.

GCR Peninsular

Los proyectos instruidos P18-PE2 y P20-PE3 de aumento de capacidad de transmisión para atender la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya permiten resolver en el mediano plazo la problemática existente de limitaciones para el suministro de energía eléctrica en la región de mayor crecimiento del estado de Quintana Roo. Los beneficios que aportan estos proyectos contemplan: El ahorro en costos de producción de energía eléctrica, reducción en emisiones contaminantes; flexibilidad operativa para la realización de mantenimiento programados y falla de elementos; evita dependencia del despacho de generación de tipo turbogás con diésel; incentivar inversión para el desarrollo turístico del estado como es el tren Maya y en general mejorar la confiabilidad ante posibles fallas de algún elemento de la RNT.

Adicionalmente, se tiene considerado el incremento de capacidad de transmisión hacia la Isla de Cozumel, debido a que actualmente se tiene limitada su capacidad de suministro, además de que los cables submarinos instalados ya han alcanzado su vida útil, lo que reduce su confiabilidad. El proyecto contemplado es el P15-PE1 con enlaces submarinos en el nivel de tensión de 115 kV que aportarán beneficios como es la reducción del costo operativo en la Isla, dado que actualmente se requiere la operación de turbogás con Diésel. Asimismo, se incrementará la capacidad de suministro en Cozumel que incentiva el crecimiento de desarrollo turístico.

GCR Baja California, Sistema Interconectado Baja California

Debido a las condiciones en la infraestructura eléctrica que actualmente se presentan en el ámbito de la GCR Baja California y al incremento natural en la demanda de energía eléctrica en la misma, se presentan problemáticas en los elementos de transformación en las trayectorias 230/115 kV y 230/69 kV. Para la problemática de transformación se identifican dos zonas: la primera en la ciudad de Tijuana, Baja California, en donde los elementos de transformación de la SE Panamericana Potencia presentan saturación en su capacidad de transformación. La segunda es la ciudad de Ensenada, donde la saturación en la transformación se presenta en la SE Ciprés y SE Lomas. Las problemáticas se solucionan con la entrada en operación de los proyectos: P17-BC14, P21-BC1, M22-BC1 y P17-BC11, respectivamente, para cada zona identificada. Con la entrada en operación de los proyectos de transformación se incrementará la capacidad de transformación al interior de la zona Tijuana y se estará en condiciones de realizar el cambio de tensión en la operación de 69 kV a 115 kV el cual se tiene identificado en las zonas Tijuana y Tecate en el mediano plazo.

Con el proyecto de incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada, se formará un anillo entre las zonas Ensenada y Mexicali creando una Red Eléctrica más robusta. Lo anterior permitirá eliminar sobrecargas en elementos de transmisión, transformación, y se mejorarán los perfiles de tensión particularmente en San Quintín, San Simón y San Felipe. Finalmente, se tendrá una Red Eléctrica que permitirá el desarrollo regional al sur de la ciudad de Ensenada para el largo plazo.

Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur

En el Sistema Interconectado Baja California Sur se presenta la saturación en los elementos de transformación en la Subestación El Palmar que restringe la capacidad de transmisión entre la Zona La Paz y Zona Los Cabos. La problemática se soluciona con la entrada en operación del proyecto: P20-BS2. Con la entrada en operación del proyecto de transformación se incrementará la capacidad de transformación al sur de la Zona Los Cabos, incrementando la capacidad de transmisión entre la Zona La Paz y Los Cabos, lo que permitirá la incorporación de proyectos de generación permitiendo el desarrollo regional para el mediano plazo.

En el siguiente cuadro se muestra la relación de los proyectos mencionados, donde se resalta su estatus constructivo.

Tabla 4.14. Estatus de los principales proyectos instruidos de la RNT

ESTATUS REPORTADO POR CFE	PROYECTO	PROYECTO ELEMENTAL MÍNIMO (PEM)	FECHA NECESARIA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	FECHA FACTIBLE DE TÉRMINO PORMENORIZADO CFE	AÑO DE INSTRUCCIÓN SENER
Ejecución o Construcción	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-21	oct-25	2018
Ejecución o Construcción	Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte	I20-SIN1	abr-21	Fase 1 / ene-26 Fase 2, etapa 1 /ene-26 Fase 2, etapa 2 /feb-26 Fase 2, etapa 3 /mar-26	2021 (julio)
Ejecución o Construcción	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	P19-OC3	abr-23	jun-26	2019
Por concursar	Suministro de energía en la Zona de Operación de Transmisión Veracruz (Antes Olmeca Banco 1)	P18-OR1	abr-17	mar-27	2018
En concurso etapa 1 En Ejecución o Construcción etapas 2 y 3	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	I19-CE1	abr-25	Etapa 1 / dic-26 Etapa 2 / ago-26 Etapa 3 / nov-25	2019
Por concursar	Paso del Norte Banco 2	P22-NT1	abr-26	oct-26	2022
Por concursar	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	M18-SIN1	dic-19	Etapa 1 / jun-28 Etapa 2 / dic-26	2018
En proceso de decisión	Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco	M16-OR1	abr-19	ago-27	2017
En proceso de decisión	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	P19-NO2	abr-19	jun-27	2019
En proceso de decisión	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	P20-NE2	abr-23	mar-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo	P20-NO2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Incremento de la confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán	P20-NO6	abr-24	abr-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las Zonas	P20-NO7	abr-20 y abr-24	ene-27	2021 (febrero)

	Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán				
En proceso de decisión	Soporte de tensión para la región Mesteñas	P20-NT1	abr-20	feb-28	2021 (febrero)
En proceso de decisión	El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	P17-BC11	abr-22	nov-27	2017
En proceso de decisión	Atención al suministro de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey	P24-NE1	abr-27	nov-27	2024
En proceso de decisión	Suministro de Energía para la Región Querétaro	P24-OC3	abr-28	jun-27	2024
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco	P20-NO1	abr-24	ago-27	2021 (febrero)
En proceso de decisión	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	P22-NT2	abr-24	dic-26	2022
En proceso de decisión	Incremento en la capacidad transformación en zona Los Cabos	P20-BS2	abr-24	jul-27	2021 (febrero)
En Análisis	Aumento de capacidad de transformación y transmisión entre las zonas Tepic y Vallarta	P21-OC8	abr-22	abr-29	2021 (julio)
En Revisión	Red de transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte	I23-NT1	abr-28	oct-29	2023
En Análisis	Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana	P21-BC1	abr-25	mar-29	2021 (julio)
En Análisis	Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	M22-BC1	abr-22	mar-29	2022
En Revisión	Soporte de Tensión zona Durango red de 115 kV	P23-NT2	abr-27	mar-30	2023
En Revisión	Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona urbana de Juárez	P24-NT1	abr-28	dic-30	2024

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.2.3. Proyectos identificados de la RNT en el proceso de planeación de 2025

Los proyectos de ampliación y modernización identificados en el ejercicio de planeación de 2025 consisten en 15 proyectos de ampliación (3 en la GCR Oriental, 3 en la GCR Occidental, 2 en la GCR Noroeste, 3 en la GCR Norte, 2 en la Noreste y 2 en la GCR Baja California) y dos de modernización (en la GCR Central y GCR Peninsular), cuya construcción y puesta en servicio es fundamental para atender el Suministro Eléctrico en el mediano y largo plazos, procurando que la operación del SEN se desarrolle en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiability, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Tabla 4.15. Proyectos identificados de ampliación de la RNT en PAMRNT 2025

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Oriental	P25-OR1	Atención al suministro de energía eléctrica en las Zonas Villahermosa y Chontalpa	abr-24	Villahermosa y Chontalpa / Tabasco

	P25-OR2	Incremento de capacidad de suministro hacia la Zona San Cristóbal	abr-29	San Cristóbal / Chiapas
	P24-OR2	Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec	dic-30	San Cristóbal / Chiapas
Occidental	P25-OC1	Soporte de tensión para la Zona Matehuala	abr-30	Matehuala / San Luis Potosí
	P25-OC2	Suministro de energía en la región Ciénega - Zamora	abr-30	Ciénega - Carapan / Jalisco
	P25-OC3	Incremento de transformación en la Zona Tepic	abr-30	Tepic / Nayarit
Noroeste	P25-NO1	Incremento en la capacidad de transformación de la Zona Navojoa	abr-30	Navojoa / Sonora
	P25-NO2	Eliminar restricción en la capacidad de transmisión de la LT Culiacán Cuatro - Culiacán Sur	abr-30	Culiacán / Sinaloa
Norte	P25-NT1	Incremento de transformación en la Zona Juárez	abr-29	Juárez / Chihuahua
	P25-NT2	Incremento de transformación en la Zona La Laguna	abr-31	Torreón / Durango
	P25-NT3	Soporte de tensión en la Zona Cuahtémoc	abr-30	Cuahtémoc / Chihuahua
Noreste	P25-NE1	Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Monclova	abr-25	Monclova / Coahuila
	P25-NE2	Atención al suministro de energía del Sureste de la Zona Metropolitana de Monterrey	abr-25	Monterrey / Nuevo León
Baja California	P25-BC1	Incremento en la capacidad de transformación en la SE Rubí	abr-30	Tijuana / Baja California
	P25-BC2	Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV al oriente de la ciudad de Tijuana y Tecate	abr-30	Tijuana / Baja California

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.16. Proyectos identificados de modernización de la RNT en PAMRNT 2025

NOMBRE DEL PROYECTO	PEM	Gerencia de Control Regional	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE	DESCRIPCIÓN DE PROYECTO
Modernización integral de la Subestación Eléctrica San Bernabé en 400 kV	M25-CE1	Central	dic-27	Se capacidades equipamiento tienen obsoletos superan de y se equipos	El proyecto consiste en la modernización integral del equipamiento en 400 kV de la SE San Bernabé
Sustitución de Autotransformador AT7 en SE Valladolid	M25-PE1	Peninsular	dic-30	Se capacidades equipamiento tienen obsoletos superan de y se equipos	El proyecto consiste en la sustitución de autotransformador AT7 existente de relación de transformación 230/115 kV

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.2.4. Proyectos de la RNT en estudio indicativos en el mediano y largo plazo

A continuación, se presenta una serie de proyectos denominados como indicativos, los cuales actualmente se encuentran en estudio por parte del CENACE y se identifican en forma preliminar requerimientos de refuerzos de la RNT. Bajo esta denominación se consideran 5 proyectos (1 en la GCR Occidental, 1 en la GCR Norte, 2 en la GCR Baja California y 1 en la GCR Mulegé). Algunos de los proyectos ya cuentan con Estudios económicos y Estudios

electrotécnicos de estado estacionario, sin embargo, aún requieren de mayor análisis. Estos proyectos se requieren en un horizonte de mediano y largo plazo ($\eta+6$ a $\eta+14$) y dependen de la evolución de los proyectos de Centrales Eléctricas o Centros de Carga y desarrollo regional.

A continuación, se presenta un resumen de los proyectos identificados que se encuentran en estudio y su estatus al mes de agosto de 2025.

Tabla 4.17. Estatus de los principales proyectos indicativos de la RNT

PEM	NOMBRE	ETAPA DE ESTUDIOS	GCR
P25-OC4	Zona Metropolitana de Guadalajara	En estudios electrotécnicos de estado estacionario, corto circuito y económicos	Occidental
P25-NT4	Durango Banco 3	En estudios electrotécnicos de estado estacionario, corto circuito y económicos	Norte
E25-BC1	Cambio de tensión de operación de 69 kV a 115 kV de la red eléctrica que suministra las ciudades de Tijuana y Tecate (Etapas: 2, 3, 4).	En estudios electrotécnicos de corto circuito y estabilidad.	Baja California
E25-BC2	Incremento en la Compensación de potencia reactiva Dinámica en la región Valle de la GCRBC	En estudios electrotécnicos de estado estacionario, corto circuito y económicos	Baja California
E25-MU1	Solución Integral al suministro eléctrico de largo plazo para la zona Guerrero Negro.	Estudios electrotécnicos con integración de generación renovable y económicos realizados	Sistema Interconectado Mulegé

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.2.5. Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos instruidos de las RGD del MEM tienen el objetivo de atender las necesidades existentes y futuras de suministro de energía eléctrica al aumentar la capacidad de transformación mediante la ampliación de Subestaciones Eléctricas existentes o la construcción de nuevas.

Los Bancos de Transformación de las RGD permiten el suministro en media tensión para el servicio público con redes de distribución que a su vez alimentan transformadores de distribución para el aprovechamiento de energía en baja tensión para servicio residencial y comercial en gran medida.

En la [Tabla 4.18](#) se muestran las metas de los proyectos instruidos de las RGD del MEM, que son 774.3 km-c de líneas de transmisión, 4,841.9 MVA de capacidad de transformación y 309.50 MVAR de compensación, todo esto en niveles de voltaje de 230 kV, 161 kV, 138 kV, 115 kV, 69 kV, 34.5 kV y 13.8 kV. Posteriormente se presenta en la [Tabla 4.19](#) las metas referidas por estado de la República Mexicana para cada rubro (Transmisión, Transformación y Compensación), no se incluyen los que ya están en operación.

Tabla 4.18. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT y RGD del MEM por nivel de tensión instruidos hasta 2024

Rubro	NIVEL DE TENSIÓN								Total
	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	69 kV	34.5 kV	23 kV	13.8 kV	
Líneas de Transmisión (km-c)	17.2	17.4	7.4	732.4	---	---	---	---	774.36
Transformación (MVA)	300.0	170.0	80.0	4,231.9	60.0	---	---	---	4,841.90
Compensación (MVar)	---	---	---	22.5	---	42.0	63.6	181.4	309.50

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.19. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por Estado instruidos hasta 2024

ENTIDAD FEDERATIVA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN (km-c)	TRANSFORMACIÓN (MVA)	COMPENSACIÓN (MVar)
Aguascalientes	14.00	60.00	3.60
Baja California	33.90	590.00	35.40
Baja California Sur	7.20	120.00	22.20
Chiapas	58.90	160.00	9.60
Chihuahua	123.30	330.00	19.80
Coahuila de Zaragoza	---	60.00	3.60
Durango	---	40.00	2.40
Guanajuato	17.80	220.00	13.20
Hidalgo	30.10	29.40	1.20
Jalisco	48.00	300.00	16.80
Morelos	---	70.00	4.20
Nayarit	12.20	90.00	5.40
Nuevo León	8.70	180.00	10.80
Oaxaca	0.50	20.00	1.20
Puebla	0.20	30.00	1.80
Querétaro	5.20	180.00	10.80
Quintana Roo	20.20	110.00	14.10
San Luis Potosí	111.50	390.00	23.40
Sinaloa	112.20	600.00	36.00
Sonora	19.00	370.00	22.20
Tabasco	78.40	200.00	12.00
Tamaulipas	37.60	360.00	21.60
Tlaxcala	---	30.00	---
Veracruz de Ignacio de la Llave	17.50	212.50	12.80
Yucatán	18.00	90.00	5.40
TOTAL	774.30	4,841.90	309.50

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Las metas físicas para los proyectos identificados no instruidos en 2025 se muestran en la [Tabla 4.20](#), estas son: 219.2 km-c de líneas de transmisión, 1,070.0 MVA de capacidad de transformación y 64.2 MVAR de compensación, todo esto en niveles de voltaje de 230 kV, 161 kV, 138 kV, 115 kV, 69 kV y 13.8 kV. Posteriormente, se presentan en la [Tabla 4.21](#) las metas referidas por estado de la República Mexicana para cada rubro (Transmisión, Transformación y Compensación).

Tabla 4.20. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por nivel de tensión identificados en 2025

RUBRO	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	69 kV	13.8 kV	TOTAL
Líneas de Transmisión (km-c)	10.1	0.8	1.4	191.2	15.6	---	219.2
Transformación (MVA)	120	40	---	890	20	---	1,070.0
Compensación (MVAr)	---	---	---	---	---	64.2	64.2

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.21. Metas físicas de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM por Estado identificados en 2025

ENTIDAD FEDERATIVA	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km-c)	TRANSFORMACIÓN (MVA)	COMPENSACIÓN (MVAr)
Aguascalientes	22	30	1.8
Baja California	10.9	160	9.6
Campeche	6.4	30	1.8
Chihuahua	---	30	1.8
Coahuila de Zaragoza	1.3	110	6.6
Durango	---	40	2.4
Guanajuato	---	90	1.8
Guerrero	15.6	20	1.2
Jalisco	28	30	1.8
Nuevo León	0	20	1.2
Querétaro	100	30	1.8
Quintana Roo	---	40	2.4
Sinaloa	21.7	100	9.6
Sonora	6	40	2.4
Tabasco	---	60	3.6
Tamaulipas	0.2	60	3.6
Veracruz de Ignacio de la Llave	7.1	150	9
Yucatán	---	30	1.8
TOTAL	219.2	1,070.00	64.2

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

4.2.6. Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Los proyectos identificados de Ampliación de las RGD del MEM son presentados al CENACE por CFE Distribución, las obras tienen como objetivo atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica pronosticada en el corto plazo, así como los requerimientos del proceso de planeación que atiende cada uno de ellos en su respectiva zona de influencia. Son un total de 34 proyectos distribuidos de la siguiente manera: 1 en la GCR Central, 8 en la GCR Oriental,

5 en la GCR Occidental, 4 en la GCR Noroeste, 3 en la GCR Norte, 6 en la GCR Noreste, 3 en la GCR Peninsular y 4 en la GCR Baja California. Dichos proyectos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.22. Proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM en PAMRNT 2025

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ESTADO
Central	D25-CE1	Zirándaro Banco 1	mar-29	Altamirano / Guerrero
	D25-OR1	Cardel Banco 2	may-29	Veracruz / Veracruz
	D25-OR2	Coatepec Banco 2	may-29	Xalapa / Veracruz
	D25-OR3	El Lencero Banco 1	may-29	Xalapa / Veracruz
	D25-OR4	Cosolapa II Banco 2	may-29	Papaloapan / Veracruz
	D25-OR5	Tierra Blanca II Banco 1	may-29	Papaloapan / Veracruz
	D25-OR6	Omealca Banco 1	mar-29	Córdoba / Veracruz
	D25-OR7	La Curva Banco 1	mar-29	Los Ríos / Tabasco
Oriental	D25-OR8	Tenosique Banco 1	mar-29	Los Ríos / Tabasco
	D25-OC1	El Carmen Banco 1	oct-30	Minas / Jalisco
	D25-OC2	Apaseo Oriente Banco 2	abr-29	Celaya / Guanajuato
	D25-OC3	Chipilo Banco 1	abr-29	Celaya / Guanajuato
	D25-OC4	Apaseo Banco 2	abr-29	Celaya / Guanajuato
	D25-OC5	Jesús María Banco 1	abr-29	Aguascalientes /Aguascalientes
	D25-NO1	Placitas Banco 1	abr-29	Hermosillo / Sonora
	D25-NO2	Pueblos Unidos Banco 1	abr-30	Culiacán / Sinaloa
Noroeste	D25-NO3	Chametla Banco 1	abr-30	Mazatlán / Sinaloa
	D25-NO4	Mazatlán Tecnológico Banco 2	abr-29	Mazatlán / Sinaloa
	D25-NT1	Cementos Banco 2	abr-30	Torreón / Coahuila
	D25-NT2	Jardín Banco 2	abr-29	Gómez Palacio / Durango
Norte	D25-NT3	Benito Juárez Banco 1	abr-29	Juárez / Chihuahua
	D25-NE1	Nuevo Santander Banco 1	abr-29	Victoria / Tamaulipas
	D25-NE2	Sierra Gorda Banco 1	jul-29	Rio Verde / San LuisPotosí
Noreste	D25-NE3	Sabinas Hidalgo Banco 3	jun-29	Cerralvo / Nuevo León
	D25-NE4	El Pasito Banco 1	abr-30	Reynosa / Tamaulipas
	D25-NE5	Fundadores Banco 1	jun-30	Piedras Negras / Coahuila
	D25-NE6	Carranza Banco 1	jun-30	Piedras Negras / Coahuila
	D25-PE1	Ucú Banco 2	abr-29	Mérida / Yucatán
	D25-PE2	Gobernadores Banco 1	abr-29	Campeche / Yucatán
Peninsular	D25-PE3	Kukulkán Banco 2	abr-30	Cancún / Quintana Roo
	D25-BC1	Campestre Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California
	D25-BC2	Mayos Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California
Baja California	D25-BC3	Portales Banco 1	abr-30	Mexicali / Baja California

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.3. Redes Eléctricas identificadas de refuerzo para los proyectos de Generación incluidos en el PVRCE

Derivado de los análisis electrotécnicos realizados para el desarrollo de los proyectos incluidos en el PVICRE se han definido los requerimientos de infraestructura eléctrica. A continuación, se realiza un compendio por Gerencia de Control Regional de estos requerimientos, así como la inversión requerida estimada considerando costos de referencia e incertidumbre, y corresponde a estimaciones preliminares.

En algunos proyectos aún se requieren estudios electrotécnicos adicionales, así como la revisión de equipamiento adicional que resulte de la revisión de la CFE Transmisión en sitio, que permitirán precisar metas físicas definitivas. Adicionalmente, es importante indicar que se considera que los proyectos instruidos de la RNT y RGD estarán en operación, ya que estos son requeridos por sus problemáticas que resuelven y con la inclusión de nuevas Centrales Eléctricas se aprovechará su capacidad.

Las inversiones estimadas de redes eléctricas vinculantes se muestran en el siguiente cuadro

Tabla 4.23. Inversiones totales estimadas en red eléctrica vinculante

RED DE PROYECTOS SENER (PRIVADO)	MONTO DE INVERSIÓN (MDP)
Red de Proyectos Privados	33,269.93
Red de Proyectos CFE Estratégicos	45,561.67
Red de Proyectos PEMEX Cogeneración	1,993.97
TOTAL	80,825.57

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.3.1. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a la CFE

Las metas físicas y montos de inversión para este rubro son preliminares, ya que se tiene en proceso la revisión de sitios probables de Centrales Eléctricas de acuerdo con el potencial de energía renovable, por lo cual estos resultados podrán cambiar.

Tabla 4.24. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Central

Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de Inversión	MDP							80.28

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.25. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Oriental

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c	5	1			1			7
Transformación	MVA								0
Compensación	MVar								0
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad	5	1			1			7
Interruptores	Juego								0
Transformadores de Corriente	Juego								0
Cuchillas	Juego								0
Trampas de Onda	Unidad								0
Monto de Inversión	MDP								969.10

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.26. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Occidental

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c	231	68.5			100.68			400.18
Transformación	MVA		1,050			25			1,075
Compensación	MVar								0
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad	2	9			14			25
Interruptores	Juego	2	2			15			19
Transformadores de Corriente	Unidad		23			21			44
Cuchillas	Juego		22			8			30
Trampas de Onda	Unidad		9			2			11
Monto de inversión	MDP								20,681.43

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.27. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Noroeste

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c	70				34.5		104.50
Transformación	MVAr							0
Compensación	MVAr	700						700
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad	10			10			20
Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Juego							0
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							3,946.58

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.28. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Norte

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c					40		40
Transformación	MVA							0
Compensación	MVAr							0
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad					4		4
Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Unidad							0
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							563.44

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.29. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Noreste

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c	122						122

Compensación	MVar	75						75
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad	4						4
Interruptores	Juego	6						6
Transformadores de Corriente	Unidad	7						7
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							3,638.20

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.30. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en la GCR Baja California

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c	350							350
Transformación	MVA	2,375							2,375
Compensación	MVar	750	600						1,350
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad	7	1						8
Interruptores	Juego								0
Transformaciones de Corriente	Unidad								0
Cuchillas	Juego								0
Trampas de Onda	Unidad								0
Monto de inversión	MDP								8,006.50

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.31. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de la CFE en el Sistema Interconectado Baja California Sur

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c		394			70			464
Transformación	MVAR								0
Compensación	MVAR	200							200
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad		1			27			28

Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Unidad							0
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							7,676.10

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.3.2. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a PEMEX

Tabla 4.32. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de PEMEX en la GCR Central

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c		87					87
Transformación	MVA							0
Compensación	MVar							0
EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad	2						2
Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Juego	2	14					16
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							755.40

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.33. Metas físicas e inversión preliminar identificados para los proyectos Estratégicos de PEMEX en la GCR Oriental

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c	137						137
Transformación	MVa							0
Compensación	MVar							0
EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad	6						6
Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Juego							0
Cuchillas	Juego							0

Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							1,238.60

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

4.3.3. Proyectos de planeación vinculante correspondientes a particulares

Tabla 4.34. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares en la planeación vinculante en la GCR Central

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c	3	53.28				1		57.28
Transformación	MVA								0
Compensación	MVar								0
EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad	8	8			2			18
Interruptores	Juego					1			1
Transformadores de Corriente	Juego								0
Cuchillas	Juego								0
Trampas de Onda	Unidad								0
Monto de inversión	MDP								2,938.80

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.35. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares de la planeación vinculante en la GCR Oriental

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)							TOTAL
		400	230	161	138	115	85	69	
Transmisión	km-c	137				8			145
Transformación	MVA								0
Compensación	MVar								0
EQUIPAMIENTO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA									
Alimentadores	Unidad	3	2			13			18
Interruptores	Juego								0
Transformadores de Corriente	Juego					1			1
Cuchillas	Juego								0
Trampas de Onda	Unidad								0
Monto de inversión	MDP								4,368.10

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.36. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares en la planeación vinculante en la GCR Occidental

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c		259			98.3		357.3
Transformación	MVA		100					100
Compensación	MVar							0
EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad		14			21		35
Interruptores	Juego					11		11
Transformadores de Corriente	Unidad		2			10		12
Cuchillas	Juego					32		32
Trampas de Onda	Unidad		1					1
Monto de inversión	MDP							10.877.10

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.37. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares en la planeación vinculante en la GCR Norte

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c							0
Transformación	MVA							0
Compensación	MVar							0
EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA								
Alimentadores	Unidad					1		1
Interruptores	Juego							0
Transformaciones de Corriente	Unidad							0
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de inversión	MDP							34.98

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.38. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares en la planeación vinculante en la GCR Noreste

RUBRO		NIVEL DE TENSIÓN (kV)						TOTAL
		400	230	161	138	115	85	
Transmisión	km-c	396				1.8		397.8

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.39. Metas físicas e inversión preliminar identificadas para particulares en la planeación vinculante en la GCR Peninsular

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla 4.40. Metas físicas e inversión identificadas para particulares en la planeación vinculante en el Sistema Interconectado Baja California Sur

Interruptores	Juego							0
Transformadores de Corriente	Unidad							0
Cuchillas	Juego							0
Trampas de Onda	Unidad							0
Monto de Inversión	MDP							36.0

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Glosario

Sistema energético

Generación de energía eléctrica: Es el proceso en el cual se transforma la energía contenida en un energético como combustibles fósiles, energías limpias o renovables en energía eléctrica. Esta conversión se lleva a cabo a través de diferentes tecnologías que aplican principios termodinámicos, electromagnéticos o fotoeléctricos, dependiendo de la fuente de energía utilizada.

Generación distribuida: Generación de energía eléctrica a través de generadores exentos, es decir, centrales eléctricas de pequeña escala que no requieren ni cuentan con un permiso de generación otorgado por la autoridad reguladora, pero puede estar interconectado a un circuito de distribución. Esta generación se lleva a cabo generalmente cerca del punto de consumo y está destinada a abastecer parcial o totalmente la demanda local. Actualmente se establece una capacidad máxima de menos de 0.7 MW.

Infraestructura Eléctrica Nacional: Conjunto interconectado y estructurado de instalaciones físicas, sistemas tecnológicos y equipos de gran escala que conforman la base operativa para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas tecnologías abarcan centrales de generación, redes de transmisión, subestaciones eléctricas, centros de control, monitoreo del sistema eléctrico y redes de distribución que permiten llevar energía eléctrica hasta las personas usuarias finales. Su diseño y operación están regulados por normas técnicas y criterios de confiabilidad.

Redes Generales de Distribución: Subsistema de la Infraestructura Eléctrica Nacional y del Sistema Eléctrico Nacional, encargado de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación donde se reduce la tensión proveniente de la red de transmisión hasta los puntos de consumo final. Estas redes operan con un suministro eléctrico a niveles de media tensión mayores a 1 KV y menores a 69 KV, así como las redes eléctricas de baja tensión con un suministro eléctrico igual o menor a 1 KV y están conformadas por líneas aéreas, transformadores de distribución, dispositivos de protección, y sistemas de medición y control.

Redes Particulares: Instalaciones eléctricas de transmisión y distribución que, aunque sean similares a las redes públicas, no forman parte de la Red Nacional de Transmisión ni de las Redes Generales de Distribución. Son desarrolladas, operadas y mantenidas por empresas particulares, como empresas privadas, industriales o generadores, para uso exclusivo o limitado, ya sea para conectar centros de carga propios, plantas de generación aislada, o para establecer interconexiones internas en complejos industriales o comerciales.

Red Nacional de Transmisión: Sistema integrado por las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y a las personas usuarias finales, así como las interconexiones a los Sistemas Eléctricos extranjeros que determine la SENER. incluye tensiones iguales o mayores a 39 KV.

Sistema Eléctrico Nacional: Es el conjunto de infraestructura que permite suministrar energía eléctrica a las personas usuarias finales del país, a través de un sistema de integrado por la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución, las centrales eléctricas, los equipos e instalaciones del CENACE destinados al control operativo del SEN.

Energéticos

Biogás: Es un energético primario en estado gaseoso, producido a partir de la descomposición anaeróbica de biomasa y/o de la fracción biodegradable de los residuos. Su composición permite que, tras un proceso de purificación química, pueda usarse

como biocombustible o como sustituto del gas natural principalmente en la generación de energía eléctrica.

Biodiesel: Es un biocombustible líquido obtenido mediante el proceso químico denominado transesterificación, el cual los triglicéridos presentes en aceites vegetales (tanto de cultivos energéticos como desechos industriales o comerciales) o grasas animales, reaccionan con un alcohol de cadena corta, generalmente metano o etanol en presencia de un catalizador. El resultado de esta reacción es la producción de ésteres metílicos o etílicos de ácidos grados, que constituyen el biodiesel, y glicerina como subproducto. Este combustible es compatible con motores diésel convencionales B100 o en mezclas con diésel fósil como B20 o B10.

Biomasa: Es un energético que se obtiene a partir de materia orgánica como los pellets de madera que se obtienen de los desechos de la industria maderera.

Energía eléctrica: Es la energía producida por el desplazamiento de cargas eléctricas principalmente electrones, a través de un conductor. Este flujo de cargas se produce como consecuencia de una diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, la cual establece un campo eléctrico que induce el movimiento ordenado de dichas cargas. Este desplazamiento permite la realización del trabajo eléctrico.

Energía nuclear: Energía primaria obtenida de los núcleos de los átomos siendo este una partícula más pequeña en la que se puede dividir un material. Un átomo posee tres tipos de partículas subatómicas, neutrones, protones y electrones, de los cuales, los primeros se mantienen unidos por dicha energía. El combustible más utilizado para la obtención de esta energía es el uranio, al ser el material más pesado de la naturaleza y con mayor energía atómica.

Energías Limpias: Son las fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica que no producen emisiones o residuos dentro de los umbrales establecidos por las normativas ambientales vigentes. Ayudan a la reducción del impacto negativo ambiental y contribuyen a la sostenibilidad energética.

Energías Renovables: Son las energías cuyas fuentes residen en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable que se generen naturalmente o con capacidad de regeneración a escala de tiempo del ser humano. Se consideran fuentes de Energías Renovables; al viento tanto en zonas terrestres como marinas, la radiación solar en todas sus formas, el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales con embalses ya existentes, la energía oceánica en sus distintas formas, la energía que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la tierra y los energéticos que determine la Ley de Biocombustibles.

Eólica: Es la energía primaria obtenida a partir de la conversión de la energía cinética del viento, producida por el desplazamiento de las corrientes de aire ocasionadas por el calentamiento no uniforme de la superficie terrestre.

Gas natural: Energía primaria constituida por una mezcla de gases que se obtiene directamente de la extracción de yacimientos subterráneos o resultado de procesos industriales de separación. Su componente principal es el metano, acompañado de otros hidrocarburos como el etano, propano, butano y pentanos. Así mismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácidos sulfídrico, entre otros.

Geotermia: Energía primaria extraída del calor interno de la tierra, concentrado en sistemas o yacimientos geotérmicos subterráneos. Este calor se manifiesta en la superficie a través de manantiales, suelos calientes, volcanes de lodo, fumarolas, géiseres y zonas de alteración hidrotermal.

Solar: Energía primaria derivada por la radiación electromagnética emitida por el sol. Puede ser captada y convertida en energía térmica para el calentamiento de fluidos o transformada en energía eléctrica mediante tecnologías fotovoltaicas, entre otras.

Flujos energéticos

Capacidad de generación instalada: Representa la suma de la capacidad nominal de todas las plantas generadoras conectadas al sistema eléctrico, sin considerar factores de disponibilidad o demanda.

Consumo bruto: Total de energía utilizada en un periodo determinado, que incluye la energía consumida por los sectores finales (residencial, comercial y servicios, industrial y transporte) más la energía utilizada en los procesos de transformación, generación y distribución del sistema energético.

Comercio exterior: Consiste en la importación y exportación de energía eléctrica, mediante interconexiones transfronterizas. Este intercambio permite optimizar el uso de recursos energéticos.

Consumo final: Cantidad total de energía utilizada directamente por los sectores consumidores finales (residencial, industrial, agropecuario, comercial y servicios, y transporte), excluyendo las pérdidas en transformación y distribución, representa la energía efectiva consumida para procesos productivos, movilidad y uso doméstico.

Demanda máxima integrada bruta: Valor máximo de potencia eléctrica requerida simultáneamente por todas las personas consumidoras conectados al sistema eléctrico durante un periodo específico, considerando la demanda total sin descontar las pérdidas ni consumos propios de las instalaciones de generación y transmisión.

Exportación: Corresponde al envío y venta de energía eléctrica fuera del territorio nacional, destinado para su uso o consumo en otros países que contenga interconexión eléctrica con el SEN.

Importación: Es la adquisición de energía eléctrica provenientes de países extranjeros que contempla la interconexión con el SEN.

Pérdidas técnicas: Son las pérdidas de energía que se producen de forma inevitable durante el proceso de transmisión y distribución de la electricidad. Estas pérdidas se manifiestan principalmente como energía térmica generada por el calentamiento de los conductores, transformadores y demás componentes del SEN, cuando la corriente eléctrica circula a través de ellos. Este fenómeno se conoce como efecto joule, y es una consecuencia directa de la resistencia eléctrica de los materiales. Las pérdidas técnicas forman parte del funcionamiento normal del sistema eléctrico.

Pérdidas no técnicas: Son las pérdidas de energía que ocurren cuando una parte del consumo no es registrado por los sistemas de medición. Estas pérdidas no están relacionadas con las propiedades físicas del sistema, sino que se originan por causas como el uso ilícito de la energía, fallas o manipulaciones en los equipos de medición, errores administrativos, omisiones en el registro de datos o facturación incorrecta.

Tecnologías de generación eléctrica

Centrales fotovoltaicas: Instalación de generación eléctrica basada en tecnología fotovoltaica, que convierte directamente la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Está compuesta por un conjunto de módulos solares, cada uno formado por múltiples celdas fotovoltaicas fabricadas con materiales de semiconductores, principalmente silicio monocristalino, policristalino o tecnologías de capa delgada. Estos módulos se interconectan eléctricamente en configuraciones en serie y paralelo para alcanzar los niveles de voltaje y corriente requeridos, produciendo electricidad en forma de corriente continua (CC), la energía generada se canaliza hacia inversores que convierten la corriente continua en corriente alterna (AC) para su integración a la red eléctrica o su uso directo.

Central eléctrica: Instalación destinada a la generación de energía eléctrica a través de la conversión de energía mecánica, obtenida a partir de diversas fuentes de energía primaria, tales como combustibles fósiles, energía hidráulica, nuclear, eólica, solar fotovoltaica, entre otras. Estas instalaciones integran sistemas de conversión energética que incluyen turbinas, generadores eléctricos y equipos auxiliares para transformar y optimizar la producción eléctrica conforme a los requerimientos de la red de suministro.

Centrales eléctricas asíncronas: Tecnología que utiliza generadores de inducción, el rotor gira a una velocidad ligeramente más lenta que la del campo magnético del estator. Esta diferencia se le llama deslizamiento y es lo que permite que se genere la electricidad.

Ciclo combinado: Tecnología de generación eléctrica que integra dos ciclos termodinámicos complementarios para maximizar la eficiencia energética. Una turbina de gas convierte la energía química del combustible en energía mecánica a alta temperatura y presión, generando electricidad de manera directa. Los gases de escape calientes resultantes de esta turbina no se desperdician, sino que se canalizan hacia una caldera de recuperación de calor, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor alimenta una turbina de vapor de condensación, que convierte la energía térmica residual en energía mecánica adicional, incrementando la producción eléctrica total sin aumentar significativamente el consumo de combustible.

Combustión interna: Principio de fundamento empleado en centrales eléctricas que utilizan motores de combustión interna, generalmente basados en la tecnología de motores diésel, y alimentados por combustibles líquidos como combustóleo o diésel. En estos sistemas, la energía química del combustible se convierte en energía térmica mediante un proceso de combustión controlada dentro de los cilindros del motor. La rápida expansión de los gases de combustión generados produce un movimiento lineal o rotativo en los pistones, transformando la energía térmica en energía mecánica. Esta energía mecánica

es transmitida a un generador eléctrico que, a través de un sistema electromagnético, convierte el movimiento rotatorio en energía eléctrica.

Hidrógeno verde: Tecnología que se basa en la generación de hidrógeno, un combustible ligero y reactivo generado a través de un proceso químico denominado como electrólisis. Utiliza la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua, donde la energía utilizada es producida por energías renovables un ejemplo la energía solar.

Reactores nucleares: Instalaciones diseñadas para iniciar, controlar y mantener reacciones nucleares en cadena, principalmente de fisión del uranio o plutonio, con el propósito de generar calor para utilizarlo en la producción de vapor que impulsa las turbinas conectadas a generadores eléctricos, convirtiendo la energía nuclear en energía eléctrica.

Solar térmica de concentración con torre central: Tecnología de generación de energía que utiliza un campo de heliostatos, espejos planos o ligeramente curvados, orientados a un sistema de seguimiento solar para reflejar y concentrar la radiación solar hacia un receptor ubicado en la parte superior de una torre central. El receptor absorbe la energía concentrada y transfiere el calor a un fluido térmico utilizado para producir vapor a alta presión. Este vapor acciona turbinas de vapor acopladas a generadores eléctricos, convirtiendo la energía térmica a electricidad.

Turbinas eólicas: Sistema diseñado para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Están compuestas por un rotor con palas aerodinámicas que capturan la fuerza del viento y la convierten en movimiento de rotación. Este movimiento se transmite a un generador eléctrico a través de un eje y un sistema de engranajes o sistema directo, donde la energía mecánica se transforma en electricidad.

Turbinas hidrocinéticas marinas: Sistemas que aprovechan la energía cinética del flujo de corrientes marinas, mareas o ríos para generar energía eléctrica sin necesidad de presas o embalses. Funcionan de manera similar a las turbinas eólicas, utilizando el movimiento del agua para girar sus aspas, las cuales están conectadas a un generador. Estas turbinas se instalan en el lecho marino o en estructuras flotantes.

Turbogás: Sistema de generación eléctrica que utiliza una turbina de gas como elemento central, en la cual la energía cinética de los gases calientes, resultantes de la combustión controlada de aire y combustible, se aprovecha directamente para producir trabajo mecánico. En este proceso, el aire comprimido se mezcla y quema con el combustible en la cámara de combustión, generando gases a alta temperatura y presión que se expanden a través de los álabes de la turbina. Esta expansión convierte la energía térmica y de presión de los gases de energía cinética como impulso a la rotación del eje de la turbina. El movimiento rotatorio generado se acopla a un generador eléctrico, donde se transforma en energía eléctrica.

Sistemas de almacenamiento de baterías: Tecnología utilizada para almacenar energía eléctrica que producen los sistemas de generación; su capacidad y funcionamiento dependerá de la marca, modelo, tecnología interna (materiales activos, electrolitos, separadores, colectores de corriente, conexión de celdas, entre otros), tipo de ciclo (bajo o profundo), capacidad de almacenamiento, eficiencia de carga, ciclos de carga y la profundidad de descarga.

Flujos económicos

Costos: Desembolsos económicos asociados a la utilización de recursos para producir bienes, ofrecer servicios o desarrollar actividades. Incluyen elementos como materiales, mano de obra, energía y gastos operativos, y se clasifican según su naturaleza y comportamiento en el proceso productivo.

Facturación: Son los documentos que detallan la compraventa de bienes o la prestación de servicios donde se incluye la descripción de productos o servicios, las cantidades, el precio acordado sin impuestos y los impuestos aplicables como el IVA.

Inflación: Es el aumento generalizado de los precios de una canasta de productos y servicios por un periodo de tiempo prolongado. Este fenómeno afecta en diferentes puntos económicos de las personas derivado a que la moneda pierde valor.

Precios: Valor monetario asignado a un bien o servicio como resultado de la interacción entre la oferta y la demanda en el mercado, Refleja factores como costos de producción, generación, percepciones de valor del consumidor entre otros.

Producto Interno Bruto: Indicador macroeconómico que representa el valor monetario total de todos los bienes y servicios finales producidos dentro de las fronteras de un país durante un periodo determinado. El PIB refleja la actividad económica nacional y es una medida para evaluar el crecimiento económico.

Tarifa Media Nacional: valor promedio ponderado de los precios que pagan las personas usuarias finales por el consumo de energía eléctrica a nivel nacional. Esta tarifa refleja la combinación de diferentes tarifas aplicadas en zonas geográficas y

sectores económicos. Se utiliza como referencia para análisis económico.

Tarifas Finales del Suministro Básico: Tiene por objeto la determinación de los cargos que aplica CFE suministrador de Servicios Básicos a las personas usuarias finales por el servicio eléctrico, con la finalidad de obtener el ingreso estimado y necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable no garantizada.

Tarifas reguladas: Las contraprestaciones establecidas por la CNE, y validadas por la SENER; para los servicios de transmisión, distribución, operación de la Suministradora de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista;

Siglas y acrónimos

AGR	Esquema tarifario de electricidad de bombeo agrícola
AUT	Autoabasto
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNE	Comisión Nacional de Energía
CG	Cogeneración
COM	Esquema tarifario de electricidad comercial
COP	Conferencias de las Partes
EIA	Agencia Internacional de Energía
EMD	Esquema tarifario de electricidad de empresa mediana
EXP	Exportación
FESEN	Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional
FSUE	Fondo del Servicio Universal Eléctrico
FONADIN	Fondo Nacional de Infraestructura
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GD-FV	Generación Distribuida Fotovoltaica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIN	Esquema tarifario de electricidad de Gran Industria
IMP	Importación
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
LBio	Ley de Biocombustibles
LGeo	Ley de Geotermia

LitioMx	Litio para México
LOAPF	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
LPTE	Ley de Planeación y Transición Energética
LSE	Ley del Sector Eléctrico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MISSE	Manifestación de Impacto Social del Sector Energético
MR	Margen de Reserva
NDC	Contribuciones Nacionalmente Determinadas
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OEA	Organización de los Estados Americanos
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PAM	Programas de Ampliación y Modernización
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión
PAMGRD	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PROSENER	Programa Sectorial de Energía de México
PP	Pequeño Productor
PRODECOBIS	Polos de Desarrollo Económico para el Bienestar
PVIRCE	Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
PIB	Producto Interno Bruto
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productor Independiente de Energía
RNT	Red Nacional de Transmisión
RGD	Redes Generales de Distribución
RES	Esquema tarifario de electricidad residencial
RPeME	Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural en México

SCnMEM	Servicios Conexos del Mercado Eléctrico Mayorista
SIBCS	Sistema Interconectado de Baja California Sur
SIBC	Sistema Interconectado de Baja California
SIMUL	Sistema Interconectado de Mulegé
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SSB	Suministradora de Servicios Básicos
SER	Esquema tarifario de electricidad de servicios
UPC	Usos Propios Continuos

Unidades

%	Porcentaje
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
km	Kilómetro
km-c	Kilómetro circuito
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt hora
MDP	Millones de pesos
MMBTU	Millón de unidades térmicas británicas
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MVA	Megavolt amperio
MVAr	Megavolt amperio reactivo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
MWh/h	Megawatt hora por hora
p.u.	por unidad
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
tCO2e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
tCO2e/MWh	Toneladas de dióxido de carbono equivalente por megawatt hora
TWh	Terawatt hora
USD	Dólares estadounidenses
USD/MMBTU	Dólares estadounidenses por millón de unidades térmicas británicas

Anexos

A1. Anexo estadístico

Tabla A1.1 Consumo final de energía eléctrica por región 2010 - 2024

(GWh)	GERENCIA DE CONTROL							SISTEMA				
AÑO	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN	SEN
2010	34,789	31,734	45,144	14,567	17,052	37,261	7,732	9,605	1,722	107	188,279	199,714
2011	36,540	33,567	48,599	16,264	18,340	40,608	8,142	10,044	1,882	112	202,060	214,098
2012	37,792	34,836	49,959	16,895	18,656	40,941	8,354	10,514	1,932	115	207,433	219,995
2013	38,818	35,292	50,428	17,263	18,743	40,989	8,660	10,554	1,965	118	210,192	222,830
2014	39,064	35,986	51,952	17,796	19,596	41,947	9,032	11,122	2,016	124	215,373	228,635
2015	40,364	37,286	53,884	18,497	20,368	43,231	9,730	11,618	2,098	124	223,360	237,199
2016	45,070	38,423	53,290	20,017	21,231	45,455	10,342	12,005	2,239	123	233,828	248,195
2017	46,423	39,607	57,743	20,823	22,466	45,957	11,055	12,429	2,267	125	244,073	258,895
2018	48,269	41,840	58,995	21,277	23,565	47,973	11,399	12,798	2,460	125	253,318	268,700
2019	48,590	42,709	60,871	21,441	24,592	48,723	12,425	12,937	2,501	126	259,352	274,917
2020	46,362	40,722	59,536	22,247	24,508	45,613	11,204	13,521	2,394	131	250,193	266,239
2021	47,262	42,530	61,885	22,332	24,699	49,321	11,827	14,671	2,597	135	259,855	277,258
2022	48,988	44,503	64,629	22,580	25,268	51,806	13,043	14,991	2,742	137	270,817	288,687
2023	49,709	46,528	66,822	24,037	25,909	53,160	14,414	14,879	2,995	146	280,579	298,599
2024	49,411	48,022	67,732	24,651	26,592	53,876	14,934	15,565	3,079	150	285,218	304,011

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.2 Pérdidas de energía eléctrica por región 2010 - 2024

(GWh)	GERENCIA DE CONTROL							SISTEMA				
Año	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN	SEN
2010	18,088	6,612	7,943	1,956	2,867	4,327	1,270	982	191	15	43,064	44,252
2011	17,116	6,999	8,920	2,062	3,281	4,699	1,341	986	187	12	44,418	45,602
2012	15,542	6,928	8,844	2,142	3,278	4,740	1,318	1,082	165	12	42,792	44,050
2013	13,751	7,066	8,763	2,265	3,356	4,719	1,374	1,042	172	13	41,294	42,520
2014	12,885	7,016	8,822	2,300	3,024	4,715	1,334	1,027	187	11	40,095	41,321
2015	12,022	7,313	8,571	2,215	2,845	4,909	1,514	1,047	194	8	39,390	40,640
2016	11,513	7,311	8,152	2,374	2,884	5,107	1,396	1,008	191	9	38,737	39,946

2017	11,424	7,178	7,624	2,355	2,897	5,732	1,240	1,066	253	9	38,449	39,777
2018	10,946	6,484	7,203	2,330	2,890	7,033	1,341	1,261	174	5	38,228	39,668
2019	10,044	7,483	7,625	2,376	3,350	6,483	1,313	1,140	194	10	38,675	40,018
2020	9,142	8,199	7,556	2,669	3,890	7,103	1,150	1,110	197	12	39,710	41,028
2021	8,906	8,053	7,356	2,956	4,049	7,130	1,673	834	220	11	40,122	41,187
2022	8,473	7,614	7,353	2,884	4,278	7,748	1,389	1,178	213	9	39,738	41,138
2023	7,956	8,103	7,764	3,219	4,602	8,044	1,323	1,091	255	10	41,010	42,366
2024	7,955	8,490	7,958	3,113	4,678	8,130	1,578	1,230	246	9	41,901	43,387

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.3 Importación y exportación de energía eléctrica 2010 -2024

(GWh)	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	BALANCE
AÑO			
2010	397	1,348	-951
2011	596	1,292	-696
2012	2,166	1,117	1,049
2013	1,210	1,240	-30
2014	2,124	2,653	-529
2015	1,650	2,195	-545
2016	2,345	2,300	45
2017	2,151	1,804	347
2018	3,673	2,093	1,580
2019	3,874	3,084	790
2020	1,625	2,285	-660
2021	1,737	2,693	-956
2022	2,147	2,421	-275
2023	2,074	3,112	-1,038
2024	2,469	2,818	-349

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.4 Consumo bruto de energía eléctrica por región 2010-2024

(GWh)	GERENCIA DE CONTROL							SISTEMA				
	AÑO	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN
2010	58,422	40,098	51,407	17,339	20,403	43,442	9,206	10,991	2,016	136	240,317	253,460
2011	59,303	42,447	55,871	19,251	22,116	47,379	9,735	11,426	2,165	138	256,103	269,831
2012	59,061	43,835	57,470	20,097	22,484	47,776	9,938	12,020	2,209	143	260,661	275,034
2013	58,086	44,224	57,779	20,466	22,679	47,581	10,300	11,996	2,239	147	261,115	275,497
2014	57,423	44,901	59,345	21,089	23,150	48,559	10,635	12,598	2,310	151	265,101	280,160
2015	57,844	46,587	61,025	21,642	23,734	50,114	11,610	13,122	2,400	146	272,557	288,225
2016	59,103	47,642	62,808	23,389	24,696	52,895	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792
2017	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498	13,825	2,622	152	293,127	309,727

2018	61,293	50,285	68,107	24,684	27,000	56,426	12,989	14,535	2,759	155	300,783	318,232
2019	60,853	51,655	69,697	24,966	28,868	57,411	13,872	14,621	2,823	155	307,321	324,920
2020	57,429	50,436	68,154	26,104	29,291	54,239	12,497	14,938	2,722	159	298,150	315,968
2021	58,272	53,051	70,900	26,449	29,808	57,901	13,613	15,966	2,911	161	309,994	329,033
2022	59,866	54,643	73,763	26,332	30,596	60,806	14,677	16,686	3,080	164	320,683	340,613
2023	60,160	56,633	76,564	28,259	31,905	62,170	16,054	16,346	3,328	165	331,744	351,584
2024	60,059	58,547	77,541	29,126	32,711	64,080	16,930	17,218	3,425	170	338,994	359,807

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.5 Demanda máxima bruta integrada y coincidente en 2024

SISTEMA	DEMANDAS MÁXIMAS 1/		DEMANDAS COINCIDENTES		
	MWh/h	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN	SEN	
			MWh/h	MWh/h 2/	
SISTEMA					
SEN 2/	55,528	0.4			55,528
SIN	52,302	0.3			52,302
SIBC	3,635	5.1			2,798
SIBCS	689	2			490
SIMUL	34	5.3			24
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL					
CEN	8,848	2.7	8041		8,076
ORI	9,034	2.9	8456		8,393
OCC	11,834	3.1	11,834		11,677
NOR	5,909	1.7	4,902		5,108
NTE	5,540	1.7	5,330		5,313
NES	11,109	1.3	10,999		10,875
PEN	2,969	10.1	2,740		2,772

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.6 Demanda máxima integrada por región y sistema 2010-2024

(MWh/h)	GERENCIA DE CONTROL							SISTEMA				
AÑO	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN	SEN
2010	9,004	6,356	8,175	3,617	3,385	7,070	1,520	2,229	368	26	35,310	37,665
2011	8,844	6,577	8,669	3,772	3,682	7,587	1,544	2,237	385	27	37,256	39,330
2012	8,651	6,626	8,975	3,870	3,725	7,798	1,558	2,302	389	26	38,000	40,075
2013	8,411	6,709	9,207	4,087	3,841	7,781	1,628	2,225	407	27	38,138	40,316
2014	8,192	6,767	9,104	4,034	3,955	7,876	1,664	2,350	428	28	39,000	41,262
2015	8,151	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	432	28	39,840	42,648

2016	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893	43,448
2017	8,705	7,299	9,842	4,582	4,608	8,846	1,955	2,699	484	29	43,319	46,025
2018	8,805	7,594	10,373	4,759	4,639	9,202	2,061	2,863	500	29	45,167	47,903
2019	8,754	7,923	10,096	5,310	4,851	9,707	2,246	2,887	536	30	45,946	48,808
2020	8,717	7,461	9,763	5,220	4,976	9,399	2,014	3,132	513	30	43,271	46,722
2021	8,450	7,868	10,292	5,343	5,042	9,674	2,210	3,215	560	32	45,653	48,532
2022	8,466	8,203	10,537	5,342	5,343	10,237	2,372	3,361	596	32	47,453	51,108
2023	8,619	8,783	11,478	5,808	5,446	10,962	2,698	3,457	675	32	52,137	55,332
2024	8,848	9,034	11,834	5,909	5,540	11,109	2,969	3,635	689	34	52,302	55,528

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.7 Pronóstico regional del PIB, escenario de planeación 2025-2030 y 2025-2039

GCR Central	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR CEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.5%, con una contribución a la economía nacional en el año 2039 de 27%. Por el lado de la demanda, se estima que las zonas Ecatepec de la región Valle de México Norte, Nezahualcóyotl de la Valle de México Centro y Las Lomas perteneciente a la Valle de México Sur, registrarán el crecimiento promedio anual más elevado a un ritmo de 3.3%, 4.2% y 4.7%, respectivamente durante el mismo periodo.
GCR Oriental	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR ORI tenga un crecimiento promedio anual de 2.0%, con una contribución esperada de 15.2% al final del periodo. Considerando la demanda máxima, se estima que las zonas de la GCR ORI que presenten el mayor crecimiento a tasa media anual sean Chilpancingo (2.7%), Zihuatanejo (2.5%) y San Cristóbal (2.4%).
GCR Occidental	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR OCC tenga un crecimiento promedio anual de 2.8%, incrementando su participación en la economía nacional al pasar de 20.9% en 2025 a 21.7% en 2039. En el mismo periodo se proyecta que las demandas máximas con las TMCA más elevadas se registren en las zonas Minas (región Jalisco) con 4.2%, Querétaro (región Bajío) con 7.7% y Zitácuaro (región Centro Occidente) con 3.5%.
GCR Noroeste	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR NOR tenga un crecimiento promedio anual de 2.4% y que su porcentaje de participación en la economía disminuya de 5.4% en 2025 a 5.3% en 2039. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que la zona Nogales crezca a un ritmo promedio anual 3.6%.
GCR Norte	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR NTE tenga un crecimiento promedio anual de 2.1%. Sin embargo, se pronostica que disminuya su porcentaje de participación en la economía al pasar de 6% en 2025 a 5.7% en 2039. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas con mayor crecimiento sean Juárez y Chihuahua con una tasa promedio anual de 3.6% y 3.1%, respectivamente.
GCR Noreste	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR NES tenga un crecimiento promedio anual de 2.7% y que su porcentaje de participación en la economía nacional aumente un poco al pasar de 14.3% en 2025 a 14.6% en 2039. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Río Verde, Mante y Huejutla crezcan a una TMCA de 5%, 3.6% y 3.5%, respectivamente.
GCR Peninsular	Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR PEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.6% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente, al pasar de 5.6% en 2025 a 5.7% en 2039. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se

		espera que las zonas con mayor crecimiento durante el periodo sean Motul con 3.5%, seguida de Mérida y Cancún con una tasa de 3.4%, cada una.
GCR Baja California		<p>Se espera que en el periodo 2025 - 2039, el PIB de la GCR BC tenga un crecimiento diferenciado en los sistemas interconectados</p> <p>Sistema Interconectado Baja California: Para el periodo 2025 - 2039, se proyecta que el PIB del SIBC tenga un crecimiento promedio anual de 2.9% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente en 2039 llegando a 4.0%. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Tijuana y Ensenada registren la TMCA más alta con 3.9% y 3.6%, respectivamente.</p> <p>Sistemas Interconectados Baja California Sur y Mulegé: Se pronostica que en el periodo 2025 - 2039 el PIB de los SIBCS y SIMUL tenga un crecimiento promedio anual de 3.1% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2039, al pasar de 0.7% (2025) a 0.8% (2039). Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, los SIBCS y SIMUL podrían crecer a una tasa anual de 3.3% y 2%, respectivamente.</p>

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE

Tabla A1.8 Unidades candidatas a retirar 2025-2039

UNIDAD	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL
T.G. Laguna Chávez, U1	TG	14	NTE
T.G. Laguna Chávez, U2	TG	14	NTE
T.G. Parque Juárez, U2	TG	17.8	NTE
T.G. Parque Juárez, U3	TG	12.9	NTE
T.G. UME-10 Parque	TG	19	NTE
T.C. Punta Prieta II, U1	TC	34	BCS
T.C. Punta Prieta II, U2	TC	34	BCS
T.C. Punta Prieta II, U3	TC	34	BCS
T.G. Punta Prieta II, U1	TG	18	BCS
T.G. Punta Prieta II, U2	TG	25	BCS
T.G. Parque Juárez, U4	TG	27.6	NTE
C.C.I. Baja California Sur I, U1	CI	35	BCS
C.C.I. Baja California Sur I, U2	CI	40	BCS
T.G. Laguna, U5	TG	14	NTE
T.G. Laguna, U6	TG	14	NTE
T.G. Parque Industrial	TG	17.9	NTE
T.G. Cabo Corrientes, U1	TG	11.5	NOR
T.G. Cabo Corrientes, U2	TG	18.8	NOR
T.G. Monclova, U1	TG	17.8	NES
T.G. Monclova, U2	TG	29.7	NES

T.G. Fundidora, U1	TG	11.8	NES
T.G. Leona, U1	TG	11.9	NES
T.G. Leona, U2	TG	11.9	NES
T.G. Tecnológico, U1	TG	25.7	NES
T.G. Universidad, U1	TG	11.9	NES
T.G. Universidad, U2	TG	11.9	NES
Central Termoeléctrica Manzanillo, U10	TC	276.2	OCC
T.C. Tula, U1	TC	307.7	CEL
T.C. Tula, U2	TC	307.1	CEL
C.C.C Dos Bocas	CC	219.1	ORI
C.C.I. Baja California Sur I, U3	CI	41	BCS
C.C.I. Baja California Sur I, U4	CI	40	BCS
T.G. Laguna, U7	TG	14	NTE
T.G. Laguna, U8	TG	14	NTE
T.C. Francisco Villa, U4	TC	140	NTE
T.C. Francisco Villa, U5	TC	142	NTE
C.C.C Huinalá	CC	370	NES
T. C. Río Bravo, U3	TC	278	NES
T. C. Manzanillo, U11	TC	350	OCC
T.C. Altamira, U3	TC	229	NES
T.C. Altamira, U4	TC	227	NES
Altos Hornos de México	TC	260	NES
Central Termoeléctrica Mérida II, U1	TC	78.8	PEN
Central Termoeléctrica Mérida II, U2	TC	77.5	PEN
T.C. Lerma, U2	TC	34.5	PEN
T.C. Lerma, U3	TC	34	PEN
T.C. Lerma, U4	TC	33.7	PEN
T.G. Cancún, U1	TG	13.8	PEN
T.G. Cancún, U2	TG	13.8	PEN
T.G. Mérida, U3	TG	29.3	PEN
C.C.I. San Carlos, U1	CI	30	BCS
T.G. Los Cabos, U1	TG	30	BCS
T. C. Manzanillo, U12	TC	350	OCC
T.G. Cancún, U5	TG	43.7	PEN
T.G. Xul-Ha, U1	TG	13.8	PEN
T.G. Xul-Ha, U2	TG	25.2	PEN

T.G. Los Cabos, U2	TG	27	BCS
T.G. Ciudad Constitución	TG	33	BCS
T.C. Samalayuca, U1	TC	148	NTE
T.C. Samalayuca, U2	TC	149	NTE
T.C. Puerto Libertad, U1	TC	147	NOR
T.C. Puerto Libertad, U2	TC	147	NOR
T.C. Mazatlán II, U1	TC	146	NOR
T.C. Mazatlán II, U2	TC	144	NOR
Termoeléctrica del Golfo	LF	270	NES
Termoeléctrica Peñoles	LF	290	NES
T.G. Los Cabos, U3	TG	27	BCS
C.C.C. Gómez Palacio	CC	233	NTE
T.C. Puerto Libertad, U3	TC	147	NOR
T.C. Puerto Libertad, U4	TC	147	NOR
T.C. Mazatlán II, U3	TC	277	NOR
Villa de Reyes, U2	TC	330.1	OCC
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U1	TC	325.6	ORI
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U2	TC	325	ORI
C.C.I. San Carlos, U2	CI	30	BCS
C.C.I. San Carlos, U3	CI	40	BCS
T.C. Tula, U3	TC	301.6	CEL
T.C. Tula, U4	TC	301.6	CEL
C.C.C Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	CC	213.9	PEN
T.C Valladolid (Felipe Carrillo Puerto), U1	TC	33.1	PEN
T.C Valladolid (Felipe Carrillo Puerto), U2	TC	33.5	PEN
T.G. Culiacán, U1	TG	30	NOR
Enertek (Planta de Cogeneración Altamira)	CC	152	NES
T.C. Tula, U5	TC	281	CEL
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U3	TC	325.3	ORI
Tuxpan (Adolfo López Mateos) U5	TC	323.9	ORI

A2. Catálogo de tecnologías de generación eléctrica

Con la finalidad de representar una Central Eléctrica con sus diferentes parámetros y variables, el CENACE considera el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" (COPAR Generación 2024) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en el cual se presenta la actualización de los principales parámetros técnico-económicos que intervienen en el cálculo del costo nivelado del MWh neto generado, de las diversas tecnologías para la producción de energía eléctrica.

Los parámetros técnicos incluyen datos de la infraestructura de generación (tipos de centrales eléctricas, capacidad, eficiencia, entre otros), así como los Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) que son los gastos fijos y variables necesarios para mantener en operación una Central Eléctrica; éste no considera los costos de combustible. El Costo de Combustible es el gasto directo asociado a la adquisición de los recursos energéticos necesarios para que las Centrales Eléctricas produzcan energía eléctrica.

Los parámetros económicos son indicadores que permiten comparar la viabilidad económica de distintas tecnologías de generación, dentro de los cuales se consideran los Gastos de Capital (CAPEX) que es la inversión a largo plazo destinada a la adquisición, construcción y operación de una Central Eléctrica con la finalidad de expandir su capacidad de producción, mejorar su eficiencia o prolongar su vida útil; el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) el cual representa el costo promedio de la energía a lo largo de la vida útil de una Central Eléctrica y la Tasa de Descuento que refleja el valor del dinero en el tiempo.

A continuación, se muestran los principales parámetros técnicos y económicos para cada una de las tecnologías.

Tabla A2.1 Características básicas de centrales generadoras

(GWh)	GERENCIA DE CONTROL							SISTEMA				
	AÑO	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN
2010	34,789	31,734	45,144	14,567	17,052	37,261	7,732	9,605	1,722	107	188,279	199,714
2011	36,540	33,567	48,599	16,264	18,340	40,608	8,142	10,044	1,882	112	202,060	214,098
2012	37,792	34,836	49,959	16,895	18,656	40,941	8,354	10,514	1,932	115	207,433	219,995
2013	38,818	35,292	50,428	17,263	18,743	40,989	8,660	10,554	1,965	118	210,192	222,830
2014	39,064	35,986	51,952	17,796	19,596	41,947	9,032	11,122	2,016	124	215,373	228,635
2015	40,364	37,286	53,884	18,497	20,368	43,231	9,730	11,618	2,098	124	223,360	237,199
2016	45,070	38,423	53,290	20,017	21,231	45,455	10,342	12,005	2,239	123	233,828	248,195
2017	46,423	39,607	57,743	20,823	22,466	45,957	11,055	12,429	2,267	125	244,073	258,895
2018	48,269	41,840	58,995	21,277	23,565	47,973	11,399	12,798	2,460	125	253,318	268,700
2019	48,590	42,709	60,871	21,441	24,592	48,723	12,425	12,937	2,501	126	259,352	274,917
2020	46,362	40,722	59,536	22,247	24,508	45,613	11,204	13,521	2,394	131	250,193	266,239
2021	47,262	42,530	61,885	22,332	24,699	49,321	11,827	14,671	2,597	135	259,855	277,258
2022	48,988	44,503	64,629	22,580	25,268	51,806	13,043	14,991	2,742	137	270,817	288,687
2023	49,709	46,528	66,822	24,037	25,909	53,160	14,414	14,879	2,995	146	280,579	298,599
2024	49,411	48,022	67,732	24,651	26,592	53,876	14,934	15,565	3,079	150	285,218	304,011

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

Tabla A2.2 Costo unitario de inversión de centrales generadoras

CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD POR UNIDAD (MW)		DÓLARES/KW BRUTO		
		BRUTA	NETA	ISC	ISC+ADP	CAIO (6.89%)
Turbogás aeroderivada gas	1	52.8	51.5	881	1,057	1,093
Turbogás aeroderivada gas	1	104.5	101.0	758	910	945
Turbogás industrial gas	1	111.1	109.3	595	715	739
Turbogás industrial gas	1F	260.3	255.9	400	480	499

Turbogás industrial gas	1G	269.9	264.0	443	531	552
Turbogás industrial gas	1H	439.6	431.1	380	456	474
Turbogás industrial gas	1J	450.9	439.6	370	444	461
Turbogás aeroderivada diésel	1	53.7	52.9	850	1,020	1,054
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1A x 1	67.3	65.8	1,250	1,499	1,641
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1F x 1	379.2	371.5	620	745	816
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2F x 1	762.5	745.9	583	699	770
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	3F x 1	1141.5	1116.8	558	670	736
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1G x 1	402.8	394.4	643	772	842
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2G x 1	811.9	793.7	612	734	807
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1H x 1	626.4	613.7	548	658	718
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2H x 1	1196.2	1170.7	524	628	691
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1J x 1	567.4	555.9	549	659	725
1/ Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2J x 1	1141.0	1117.2	515	617	679
Combustión interna con gas	1	18.8	18.5	967	1,160	1,288
Combustión interna con gas	1	9.4	9.2	967	1,160	1,242
2/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	334.1	1,283	1,539	1,769
2/ Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.9	1,277	1,533	1,791
2/ Carb. supercrítica c/desulf	1	700.0	660.3	1,515	1,818	2,125
Nuclear ABWR 1,400	1	1399.4	1352.3	6,170	7,527	10,322
Nuclear AP 1,200	1	1199.5	1158.3	6,021	7,346	9,197
3/ Geotermeléctrica	1	27.0	25.0	3,120	3,681	3,983
Hidroeléctrica Mayor	1	375.0	373.0	2,848	3,309	3,902
Hidroeléctrica Menor	1	81.2	80.0	2,742	2,934	3,329
Pequeña Hidroeléctrica	1	35.5	35.0	2,682	3,028	3,381
Mini Hidroeléctrica	1	5.0	5.0	2,471	2,790	3,012
Eólica	1	3.0	3.0	1,332	1,412	1,507
Eólica	1	5.0	5.0	1,317	1,396	1,490
Eólica	1	10.0	10.0	1,209	1,282	1,368
Eólica en mar	1	12.0	12.0	2,576	2,731	2,915
Solar fotovoltaica	1	1.0	1.0	900	1,008	1,017
Banco de baterías 2 hrs	1	1.0	1.0	902	1,010	1,019
Banco de baterías 4 hrs	1	1.0	1.0	1,283	1,437	1,449
Banco de baterías 6 hrs	1	1.0	1.0	2,104	2,356	2,377
Banco de baterías 8 hrs	1	1.0	1.0	2,340	2,621	2,643
Banco de baterías 10 hrs	1	1.0	1.0	2,706	3,031	3,057

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

Tabla A2.3 Costo de operación y mantenimiento de centrales generadoras

CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD POR UNIDAD (MW)		FIJO (USD/MW-AÑO)	TOTAL (USD/MWh)	
		BRUTA	NETA			
Turbogás aeroderivada gas	1	52.8	51.5	19,208	4	15
Turbogás aeroderivada gas	1	104.5	101.0	8,364	4	8
Turbogás industrial gas	1	111.1	109.3	7,287	5	9
Turbogás industrial gas	1F	260.3	255.9	5,939	4	7
Turbogás industrial gas	1G	269.9	264.0	6,826	4	8
Turbogás industrial gas	1H	439.6	431.1	5,619	3	6
Turbogás industrial gas	1J	450.9	439.6	5,122	3	6
Turbogás aeroderivada diésel	1	53.7	52.9	19,780	4	15
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1A x 1	67.3	65.8	26,014	5	9
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1F x 1	379.2	371.5	15,375	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2F x 1	762.5	745.9	14,639	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	3F x 1	1,141.5	1,116.8	13,556	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1G x 1	402.8	394.4	15,311	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2G x 1	811.9	793.7	14,589	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1H x 1	626.4	613.7	13,223	3	5
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2H x 1	1,196.2	1,170.7	12,538	2	4
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	1J x 1	567.4	555.9	13,099	3	4
Ciclo combinado gas enfriamiento aerocondensador	2J x 1	1,141.0	1,117.2	12,027	2	4
Combustión interna con gas	1	18.8	18.5	13,129	6	10
Combustión interna con gas	1	9.4	9.2	13,145	6	9
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	334.1	35,288	3	5
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.9	36,381	3	8
Carb. supercrítica c/desulf	1	700.0	660.3	43,849	3	9
Nuclear ABWR 1,400	1	1,399.4	1,352.3	149,380	3	23
Nuclear AP 1,200	1	1,199.5	1,158.3	155,261	3	23
3/ Geotermoelectrica	1	27.0	25.0	176,433		35
Hidroeléctrica Mayor	1	375.0	373.0	104,837		40
Hidroeléctrica Menor	1	81.2	80.0	88,370		34
Pequeña Hidroeléctrica	1	35.5	35.0	73,079		28
Mini Hidroeléctrica	1	5.0	5.0	62,493		24
Eólica	1	3.0	3.0	26,031		8
Eólica	1	5.0	5.0	26,619		9
Eólica	1	10.0	10.0	27,207		9
Eólica en mar	1	12.0	12.0	68,375		22
Solar fotovoltaica	1	1.0	1.0	10,366		8

Banco de baterías 2 hrs	1	1.0	1.0	31,527		18
Banco de baterías 4 hrs	1	1.0	1.0	29,559		14
Banco de baterías 6 hrs	1	1.0	1.0	40,783		16
Banco de baterías 8 hrs	1	1.0	1.0	39,991		13
Banco de baterías 10 hrs	1	1.0	1.0	41,399		12

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

A3. Catálogo de tecnologías de transmisión

Un modelo de Red Detallada consiste esencialmente de la integración de todos los elementos que operan en un Sistema Eléctrico de Potencia, que son los siguientes: Barras, Generadores, Líneas de Transmisión, Transformadores, Reactores, Capacitores, Cargas y elementos de Compensación Dinámica. Estos modelos detallados también se utilizan en CENACE para realizar las evaluaciones económicas de los principales proyectos propuestos de ampliación o modernización, dando como resultado de manera muy específica el requerimiento de los elementos necesarios para solventar alguna problemática.

Costos de elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia

A continuación, se muestran los costos estimados en Millones de Pesos (MDP) de elementos básicos de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Tabla A3.1 Costos de elementos de transmisión y distribución

INVERSIÓN (MILLONES DE PESOS)		
ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	TOTAL
Línea de Transmisión 400 KV - 1 km (1cto, 3 C/F)	1 km 400 KV, 1 circuito, 3 conductores por fase de 1113 ACSR/AS kCM	25
Línea de Transmisión 400 KV - 1 km (1cto, 2 C/F)	1 km 400 KV, 1 circuito, 2 conductores por fase de 1113 ACSR/AS kCM	22
Línea de Transmisión 400 KV -1 km (2cto, 2 C/F)	2 km 400 KV, 2 circuitos, 2 conductores por fase de 1113 ACSR/AS kCM	23
Línea de Transmisión 230 KV - 1 km (2ctos, 2 C/F)	1 Km 230 KV, 1 circuito, 2 conductores por fase de 1113 ACSR/AS kCM	21
Línea de Transmisión 230 KV - 1 km (2ctos, c C/F)	1 km 230, 2 circuitos, 2 conductores por fase de 1113 ACSR/AS kCM	21
Línea de Transmisión 115 KV - 1 km (1cto, 1 C/F)	1 km 115 KV, 1 circuito, 1conductor por fase de 795 ACSR/AS kCM	12
Línea de Transmisión 115 KV - 1 km (2ctos, 1 C/F)	1 km 115 KV, 2 circuitos, 1 conductor por fase de 795 ACSR/AS kCM	12
LTCPS en 400 KV - 1 km (1cto, 3 C/F 2500 mm ²)	1 km 400 KV, 1 circuito, 3 conductores por fase de 2500 mm ²	60
LTCPS en 400 KV - km (2ctos, 3 C/F 2500 mm ²)	1 km 230 KV, 2 circuitos, 3 conductores por fase de 2500 mm ²	117
LTCPS en 230 KV - 1 km (1cto, 2 C/F 2000 mm ²)	1 km 230 KV, 1 circuito, 2 conductores por fase de 2000 mm ²	70
LTCPS en 230 KV - 1 km (2ctos, 2 C/F 2000 mm ²)	1 km 230 KV, 2 circuitos, 2 conductores por fase de 2000 mm ²	136
LTCPS en 115 KV - 1 km (1cto, 2 C/F 1600 mm ²)	1 km 115 KV, 1 circuito, 2 conductores por fase de 1600 mm ²	42

LTCPS en 115 kV - 1 km (2ctos, 2 C/F 1600 mm ²)	1 km 115 kV, 2 circuitos, 2 conductores pir fase de 1600 mm ²	79
1 Alimentador en 400 kV	1 Alimentador 400 kV	107
1 Alimentador en 230 kV	1 Alimentador 230 kV	54
1 Alimentador en 115 kV	1 Alimentador 115 kV	32
1 Alimentador en 69 kV	1 Alimentador 69 kV	28
1 Alimentador SF6 en 400 kV	1 Alimentador(es) encapsulados en SF6 400 kV	132
1 Alimentador SF6 en 230 kV	1 Alimentador(es) enapsulados en SF6 230 kV	92
1 Alimentador SF6 en 115 kV	1 Alimentador(es) enapsulados en SF6 115 kV	75
1 Banco de Transformación 400/230 kV, 375 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1AT-1F_4x125_400/230	456
1 Banco de Transformación 400/230 kV, 225 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1T-1F_4x75_400/230	421
1 Banco de Transformación 400/115 kV, 375 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1T-1F_4x125_400/115	389
1 Banco de Transformación 400/115 kV, 225 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1T-1F_4x75_400/115	336
1 Banco de Transformación 230/115 kV, 225 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1AT-1F_4x75_230/115	255
1 Banco de Transformación 230/115 kV, 100 MVA (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco 1AT-1F_4x33.33_230/115	191
1 Banco de Reactores de 150 MVAr en 400 kV (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_400kV_4x50 MVAr	218
1 Banco de Reactores de 100 MVAr en 400 kV (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_400kV_4x33 MVAr	195
1 Banco de Reactores de 75 MVAr en 400 kV (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_400kV_4x25 MVAr	170
1 Banco de Reactores de 62 MVAr en 400 kV (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_400kV_4x20.66 MVAr	166
1 Banco de Reactores de 50 MVAr en 400 kV (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_400kV_4x16.66 MVAr	147
1 Banco de Reactores de 21 MVAr en 230 (incluye fase de reserva)	Nuevo Banco de Reactores R-1F_230kV_4x7 MVAr	126
1 Capacitor de 30 MVAr en 115 kV	1 Capacitor(es) 115_30 MVAr	20
1 Capacitor de 22.85 MVAr en 115 kV	1 Capacitor(es) 115_22.5 MVAr	20
1 Capacitor de 15 MVAr en 115 kV	1 Capacitor(es) 115_15 MVAr	19
1 Capacitor de 7.5 MVAr en 115 kV	1 Capacitor(es) 115_7.5 MVAr	18
1 CEV en 400 kV capacidad +/- 300 MVAr	1CEV's 400 kV 300 ind-300cap (MVAr)	473
1 CEV en 230 kV capacidad +/- 200 MVAr	1CEV's 230 kV 200 ind-200cap (MVAr)	416
1 CEV en 115 kV capacidad +/- 150 MVAr	1CEV's 115 kV 150 ind-150cap (MVAr)	366
1 CEV en 115 kV capacidad +/- 100 MVAr	1CEV's 115 kV 100 ind-100cap (MVAr)	294

1 STATCOM en 400 kV capacidad +/- 300 MVAr	1 STATCOM 400 KV_300 ind/300 cap_600 MVAr	633
1 STATCOM en 230 kV capacidad +/- 300 MVAr	1 STATCOM 230 KV_300 ind/300 cap_600 MVAr	599
1 STATCOM en 230 kV capacidad +/- 200 MVAr	1 STATCOM 230 KV_200 ind/200 cap_400 MVAr	410
1 STATCOM en 115 kV capacidad +/- 200 MVAr	1 STATCOM 115 KV_200 ind/200 cap_400 MVAr	345
1 Transformador Trifásico 230/34.5 kV, 60 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_60_230/34.5	116
1 Transformador Trifásico 230/34.5 kV, 50 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_50_230/34.5	109
1 Transformador Trifásico 230/34.5 kV, 40 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_40_230/34.5	105
1 Transformador Trifásico 230/13.8 kV, 40 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_40_230/13.8	96
1 Transformador Trifásico 115/34.5 kV, 40 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_40_115/34.5	93
1 Transformador Trifásico 115/13.8 kV, 40 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_40_115/34.5	77
1 Transformador Trifásico 115/34.5kV, 30 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_30_115/34.5	93
1 Transformador Trifásico 115/13.8 kV, 30 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_30_115/13.8	70
1 Transformador Trifásico 115/34.5 kV, 20 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_20_115/34.5	78
1 Transformador Trifásico 115/13.8 kV, 20 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_20_115/13.8	63
1 Transformador Trifásico 69/13.8 kV, 40 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_40_69/13.8	70
1 Transformador Trifásico 69/13.8 kV, 30 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_30_69/13.8	67
1 Transformador Trifásico 69/13.8 kV, 20 MVA	Nuevo Banco 1T-3F_20_69/13.8	65

Ciudad de México, 14 de octubre de 2025.- Secretaría de Energía: Secretaria de Energía, Mtra. **Luz Elena González Escobar**.- Rúbrica.

1 No incluye frenos regenerativos, ni Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), ni Generación Distribuida (GD).

2 Para el año 2024, se considera la capacidad instalada al cierre de 2024, es decir únicamente, la capacidad instalada en operación comercial.

3 Fuente: CFE Distribución

- 4 Antes de marzo de 2025, estas tarifas eran establecidas por la extinta Comisión Reguladora de Energía.
- 5 Siguiendo la evolución del periodo 1960-2020, bajo un modelo logístico con valor límite inferior de 1.78 ocupantes por vivienda.
- 6 De conformidad con la última información disponible del Marco macroeconómico previsto en los Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y las proyecciones de la Subsecretaría de Electricidad de SENER.
- 7 Los inversores con funcionamiento Grid following se sincronizan con la red eléctrica y siguen su voltaje y frecuencia; requieren una red estable para funcionar y no pueden operar de manera autónoma. Mientras que los inversores Grid forming son capaces de crear y mantener su propio voltaje y frecuencia, con ello pueden operar de forma independiente, estabilizar la red y permitir el funcionamiento de microrredes.
- 8 Incluye Generación Distribuida y capacidad en pruebas
- 9 Incluye Sistemas de Almacenamiento con baterías.
- 10 Incluye centrales eléctricas en fase de pruebas.
- 11 La Capacidad Instalada Neta equivale a la capacidad interconectada más la capacidad de la GD menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.
- 12 Las Adiciones Netas de Capacidad Instalada equivalen a la capacidad interconectada adicionada más la capacidad de la generación distribuida adicionada menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.
- 13 El margen de reserva en BCN no considera la capacidad de exportación e importación en el enlace de interconexión BCN-CAISO, por tanto, puede incrementarse de acuerdo con las necesidades del SIBCN.
- 14 Los requerimientos de capacidad de la convocatoria son ligeramente superiores a los descritos en el PVICRE.